

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

HQD - Demande relative
l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2019-202

DOSSIER R-4057-2018

RAPPORT I DU GRAME

Tarification

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Avec la collaboration de
David Moreau Bastien
Analyste pour le GRAME

Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 12 novembre 2018

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité.

Le GRAME a retenu également la participation de monsieur David Moreau-Bastien, diplômé de l'université de Sherbrooke au premier cycle en administration des affaires, et d'un M.B.A. Business Administration, avec spécialisation en *Sustainable Business*. M. Moreau-Bastien a participé à la rédaction d'une partie de la preuve du GRAME aux dossiers R-3854-2013 et R-3864-2013. Dans ce rapport, il a collaboré à la section sur la stratégie tarifaire pour les tarifs domestiques par la préparation de l'annexe 1.

RESUME

Stratégie relative aux tarifs domestiques

Le GRAME a produit une analyse de la valeur relative à l'inflation du prix de la première et de la deuxième tranche entre 2005 et 2018. Il constate que le prix de la deuxième tranche s'est accru significativement au-delà de l'inflation, contrairement à celui de la première tranche, constituant un fort incitatif à la croissance de l'autoproduction, lequel se situe dans un contexte de surplus énergétique. Le GRAME constate également que la hausse du prix de la deuxième tranche au-delà de l'inflation impacte davantage la clientèle MFR que les segments Propriétaire (TAÉ- Multilogement) et locataires qui consomment davantage en première tranche que la clientèle MFR¹.

Le GRAME s'est également penché sur la relation entre le coût évité de long terme et la cible de prix de la première tranche, laquelle démontre que le ratio des coûts évités de chauffage par rapport aux usages de base comporte un déséquilibre en faveur du prix de la première tranche. Le GRAME recommande donc la hausse uniforme des deux tranches d'énergie du tarif domestique afin d'éviter d'accentuer ce déséquilibre.

Propositions relatives à la tarification dynamique

Le Distributeur propose trois options de tarification dynamique, soit la Tarification en pointe critique (TPC), le Crédit à la pointe critique (CPC) et la tarification différentiel dans le temps (TDT), lesquelles s'adressent à la clientèle des tarifs D (Domestique), M et G (Institutionnel et commercial). Le GRAME est favorable aux trois options proposées. La différenciation de prix de la pointe critique pour les options CPC et TPC semble suffisante, bien que la clientèle doive être prudente dans la détermination de sa température de consigne lors de la période dite d'*ancrage* servant à prendre en compte la variation de température. De l'avis du GRAME, il aurait probablement été plus équitable de prévoir un facteur d'ajustement de la consommation en fonction de l'impact de la variation de la température sur la consommation des clients. Pour l'option TDT, le GRAME est d'avis qu'elle retient un tarif hors pointe suffisamment inférieur pour motiver la clientèle à déplacer ses habitudes de consommation. Cependant, le GRAME recommande de suivre l'évolution de l'effacement de la demande à la pointe durant les cinq prochaines années dans le but de s'assurer que cette cohorte de clients ne comporte pas majoritairement des clients opportunistes, donc que la TDT participe réellement à l'effort de réduction de la pointe hivernale.

¹ R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Graphique E-1-A, p. 119

TABLE DES MATIERES

Mandat	2
Résumé.....	3
I. Stratégie relative aux tarifs domestiques.....	5
1.1 Hausse uniforme et inflation.....	5
1.2 Cible ou ratio entre les deux tranches d'énergie.....	9
1.3 Impact sur la demande en puissance à la pointe du réseau de distribution.....	12
1.4 Impact d'un faible signal de prix à la 1 ^{ère} tranche sur les mesures en efficacité énergétique.....	12
1.5 Impact de la croissance de l'auto-production dans un contexte de surplus	15
1.6 Conclusions et recommandations	18
2. Proposition relative à la tarification dynamique	19
2.1 Option crédit en pointe critique clientèle résidentielle et petite puissance (CPC)..	19
2.1.1 Modalité du programme : L'offre de 50 cent/kWh d'énergie effacée.	20
2.1.2 L'estimation de la consommation d'énergie et impact du préchauffage des locaux.....	23
2.1.3 Impacts de la variation de la température de consigne	24
2.1.4 Recommandations concernant les outils de communication à la clientèle :	29
2.2. Tarification de pointe critique (TPC) – Clientèle résidentielle et petite puissance,	30
2.2.1 Préambule	30
2.2.2 Conditions d'admissibilité et limitations	30
2.2.3 Détermination du malus de 50 cent/kWh d'énergie consommée en période critique	31
2.2.4 Recommandations outils de communications à la clientèle :	33
2.3. Tarification de pointe critique : Clientèle aux tarifs M et G9.....	34
2.4 Tarif différencié dans le temps (« TDT »).....	34
2.5 Limiter le nombre d'abonnements options TPC, CPC et TDT.....	35
2.6 Évaluation des économies potentielles, opérationnalisation et commercialisation	37
Annexe I : Fichier Excel de calcul Section I : Stratégie tarifaire domestique	

I. STRATEGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

1.1 Hausse uniforme et inflation

Dès le dossier R-3854-2013, le GRAME constatait que la stratégie de hausse différenciée, soit celle de hausser deux fois plus le prix de l'énergie consommée au-delà de 30 kWh par jour, par rapport à la première tranche d'énergie, contribuait à faire en sorte que la première tranche n'avait pas été indexée à l'inflation depuis 2005².

Le GRAME réitérait cette observation au dossier R-3933-2015, indiquant qu'il s'inquiétait de l'impact du déplacement du seuil de la première tranche en lien avec l'évolution du prix relatif de l'énergie (inflation)³ et du prix de la deuxième tranche qui s'en éloigne significativement. À cet égard, le GRAME était préoccupé par le fait que les segments de marché de faible consommation n'aient plus un signal de prix favorisant des investissements en efficacité énergétique.

Le GRAME soumet que le prix relatif à l'inflation pour la deuxième tranche d'énergie était déjà de l'ordre de + 7,45 % en 2013, alors que le prix relatif de la première tranche se situait sous l'inflation par rapport à 2005 :

Tableau 1.1 : Comparaison des tarifs avec l'inflation entre 2005 et 2013			
	Redevances (C/jours)	30 premiers kWh par jour (C/kWh)	Reste de l'énergie (C/kWh)
Tarif 2005 ⁴ (Dossier R-3579-2005)	40,64	5,02	6,33
Inflation*	13,75 %	13,75 %	13,75 %
Équivalent en 2013 du tarif de 2005 (Dollars de 2013)	46,23	5,71025	7,200375
Tarif 2013 ⁵	40,64	5,41	7,78
Différence tarifaire 2005-2013 (Dollars de 2013)	-5,59	-0,30	0,58
Différence tarifaire 2005-2013 (%) (Comparaison dollars de 2013)	-13,75 %	-5,55 %	7,45 %

Référence : R-3854-2013, [C-GRAME-0013](#), Section 1.2 Stratégie tarifaire, pages 9-12

² R-3854-2013, [C-GRAME-0013](#), Section 1.2 Stratégie tarifaire, pages 9-12

³ R-3933-2015, [C-GRAME-0010](#), page 11

⁴ R-3579-2005, B-1, HQD-13, Document 1, Page 18

⁵ R-3854-2013, B-0049, Tableau 2, Tarifs domestiques proposés pour 2014

En comparant les tarifs avec l'inflation entre 2005 et 2018 et entre 2005 et 2019, tout en tenant compte du déplacement de la 1^{ière} tranche, on observe que le prix relatif à l'inflation pour la 2^{ième} tranche d'énergie a progressé pour atteindre un facteur de +14,39 % en 2018 et +15,77 % en 2019, comparativement à +7,45 % en 2013, alors que le prix relatif de la première tranche se situe toujours sous l'inflation par rapport à 2005, bien qu'on remarque une réduction de ce rapport entre 2018 et 2019 :

Tableau 1.2⁶			
Comparaison des tarifs avec l'inflation entre 2005/2018 et 2005/2019			
	Redevances (C/jours)	30 premiers kWh (C/kWh/jour)	2^{ième} tranche (C/kWh)
Tarif D 2005⁷	40,64	5,02	6,33
Inflation⁸	23,34%	23,34%	23,34%
	Redevances (C/jours)	36 premiers kWh (C/kWh/jour)	2 ^{ième} tranche (C/kWh)
Équivalent 2018 du tarif 2005 (Dollars de 2018)	50,13	6,191668	7,807422
Tarif D 2018⁹	40,64	5,91	9,12
Différence tarifaire (%)	-23,34%	-4,77%	14,39%
	Redevances (C/jours)	40 premiers kWh (C/kWh/jour)	2 ^{ième} tranche (C/kWh)
Inflation prévue 2019¹⁰	1,2%	1,2%	1,2%
Équivalent 2019 du tarif 2005 (Dollars de 2019)	50,73	6,27	7,90
Nouveaux Tarifs 2019¹¹	40,64	6,07	9,38
Différence tarifaire (%)	-24,82%	-3,23%	15,77%

⁶ Voir Annexe 1 : Fichier Excel

⁷ R-3579-2005, [B-1](#), HQD-13, doc. 2, page 3

⁸ <http://www.bankofcanada.ca/rates/related/inflation-calculator/>

⁹ R-4057-2018, [B-0030](#), Tableau 2 : Tarifs domestiques proposés pour 2019, p.10

¹⁰ R-4057-2018, [B-0006](#), page 8

¹¹ R-4057-2018, [B-0030](#), Tableau 2 : Tarifs domestiques proposés pour 2019, p. 10

Si on observe maintenant l'impact sur différents segments de consommation du déplacement du seuil de la première tranche en combinaison avec une stratégie de hausse différenciée des deux tranches du tarif D entre 2005 et 2018 et entre 2005 et 2019 :

Tableau 1.3 : Impact de la stratégie tarifaire selon la consommation journalière 2005-2018 et 2005-2019¹²							
	25 kWh/jour	35 kWh/jour	40 kWh/jour	45 kWh/jour	60 kWh/jour	80 kWh/jour	100
	Coût mensuel (\$)	Coût mensuel (\$)	Coût mensuel (\$)	Coût mensuel (\$)	Coût mensuel (\$)	Coût mensuel (\$)	Coût mensuel (\$)
Tarif D 2005 ¹³	49,842	66,867	76,362	85,857	114,342	152,322	190,302
2018							
Inflation (2005/2018) ¹⁴	23,34%	23,34%	23,34%	23,34%	23,34%	23,34%	23,34%
Tarif D 2018 ¹⁵	56,517	74,247	86,964	100,644	141,684	196,404	251,124
Équivalent 2018 du tarif 2005	61,48	82,47	94,18	105,90	141,03	187,87	234,72
Différence (T) 2005-2018	-4,96	-8,23	-7,22	-5,25	0,65	8,53	16,41
Différence (T) (%)	-8,77%	-11,08%	-8,30%	-5,22%	0,46%	4,34%	6,53%
2019							
Inflation 2019 ¹⁶	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Tarifs 2019 ¹⁷	57,72	75,93	85,03	99,10	141,31	197,59	253,87
Équivalent 2019 du tarif 2005	62,21	83,46	95,32	107,17	142,72	190,13	237,54
Différence (TR) 2005 et 2019	-4,50	-7,54	-10,28	-8,06	-1,41	7,46	16,34
Différence (T) (%)	-7,79%	-9,93%	-12,09%	-8,14%	-1,00%	3,78%	6,44%

¹² Voir Annexe 1 : Fichier Excel

¹³ R-3579-2005, [B-1](#), HQD-13, doc. 2, page 3

¹⁴ <http://www.bankofcanada.ca/rates/related/inflation-calculator/>

¹⁵ R-4057-2018, [B-0030](#), Tableau 2 : Tarifs domestiques proposés pour 2019, p.10

¹⁶ R-4057-2018, [B-0006](#), page 8

¹⁷ R-4057-2018, [B-0030](#), Tableau 2 : Tarifs domestiques proposés pour 2019, p.10

Constats - Tableau 1.3, Impact de la stratégie tarifaire selon la consommation journalière 2005-2018 et 2005-2019 :

- Globalement on peut constater que les tranches de consommation entre 25 kWh/jour et 45 kWh/jour ont été avantagées entre 2005 et 2018 et entre 2005 et 2019 ;
- On peut également observer l'impact du déplacement du seuil de la 1^{ière} tranche entre 2018 et 2019 pour les catégories consommant au-delà de 35 kWh /jour, lequel induit une réduction de la facture mensuelle, de même qu'une augmentation du différentiel de l'inflation entre 2005 et 2019, contrairement aux segments entre 25 et 35 kWh/jour qui ne bénéficient pas du déplacement du seuil ;
- Finalement, on constate que les clients consommant principalement en première tranche, et peu en deuxième tranche, soit les segments entre 25 et 45 kWh/jour bénéficient de tarifs inférieurs à ceux de 2005, en valeur actualisée. La clientèle la plus avantagée se situe à une consommation de 40 kWh/jour avec **-12,09 %** ;

Tableau E-3.1 :

Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver (de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)

Segments	Nombre (milliers)	Consommation moyenne par jour par client (kWh année)	Consommation moyenne par jour par client (kWh hiver)	Consommation moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	35
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489

Référence : R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Tableau E-3.1, p. 119

Le GRAME tire deux constats de cette analyse, dont la Régie devrait tenir compte dans sa décision à prendre sur la stratégie tarifaire domestique et la demande de hausse uniforme des deux tranches d'énergie.

- Cette hausse du prix de la deuxième tranche au-delà de l'inflation impacte davantage la clientèle MFR consommant en hiver en moyenne 62 kWh/jour, que les segments Propriétaire (TAÉ- Multilogement) et locataires consommant en hiver en moyenne 51 kWh/jour¹⁸ ;
- La clientèle la plus impactée comporte une consommation de plus de 60 kWh/jour, comme le segment *Propriétaire -TAÉ- maison et plex* (110 kWh/jour hiver) lequel

¹⁸ R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Graphique E-1-A, page 119

a un profil (Propriétaire et disponibilité de l'espace d'aménagement) pouvant faciliter l'autoproduction (voir section 1.5) ;

1.2 Cible ou ratio entre les deux tranches d'énergie

Une question se pose, à savoir comment définir une cible pour le prix de la deuxième tranche qui réponde au besoin d'identifier un signal de prix se rapprochant des coûts de long terme.

Tout d'abord, il faut examiner les prix des deux tranches d'énergie et les comparer aux coûts évités, pas seulement le prix de la deuxième tranche, mais également celui de la première tranche. À cet égard, le Distributeur confirme au GRAME que le *prix de la 1^{re} tranche d'énergie est inférieur au coût évité de long terme du chauffage des locaux et des usages de base pour les clients au tarif D* :

Le Distributeur confirme que le prix de la 1^{re} tranche d'énergie est inférieur au coût évité de long terme du chauffage des locaux et des usages de base pour les clients au tarif D. C'est d'ailleurs pour cette raison que le Distributeur a invoqué qu'il pourrait être justifié d'appliquer une hausse plus importante du prix de la 1^{re} tranche d'énergie que celui de la 2^e tranche. Compte tenu des impacts plus importants qu'une telle hausse pourrait avoir sur les petits consommateurs, dont les MFR, le Distributeur propose plutôt d'appliquer une hausse uniforme.

Voir également la réponse à la question 1.3 et la réponse à la question 43.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).

Le prix de la 2^e tranche d'énergie ne peut compenser l'écart entre le prix de la 1^{re} tranche et le coût évité. Les tarifs visent à récupérer les revenus requis, donc les coûts moyens. Puisque les coûts évités excèdent les coûts moyens, il n'est pas possible de fixer les deux prix d'énergie du tarif D aux coûts évités.

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.6.1 p. 8-9

Or, le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie dépasse le coût évité total jusqu'en 2023 de même que le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux jusqu'en 2027 :

« Le Distributeur réitère une fois de plus que le contexte énergétique actuel et la transition énergétique en cours justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D. En effet, le contexte de surplus énergétiques fait en sorte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2019 à 2023 se situent bien en-deçà du prix actuel de la 2^e tranche d'énergie de 9,12 ¢/kWh ».
[nous soulignons]

Référence : Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 17;

La Régie s'est interrogée sur l'un de ces aspects (réf.), à savoir quel coût marginal de long terme devrait être utilisé pour comparer le prix de la deuxième tranche d'énergie, soit celui des coûts évités de moyen terme (5 ans), ou celui basé sur un horizon de long terme de 10 ans.

Dans sa réponse à la Régie, le Distributeur expose de manière détaillée la problématique reliée à l'usage des coûts de long ou moyen terme¹⁹. Il propose plutôt d'évaluer la valeur relative des deux tranches d'énergie en fonction de leurs coûts relatifs de long terme, soit d'établir des ratios entre le prix actuel et le prix de long terme. Il demande donc à la Régie de tenir compte également du prix relatif de la première tranche dans son analyse du contexte énergétique dans laquelle s'inscrit la stratégie tarifaire pour le tarif domestique.

Le Distributeur propose donc de vérifier si le ratio entre les deux prix du tarif D (chauffage des locaux et usages de base) correspond au ratio différentiel entre les coûts évités des deux tranches d'énergie à moyen terme (5 ans) et à long terme (10 ans).

Il conclut que ce n'est pas le cas, que la relation entre les ratios des coûts évités à l'horizon de 2024 démontre que le prix de la première tranche devrait être ajusté à la hausse, contrairement au prix de la deuxième tranche du tarif D. Puis, en comparant les ratios des coûts évités à l'horizon de 2028, il constate que le ratio des coûts évités de chauffage par rapport aux usages de base comporte un déséquilibre plus important, puisque la croissance du coût évité à l'horizon 2028 résulte de besoins énergétiques applicables à toutes les heures de l'année, qui n'est donc pas spécifique aux besoins de chauffage des locaux.²⁰ Les ratios calculés par le Distributeur sont de 1,44 à l'horizon 2024 et de 1,23 à l'horizon 2028.²¹

TABLEAU R-43.3 :
COÛTS ÉVITÉS DU CHAUFFAGE DES LOCAUX ET DES USAGES DE BASE
POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D

En ¢/kWh courants	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<i>Chauffage des locaux</i>	6,92	7,06	7,20	7,34	7,49	10,26	10,47	10,68	10,89	16,33
<i>Fourniture - Transport</i>	4,47	4,55	4,64	4,74	4,83	7,55	7,70	7,85	8,01	13,39
<i>Transport - Charge locale</i>	1,81	1,84	1,88	1,92	1,95	1,99	2,03	2,07	2,12	2,16
<i>Distribution</i>	0,65	0,67	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78
<i>Usages de base</i>	5,22	5,32	5,42	5,52	5,63	7,12	7,26	7,40	7,55	13,32
<i>Fourniture - Transport</i>	3,97	4,04	4,12	4,20	4,28	5,75	5,86	5,97	6,08	11,83
<i>Transport - Charge locale</i>	0,92	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09
<i>Distribution</i>	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40
En ¢/kWh de 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<i>Chauffage des locaux</i>	6,79	6,79	6,79	6,79	6,78	9,11	9,11	9,11	9,11	13,40
<i>Fourniture - Transport</i>	4,38	4,38	4,38	4,37	4,37	6,70	6,70	6,70	6,70	10,98
<i>Transport - Charge locale</i>	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
<i>Distribution</i>	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
<i>Usages de base</i>	5,11	5,11	5,11	5,10	5,10	6,33	6,32	6,32	6,31	10,93
<i>Fourniture - Transport</i>	3,89	3,89	3,88	3,88	3,87	5,10	5,10	5,09	5,09	9,71
<i>Transport - Charge locale</i>	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
<i>Distribution</i>	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33

Référence : R-4057-2018, [B-0062](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 43.3, Tableau R-43.3, p. 118

Par ailleurs, on peut observer qu'au dossier R-3933-2015, les coûts évités de long terme à l'horizon 2024 étaient estimés à 16,6 cents/kWh, donc supérieurs à ceux estimés au présent

¹⁹ R-4057-2018, [B-0062](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 43.3, p. 118

²⁰ R-4057-2018, [B-0062](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 43.3, p. 118

²¹ R-4057-2018, [B-0062](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 43.3, p. 118

dossier. On peut aussi constater que le prix de l'énergie, par rapport au prix de la puissance, impacte les ratios Chauffage des locaux/ usages de base, à la hausse comme à la baisse.

TABLEAU R-6.1 :
ÉVOLUTION DES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME
POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX ET POUR TOUS LES USAGES

Coûts évités de long terme (Année)	R-3644-2007 (2017)	R-3933-2015 (2024)
Chauffage des locaux	12,74 ¢/kWh	16,06 ¢/kWh
Tous les usages	12,19 ¢/kWh	14,44 ¢/kWh
Ratio Chauffage des locaux / Tous les usages	1,05	1,11

Référence : R-3933-2015, [B-0076](#), Réponses à la demande de renseignement no 4 de la Régie, RDDR no 6.1

Au dossier R-3933-2015, le GRAME recommandait la poursuite de la différenciation de la hausse entre les deux tranches d'énergie, mais que cette différenciation s'assure de ne pas créer de réduction significative de la première tranche par rapport à l'inflation. Il recommandait également qu'une cible de prix pour la deuxième tranche du tarif soit fixée.²²

Cependant, de manière plus simple, l'utilisation des ratios entre les coûts évités de long terme des composantes de chauffage et d'usage de base est une approche à privilégier. Le GRAME est d'avis que la cible recherchée pour déterminer l'écart entre les deux tranches est atteinte pour le moment, bien qu'elle privilégie un prix avantageux pour la première tranche du tarif D.

Le GRAME soumet qu'il est probable que l'horizon sur lequel se base les hausses des coûts évités de chauffage des locaux (2024) et des usages de base (2018) puissent se déplacer au-delà de ces dates, via par exemple la tarification dynamique, ou encore se rapprocher par la transformation du marché induite par les programmes de Transition énergétique Québec (TEQ).

Il est possible également que les coûts évités s'avèrent différents de ceux projetés, par le biais de l'introduction des programmes comme la GDP Affaires, ou ceux à venir du côté résidentiel, incluant la tarification dynamique.

Par conséquent, sur la base des variations importantes dans les prévisions de prix de long terme constatées entre 2007, 2015 et 2018, il est probable que la Régie souhaite dans l'avenir modifier la stratégie tarifaire du tarif D pour ce qui est des deux tranches d'énergie, notamment en modifiant le type de hausse à privilégier en fonction de l'évolution des coûts

²² R-3933-2015, [C-GRAME-0010](#), page s17-18

évités pour chacun de ces usages. Toutefois, le GRAME est d'avis que la preuve actuelle tend à démontrer que la hausse devrait être uniforme sur un horizon des 5 ans, soit jusqu'en 2024. Il n'y aurait donc pas lieu de créer pour l'année projetée une différenciation plus nette entre les deux tranches, alors que les prix de l'énergie et de la puissance pourront aussi être appelés à se modifier à l'horizon 2024 et 2028 et sans que l'on ne connaisse le sens de ces différenciations, ni lequel ou lesquels des coûts évités (chauffage et/ou usage de base) évolueront.

1.3 Impact sur la demande en puissance à la pointe du réseau de distribution

Concernant le maintien du prix de la première tranche plus bas que le coût évité, une question se pose, à savoir si ce bas prix peut avoir un impact sur la demande en puissance à la pointe du réseau de distribution, considérant que la première tranche inclut du chauffage de base. A cet égard, le Distributeur nous indique qu'*effectivement tout signal de prix déficient pourrait faire une pression à la hausse sur les besoins en énergie et en puissance* :

Même si une partie du chauffage est facturée au prix de la 1^{re} tranche d'énergie, il n'en demeure pas moins que le prix de la 2^e tranche constitue le signal de prix du chauffage. De plus, un client qui serait tenté de consommer davantage en raison du prix plus faible de la 1^{re} tranche se retrouvera éventuellement en 2^e tranche.

Néanmoins, le prix de la 1^{re} tranche doit donner un signal de prix qui incite les clients à faire une bonne utilisation des ressources. Inversement, tout signal de prix déficient pourrait faire une pression à la hausse sur les besoins en énergie et en puissance.

Voir également la réponse à la question 1.1 et la réponse à la question 43.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.6.2, p. 9

1.4 Impact d'un faible signal de prix à la 1^{ère} tranche sur les mesures en efficacité énergétique

La Régie, dans son Avis sur les mesures susceptible d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, indique qu'il apparaît impératif que les consommateurs soient mieux informés par un signal de prix clair, reflétant davantage la vérité des coûts :

[56] Selon la Politique énergétique 2030, « les consommateurs doivent opérer une transition énergétique et adapter leur comportement afin de réduire leur besoin d'énergie et de choisir des énergies renouvelables ou à faible émission de [gaz à effet de serre] GES »²¹. Les changements comportementaux constituant l'un des trois piliers d'une transition énergétique réussie, avec l'efficacité énergétique et la substitution énergétique, il apparaît impératif que les consommateurs soient mieux informés par un signal de prix clair, reflétant davantage la vérité des coûts.

[57] La Régie est d'avis que le principe de la simplicité des tarifs en est un d'importance. Cependant, l'accent mis sur la simplicité ne devrait pas se faire au détriment de l'adoption

de pratiques innovantes, de souplesse pour certaines clientèles aux besoins particuliers ou de l'envoi d'un signal de prix permettant une meilleure efficacité économique. (Notre souligné)

Référence : [A-2017-01] ([A-0038](#)), paragraphe 56 et 57 : Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (l'« Avis »).

Le GRAME s'interroge sur l'impact sur les mesures en efficacité énergétique (ci-après EÉ) d'un faible signal de prix en 1^{ère} tranche, combiné avec le déplacement de son seuil, sur la participation du segment de clients qui consomme majoritairement en première tranche. Le signal de prix doit-il également être présent à la première tranche de consommation ? Si tel n'était pas le cas, quelles conséquences pourrait-il y avoir sur les changements comportementaux visant l'efficacité de la consommation, notamment à la pointe du réseau électrique en hiver ?

Le Distributeur nous indique que théoriquement, un client ayant un signal de prix inférieur est moins incité à adopter un comportement énergétique efficace :

Théoriquement, un client ayant un signal de prix inférieur est moins incité à adopter un comportement énergétique efficace. Néanmoins, tout client, même celui facturé uniquement au prix de la 1^{re} tranche d'énergie, a intérêt à réduire sa consommation pour diminuer sa facture d'électricité. Comme les mesures d'efficacité énergétique ne ciblent pas des clients sur la base de leur facturation ou non au prix de la 2^e tranche, le Distributeur ne peut pas préciser sur quelles mesures les impacts pourraient être plus importants. (Notre souligné)

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.1.1, p. 6

Le Distributeur indique considérer la hausse uniforme des prix d'énergie comme une mesure d'atténuation des impacts auprès des petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu.

En lien avec l'impact du prix de l'énergie sur les changements comportementaux de consommation, le GRAME a tout d'abord ciblé les segments des clients du tarif D qui consomment majoritairement en première tranche. Nous constatons, au Tableau E-3.1²³, que le segment MFR a une consommation moyenne par jour par client en hiver plus importante que celle des Propriétaires (TAÉ- Multilogement) et que celle des locataires.

²³ R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Graphique E-1-A, page 119

Tableau E-3.1 :

Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver (de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)

Segments	Nombre (milliers)	Consommation moyenne par jour par client (kWh année)	Consommation moyenne par jour par client (kWh hiver)	Consommation moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	35
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489

Référence : R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Graphique E-1-A, page 119

À cet égard, le Distributeur indique que l'on peut en conclure qu'une hausse plus marquée du prix de la 2^e tranche d'énergie impacte davantage les segments de clients consommant plus en 2^e tranche, donc impacte d'avantage, en moyenne, les MFR que les segments Propriétaire (TAE- Multilogement) et locataires :

Une hausse plus marquée du prix de la 2^e tranche d'énergie impacte davantage les segments de clients consommant plus en 2^e tranche.

Toutefois, lorsque comparée à une hausse plus importante du prix de la 1^{re} tranche qui serait justifiée par les coûts évités du présent dossier (à ce sujet, voir la réponse à la question 43.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]), la hausse uniforme des prix d'énergie est une mesure d'atténuation des impacts auprès des petits consommateurs, dont les MFR. (Notre souligné)

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.3, p. 7-8

Finalement, le Distributeur nous précise le pourcentage des ventes du tarif résidentiel qui se retrouve en deçà de 40 kWh par jour en hiver, indiquant qu'en période d'hiver, 47 % de la clientèle a une consommation inférieure à 40 kWh par jour, soit une proportion importante de la clientèle, ayant par conséquent un signal de prix inférieur au coût évité de moyen terme à l'horizon de 2024²⁴ :

Sur la base des données de référence utilisées aux fins des simulations tarifaires, 62 % de la consommation annuelle au tarif D serait facturée au prix de la 1^{re} tranche d'énergie en considérant un seuil de 40 kWh/jour. Cette proportion passe à 47 % en ne tenant compte que des périodes de consommation en totalité en période d'hiver.

²⁴ R-4057-2018, [B-0062](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 43.3, Tableau R-43.3, p. 118

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.5, p. 8

Considérant que 47 % de la consommation en période d'hiver se fait en première tranche, le GRAME est d'avis que le faible signal de prix de la première tranche constitue un frein à l'adoption de mesures comportementales et à la mise en place de mesures en efficacité énergétique.

1.5 Impact de la croissance de l'auto-production dans un contexte de surplus

Le Distributeur indique devoir faire face à une problématique d'effacement de la consommation de deuxième tranche au profit de l'autoproduction²⁵, avec comme conséquence, la redistribution des coûts de transport et de distribution sur l'ensemble de la clientèle. Ainsi, à l'instar du Distributeur, le GRAME est d'avis qu'il ne faut pas tarder pour opter pour une hausse uniforme du tarif domestique.

Le GRAME comprend de la preuve du Distributeur qu'il existe un impact à la hausse sur les tarifs résultant de la croissance de l'auto-production dans un contexte de surplus, lequel est induit notamment par le prix élevé de la deuxième tranche du tarif D. En revanche, un tel impact devrait s'inverser et même pouvoir repousser l'appel de long terme qui serait nécessaire pour les besoins en énergie à l'horizon de 2028.

À moyen terme (5 ans), une hausse tempérée de la deuxième tranche pourrait réduire la croissance exponentielle de l'intérêt de la clientèle pour des installations solaires, laquelle a été constatée par le Distributeur entre 2017 et 2018, dans la mesure où ces installations nécessitent également des efforts d'entretien :

14.2 Veuillez fournir le nombre d'autoproduleurs branchés au réseau du Distributeur pour l'année 2017 et l'année de base 2018.

Le nombre de clients aux tarifs domestiques facturés à l'option de mesurage net est de 163 à la fin de 2017 et de 663 à la fin de septembre 2018.

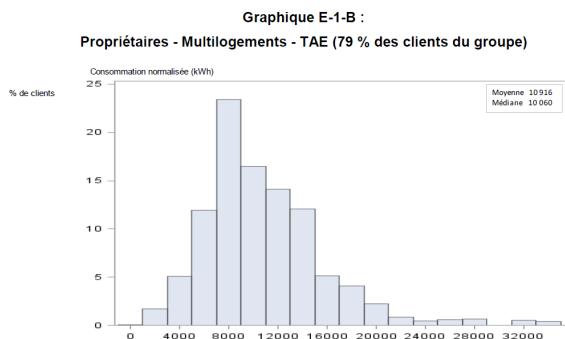
Le Distributeur rappelle qu'il ne fait pas de suivi des clients autoproduleurs qui ne participent pas à l'option de mesurage net.

Référence : R-4057-2018, [B-0074](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 d'OC, RDDR 14.2, p. 23

Concernant l'impact de l'autoproduction, le GRAME a cherché à cibler la clientèle qui s'engage vers l'autoproduction, à savoir quel type de segment de marché s'y intéresse le plus, avec l'hypothèse que ces derniers sont des clients avec une consommation accrue en deuxième tranche.

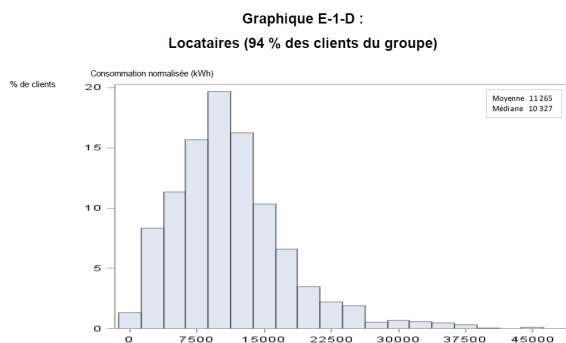
²⁵ R-4057-2018, [B-0030](#), p. 6-7

En examinant la consommation annuelle que représentent 40 kWh par jour, soit 14 600 kWh, nous constatons qu'une partie significative des clients Propriétaires –Multilogements (TAÉ, tout à l'électricité) (Graphique E-1-B) consommerait principalement en première tranche.

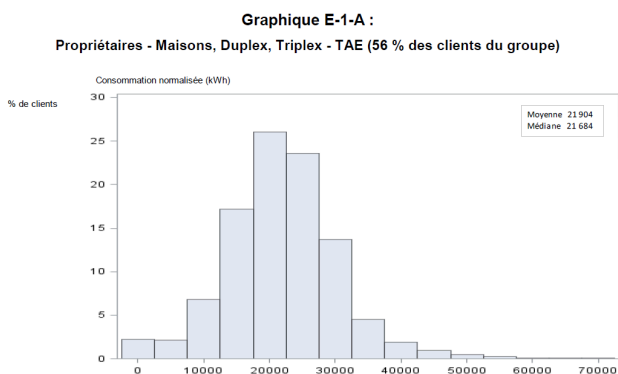


Référence : R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Graphique E-1-B, p. 116

Le même constat est fait pour le segment Locataires (Graphique E-1-D), contrairement au segment Propriétaire -Maison -plex (Graphique E-1-E).



Référence : R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Graphique E-1-D, page 117



Référence : R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Graphique E-1-A, page 115

Nous constatons également que les segments de clients qui consomment bien au-delà de 40 kWh en hiver se retrouvent dans la catégorie – **Propriétaire -TAÉ-maisons et plex, et Propriétaire-autres que TAÉ et MFR (ménages à faible revenu)**.

Tableau E-3.1 :

Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver (de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)

Segments	Nombre (milliers)	Consommation moyenne par jour par client (kWh année)	Consommation moyenne par jour par client (kWh hiver)	Consommation moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	35
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489

Référence : R-3933-2015, [B-0071](#), , Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Tableau E-3.1, p. 119

Pour les catégories Propriétaire -TAÉ-maisons et plex, et Propriétaire-autres que TAE, le Distributeur nous indique que les clients consommant plus en 2e tranche seraient davantage susceptibles de se tourner vers l'autoproduction :

Le Distributeur tient à rectifier le préambule de cette question. La consommation annuelle associée à un seuil de la 1re tranche d'énergie de 40 kWh par jour correspondant à 14 600 kWh fait abstraction du profil de consommation du client. En effet, un client consommant moins de 14 600 kWh annuellement peut être facturé au prix de la 2e tranche d'énergie.

Cela étant dit, le Distributeur est d'avis que les clients consommant plus en 2e tranche seraient davantage susceptibles de se tourner vers l'autoproduction. (Notre souligné)

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.2.1, p. 6

Pour les catégories locataires ou en mode Multilogement, le Distributeur nous indique que les locataires ou propriétaires – Multi-logement sont moins susceptibles de se tourner vers l'autoproduction :

Bien qu'il ne puisse pas l'exclure, le Distributeur est d'avis que les locataires ou propriétaires – Multi-logement sont moins susceptibles de se tourner vers l'autoproduction. Voir également la réponse à la question 1.2.1. (Notre souligné)

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.2.2, p. 7

Finalement, les prévisions de croissance de l'autoproduction démontrent une variation importante entre l'année 2017 et 2018, bien que seuls les clients qui participent à l'option de mesurage net sont répertoriés par le Distributeur :

14.2 Veuillez fournir le nombre d'autoproduleurs branchés au réseau du Distributeur pour l'année 2017 et l'année de base 2018.

Le nombre de clients aux tarifs domestiques facturés à l'option de mesurage net est de 163 à la fin de 2017 et de 663 à la fin de septembre 2018.

Le Distributeur rappelle qu'il ne fait pas de suivi des clients autoproduleurs qui ne participent pas à l'option de mesurage net.

Référence : R-4057-2018, [B-0074](#), RDDR no 14.2

Considérant que la clientèle locataires ou propriétaires – Multi-logement consomme davantage en première tranche qu'en deuxième tranche, celle-ci serait moins susceptible de se tourner vers l'autoproduction ;

Considérant que les clientèles Propriétaire -TAÉ-maisons / plex, et Propriétaire-autres que TAE consomment plus en deuxième tranche, celles-ci seraient davantage susceptibles de se tourner vers l'autoproduction ;

Le GRAME est d'avis que la Régie doit tenir compte de cette réalité dans la détermination de la hausse tarifaire dans un contexte de surplus énergétiques.

En effet, la stratégie tarifaire domestique depuis 2005 a des conséquences en 2018 sur la perception de la clientèle quant à la croissance du coût de l'énergie. L'un des moyens recherchés par la clientèle pour réduire l'impact budgétaire de la croissance de la facture est le recours à l'autoproduction, dont les coûts technologiques deviennent compétitifs avec l'offre du Distributeur. On retrouve donc en 2019 des fournisseurs de technologies avec une offre énergétique autre que celle distribuée, soit une offre énergétique complémentaire et compétitive sur une base individuelle, au lieu de centralisée.

Bien que nous soyons au tout début de ce processus de transfert de charge vers l'autoproduction, le GRAME est d'avis que ce processus doit être suivi attentivement pour éviter des impacts à la hausse sur les tarifs de l'ensemble de la clientèle en période de surplus énergétique. Finalement, le GRAME soumet qu'une hausse uniforme des deux tranches d'énergie du tarif D, bien qu'elle ne corrige pas le problème, peut agir de manière préventive sur la croissance de l'autoproduction en période de surplus énergétique.

1.6 Conclusions et recommandations

Considérant que depuis 2005, la valeur relative à l'inflation du prix de la deuxième tranche s'est accentuée, contrairement à celle de la première tranche, constituant un fort incitatif à la croissance de l'autoproduction, lequel se situe dans un contexte de surplus énergétique ;

Considérant que cette hausse du prix de la deuxième tranche au-delà de l'inflation impacte davantage la clientèle MFR, que les segments Propriétaire (TAÉ- Multilogement) et locataires qui consomment davantage en première tranche que la clientèle MFR²⁶ ;

Considérant qu'il est opportun de se pencher non seulement sur la relation entre le coût évité de long terme pour le prix de la deuxième tranche (chauffage des locaux), mais également sur la cible de prix de la première tranche en fonction de son coût évité de long terme, lesquelles démontrent que le ratio des coûts évités de chauffage par rapport aux usages de base comporte un déséquilibre en faveur du prix de la première tranche nécessitant d'éviter d'accentuer ce déséquilibre en misant sur une hausse uniforme des deux tranches d'énergie ;

Considérant que le faible signal de prix de la première tranche, comprenant une partie de chauffage de base, pourrait avoir un impact sur la demande en puissance à la pointe du réseau, de même sur les résultats des mesures en efficacité énergétique pour une part importante de segments de clients ;

Le GRAME recommande que la stratégie tarifaire pour le tarif domestique prévoie des hausses uniformes pour les deux tranches d'énergie pour les 5 prochaines années, considérant la stabilité des prix de l'énergie d'ici 2024, alors qu'un besoin de nouvel approvisionnement en puissance émergerait.

Enfin, bien que le GRAME recommande la hausse uniforme tel que soumise par le Distributeur, il est d'avis qu'il serait nécessaire, afin de favoriser l'adoption de mesures en efficacité énergétique et d'améliorer le signal de prix de la première tranche, de débiter une correction du prix de la première tranche pour l'arrimer avec les coûts pour usage de base de long terme. À cet égard, il recommande à la Régie qu'une analyse de l'impact d'une correction graduelle de la première tranche soit réalisée pour les fins du prochain dossier tarifaire.

2. PROPOSITION RELATIVE A LA TARIFICATION DYNAMIQUE

2.1 Option crédit en pointe critique clientèle résidentielle et petite puissance (CPC)

Aux dossiers R-3864-2013²⁷, R-3986-2016²⁸ et R-3972-2016²⁹, le GRAME recommandait la mise en place d'un programme incitatif de remboursement de crédit lors des pointes de

²⁶ R-3933-2015, [B-0071](#), Réponses à la demande de renseignements no 2 de la Régie, Graphique E-1-A, p. 119

²⁷ R-3864-2013, [C-GRAME-0011](#), Section 2.2, p. 24

²⁸ R-3986-2016, [C-GRAME-0008](#), p. 8

²⁹ R-3972-2016, [C-GRAME-0003](#), p. 5

consommation pour la clientèle au tarif D, il appuie donc globalement l'initiative du Distributeur d'offrir cette option tarifaire³⁰.

2.1.1 Modalité du programme : L'offre de 50 cent/kWh d'énergie effacée.

L'offre du tarif CPC récompense les clients à la hauteur de 50 cent/kWh d'énergie effacée, sur une période maximum de 100 heures critiques à la pointe du réseau en hiver :

TABLEAU 6 :
PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES OPTIONS PRÉSENTÉES

Caractéristiques	Crédit sur le tarif régulier (CPC)	Tarif de pointe critique (TPC)	Tarif différencié dans le temps (TDT)
Nombre d'heures	2 900	2 900	2 900
Hiver	Maximum de 100	Maximum de 100	600
Heures critiques	Minimum de 2 800	Minimum de 2 800	2 300
Heures hors pointe			
Plages horaires de pointe	Principalement Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h	Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h	Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h
Prix de l'énergie (¢/kWh)			
Période d'hiver			
Crédit en pointe critique	50	s.o.	s.o.
Prix de pointe critique	s.o.	50	s.o.
Prix de pointe	s.o.	s.o.	15
Prix hors pointe	7 ¹	5	5
Période d'été	7	7	7
Avis d'événement de pointe critique	Oui	Oui	Non

¹ S'applique en tout temps en période d'hiver.

Référence : R-4057-2018, [B-0030](#), Tableau 6, page 21

Concernant l'offre de 50 cent/kWh d'énergie effacée, le GRAME est d'avis qu'il est possible que cet incitatif ne soit pas suffisant, considérant le seuil minimal de 2 kWh effacé par événement de pointe critique, à moins que le client opte pour du préchauffage systématiquement.

Comme le calcul du crédit repose sur une estimation de ce que le client aurait consommé si l'événement de pointe critique n'avait pas eu lieu, une marge d'erreur doit être considérée afin de ne pas accorder indûment un crédit à un client qui ne se serait pas réellement effacé. À cette fin, un seuil minimal de 2 kWh d'énergie effacée par événement de pointe critique est requis, en-deçà duquel aucun crédit n'est versé.

Référence : R-4057-2018, [B-0030](#), page 26

En effet, bien que le Distributeur indique que 10 kWh peut correspondre à une baisse de 2°C de la température de consigne, un tel calcul va nécessairement varier selon la superficie de l'habitation à chauffer et l'enveloppe thermique du bâtiment.

³⁰ R-4057-2018, [B-0030](#), Section 4.3.1

En réponse à une demande du GRAME sur le calcul du signal de prix de 50 \$/kW, le Distributeur nous réfère la réponse à la question 44.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce B-0062³¹. Principalement, le GRAME retient de cette réponse que le signal de prix de 50 \$/kW-hiver retenu pour le CPC découle avant tout **d'une volonté du Distributeur de ne pas favoriser cette option au détriment du TPC**, donc de s'assurer que l'option *Tarifification en périodes critiques* (TPC) ne soit pas *cannibalisée* par l'option CPC.

Comme les deux options CPC et TPC visent la même période de consommation, soit la pointe critique, contrairement à la *Tarifification différenciée dans le temps* (TDT), visant l'ensemble des périodes de pointe (vérifier hiver-été), le GRAME ne voit pas d'intérêt de protéger l'option TPC, comme l'indique le Distributeur³², au détriment d'un signal de prix suffisant pour l'option CPC pour générer des économies monétaires satisfaisantes, puisque l'objectif demeure la réduction de la consommation aux heures de pointes.

44.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur juge suffisamment incitatif pour maximiser les résultats en termes d'effacement, tel que souligné au préambule (ii), un signal de prix de 50 \$/kW-hiver durant les heures de pointe à l'option CPC, par opposition au 70 \$/kW-hiver versé au programme GDP Affaires, considérant que le CPC ne sera versé que pour le nombre d'heures réelles d'effacement.

Réponse :

Comme mentionné aux réponses aux questions 5.1 et 5.3 de la demande de renseignements no 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0038) du dossier R-4041-2018, la comparaison entre les programmes commerciaux ou options tarifaires doit nécessairement inclure toutes les modalités afférentes et non pas uniquement le niveau de la compensation accordée ou encore la répartition entre les composantes fixe et variable.

Le signal de prix de 50 \$/kW-hiver retenu pour le CPC découle avant tout d'une volonté du Distributeur de ne pas favoriser cette option au détriment du TPC. En effet, jugeant le prix de pointe critique de 50 ¢/kWh du TPC comme un signal suffisamment élevé pour inciter le client à s'effacer, mais sans courir le risque de le dissuader à y adhérer, le Distributeur ne pouvait pas fixer le crédit du CPC à un niveau supérieur sans risquer de cannibaliser le TPC. (Nos soulignés)

Référence : R-4057-2018, [B-0062](#) Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 44.1, p. 121-222


Le GRAME comprend que le risque est plus grand pour l'option TPC que pour l'option CPC. Cependant, puisque les clients les plus intéressés par l'option TPC (Horaires de travail atypique, ménage sans enfants) sont différents de ceux intéressés par l'option CPC (MFR et ménages avec enfants)³³, le GRAME est d'avis que réduire la valeur de

³¹ R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.2, p. 11

³² R-4057-2018, [B-0062](#) Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 44.1, p. 121-222

³³ R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants, p. 40

l'effacement de l'option CPC est improductif considérant l'objectif de la tarification dynamique, soit de réduire la consommation à la pointe.

	1. La tarification en périodes critiques	2. Le crédit sur le tarif ordinaire
 La clientèle potentielle	<ul style="list-style-type: none">• Les ménages sans enfants, et, dans une moindre mesure, les ménages avec enfants, semblent enclins à y adhérer en raison d'une plus grande proportion de participants ayant un certain confort avec le risque.• Ceux soucieux de l'environnement préfèrent la TPC à celle du crédit puisqu'ils pensent qu'elle motivera davantage les participants à modifier leurs comportements.• Les participants ayant des horaires de travail atypiques se voient déjà avantagés.	<ul style="list-style-type: none">• En théorie, cette option s'adresse à tous. Toutefois, en comparaison aux autres options, elle convient mieux aux participants ayant une aversion au risque, soit :<ol style="list-style-type: none">1. Les ménages à faible revenu;2. Les ménages avec enfants.

Référence : R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants, p. 40

En ce sens, le GRAME soumet que l'effacement par la clientèle résidentielle a autant de valeur que l'effacement de la clientèle GDP Affaires, qui est calibré présentement à 70 \$/kW-hiver, au lieu de 50 \$/kW-hiver pour l'option CPC pour des heures réelles d'effacement.

Le GRAME comprend que la clientèle GDP Affaires aura des investissements à consentir pour pouvoir participer à l'effacement de sa demande, cependant le Distributeur n'a pas basé son offre de 70 \$/kW-hiver sur une analyse coût/bénéfice, mais sur la valeur de l'effacement. Pour la clientèle résidentielle, à titre d'exemple, il est possible que certains clients optent pour un petit déjeuner à l'extérieur, en quittant à l'heure de l'événement de pointe. D'autres exemples peuvent être soulevés et facilement imaginés. Ainsi, des coûts occasionnels peuvent également être à prévoir pour cette clientèle.

Considérant le signal de prix de l'option CPC inférieur à celui de la GDP Affaires, le GRAME est préoccupé par les résultats potentiels de l'option CPC. **Comme mesure d'amélioration du potentiel d'économie par les clients, le GRAME recommande que, dans l'information transmise aux clients adhérant à l'option tarifaire, le Distributeur détaille précisément les conditions nécessaires pour que la rémunération des clients soit suffisante.** C'est d'autant plus important que l'atteinte de résultats probants pour l'option CPC pourrait être compromise si les clients n'économisent pas suffisamment pour les efforts qu'ils mettront en place.

La preuve du Distributeur propose une stratégie d'accompagnement dans le but de maximiser l'expérience du client. Elle ne semble toutefois pas traiter des variations de consommation que les clients pourraient réaliser en période d'ancrage.

Comme il s'agit d'une nouvelle offre auprès de la clientèle de masse, le Distributeur mettra en place une stratégie d'accompagnement afin de maximiser l'expérience du client. C'est d'ailleurs un élément qui a été jugé essentiel par les participants aux groupes de discussion.

En plus de la promotion de ces options, le Distributeur entend donc développer différents outils Web :

- pour faciliter la prise de décision d'adhérer à l'une ou l'autre des options proposées (comparaison des options et simulation des économies potentielles selon les habitudes de consommation des clients) ;
- pour permettre l'adhésion des clients aux nouvelles options par leur Espace client ;
- pour assurer un meilleur suivi de la consommation à la suite des événements de pointe critique et de la facture d'électricité (portrait de consommation adapté pour le TPC et suivi des crédits d'effacement pour le CPC) ; (Notre souligné)

Référence : R-4057-2019, [B-0076](#), 4.7. Opérationnalisation et commercialisation, p. 31

Par ailleurs, le fait de limiter le nombre d'abonnement est un choix judicieux (voir section 2.5), cette limite favorisera la démarche d'accompagnement proposée par le Distributeur, puisque les clients devront se familiariser avec la relation entre les mesures comportementales entreprises et les résultats en termes d'effacement. En effet, il leur faudra établir eux-mêmes une stratégie d'action en fonction de leur environnement, de leur type d'habitation et de sa qualité de l'enveloppe thermique. Ces clients auront besoin d'un accompagnement personnalisé, mais également d'avoir accès à des données d'estimation, qui pourraient par exemple fournir le résultat en kWh de la réduction de 2°C de la température de consigne du logement selon sa superficie et la qualité de son enveloppe thermique.

2.1.2 L'estimation de la consommation d'énergie et impact du préchauffage des locaux

Concernant les définitions apparaissant dans les propositions de Modifications au document tarifs d'électricité et justifications, Section 9 – *Option de crédit en pointe critique pour la clientèle au tarif D*, la « période de référence » retient pour les fins de calcul : *« la période correspondant aux heures de pointe comprises dans les 5 jours de semaine ou les 5 jours de fin de semaine précédant la journée de l'événement de pointe critique et au cours desquels il n'y a pas eu d'événement de pointe critique »*³⁴ laquelle serait, selon l'« énergie de référence », *« une estimation de la consommation d'énergie du client pendant l'événement de pointe critique d'après son profil normal de consommation »*³⁵ :

« période de référence » : selon que l'événement de pointe critique a lieu un jour de semaine ou de fin de semaine, la période correspondant aux heures de pointe comprises dans les 5 jours de semaine ou les 5 jours de fin de semaine précédant la journée de

³⁴ R-4057-2018, [B-0032](#), Section 9, pages 44

³⁵ R-4057-2018, [B-0032](#), Section 9, pages 44

l'événement de pointe critique et au cours desquels il n'y a pas eu d'événement de pointe critique.

et

« *énergie de référence* » : une valeur, exprimée en kilowattheures, qui représente une estimation de la consommation d'énergie du client pendant l'événement de pointe critique d'après son profil normal de consommation. Ce profil est établi à partir des valeurs réelles enregistrées pendant la plage horaire correspondante de la période de référence, exclusion faite des valeurs minimales et maximales, et la moyenne des valeurs retenues est ajustée en fonction de la consommation d'énergie du client durant les heures qui précèdent l'événement de pointe critique.

Référence : R-4057-2018, [B-0032](#), Section 9, pages 44

Le GRAME demandait au Distributeur si le préchauffage des locaux lors de la période d'ancrage peut avoir un impact sur la consommation de référence, puisque celle-ci est ajustée en fonction de la consommation d'énergie du client durant les heures qui précèdent l'événement de pointe critique. Le Distributeur est d'avis que le délai de deux heures entre les deux périodes permet d'atténuer les impacts du préchauffage sur le calcul de l'énergie de référence :

La période d'ancrage ne précède pas immédiatement la période de pointe. Un délai de 2 heures existe entre les deux périodes, ce qui permettra d'atténuer les impacts du préchauffage sur le calcul de l'énergie de référence. Voir également la réponse à la question 4 du ROEE à la pièce HQD-14, document 10.

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.8, p. 13

À la question, devrait-on encourager ce comportement, permettant le déplacement de la demande électrique pour le chauffage des locaux ? Le Distributeur indique qu'il encourage ce type de comportement, en précisant qu'il *sera abordé sur le site Web informationnel dédié à la tarification dynamique*.

Le Distributeur encourage ce type de comportement. Il s'agit d'un comportement qui peut atténuer les impacts sur le confort du client et qui sera abordé sur le site Web informationnel dédié à la tarification dynamique.

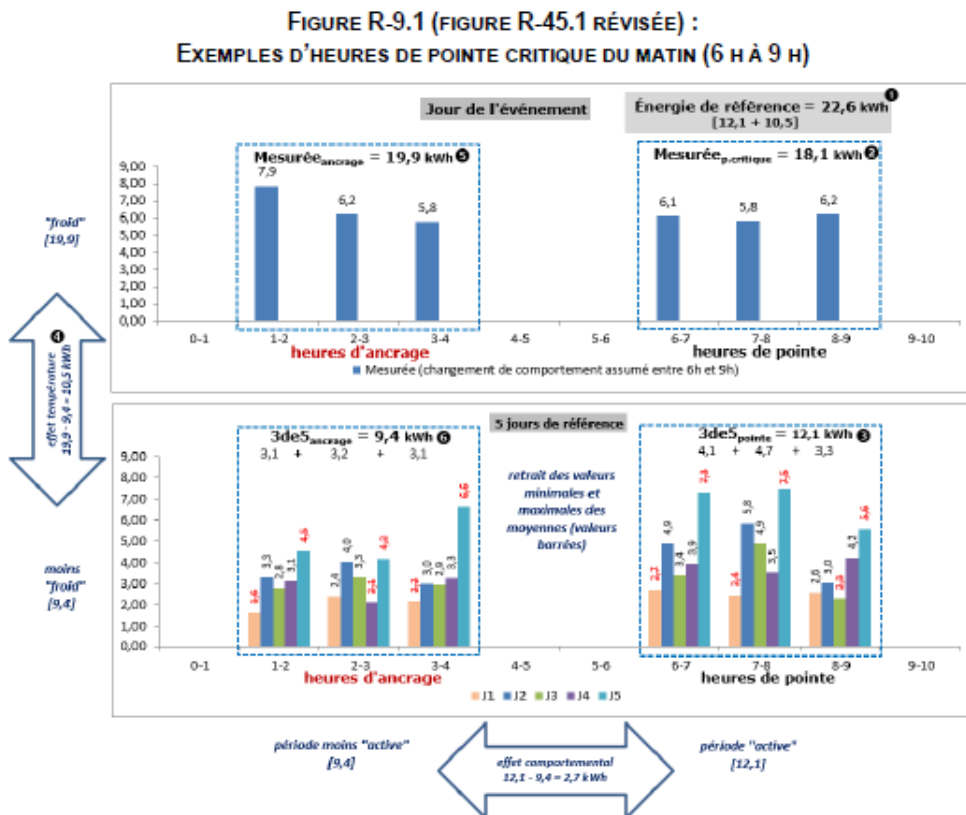
Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.8.2, p. 13

2.1.3 Impacts de la variation de la température de consigne

Concernant la période de référence, le GRAME demandait au Distributeur de préciser ce que comprennent les 5 jours de fin de semaine précédant la journée de l'événement de pointe critique, de même que l'impact des variations significatives de la température au Québec, incluant les redoux et les pointes hivernales polaires, et ce, en de courts laps de temps sur la détermination de l'énergie de référence. Il demandait également s'il serait adéquat d'introduire une variable de normalisation de la température pour évaluer l'énergie

de référence. Le Distributeur nous réfère à la réponse fournie à la Régie³⁶, soit la réponse 45.1 (B-0062).

Le GRAME est d'avis que *l'estimation de la consommation d'énergie* par le client pourrait être biaisée en retenant la méthode proposée par le Distributeur, puisqu'elle ne tient pas compte de la consommation en fonction d'une température normalisée.



Référence : R-4057-2018, [B-0062 B-0100](#), Réponses à la demande de renseignements no 34 de la Régie, RDDR no 45.1.9.1 p. 12631, Figure R-45.1.9.1 (Figure R-45.1 Révisée), Exemple d'heure de pointe critique du matin (6H à 9H)

Plusieurs cas d'espèce pourraient survenir selon la consommation du client en période d'ancrage. Les exemples qui suivent s'inspirent des données fournies à la Figure R-19.145.1. La numérotation entre parenthèse permet de mettre en parallèle les exemples du GRAME avec la Figure R-19.145.1 :

³⁶ R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.6, p.12

1. Lors de la période d'ancrage, si la température extérieure est inférieure à celle de l'« événement de pointe critique », la consommation de référence du client pourrait être moindre que sa consommation lors de l'« événement de pointe critique », particulièrement si le client abaisse habituellement sa température de consigne hors pointe (nuit/absence), donc également en période d'ancrage. Par conséquent, le client ne sera pas rémunéré à la hauteur de ses efforts, pour deux raisons. L'une relative à la variation de la température extérieure et l'autre résultant de l'abaissement de la température de consigne en période d'ancrage, et cela, même s'il fait des efforts pour réduire sa consommation lors de l'« événement de pointe critique ».

Exemple 1 :

- Énergie de référence : énergie moyenne (3 de 5 pointes) 12,1 kWh⁽³⁾ + 5,6 kWh effet température (15 kW (VT³⁷)⁽⁵⁾ - 9,4 kWh⁽⁶⁾) = **17,7 kWh, au lieu de 22,6 kWh**
- Consommation mesurée : 17,7 kWh - ~~16,8~~18,1 kWh⁽²⁾ = **-0,49 kWh au lieu de 5,84,5 kWh³⁸**

2. Si une période de froid précédait celle de l'« événement de pointe critique », mais que lors de la période d'ancrage le client réduit sa température de consigne lorsqu'il est absent de son logement (ou la nuit), le client sera perdant puisqu'il risque de consommer plus lors de l'« événement de pointe critique », même en réduisant sa consommation (équipements : bains, lave-vaisselle, etc.) et en conservant une température des locaux fraîche, surtout que le Distributeur ne crédite pas sous le seuil de 2 kW par événement. Les mêmes conclusions s'appliquent que pour l'exemple 1.

3. Si une période de froid précédait celle de l'« événement de pointe critique », mais que le client fait alors du préchauffage à l'excès, donc qu'il augmente sa consommation de référence à partir de la période d'ancrage. Il y aurait alors une surévaluation de la baisse de consommation lors de l'« événement de pointe critique ». Le client serait gagnant. Le préchauffage en période d'ancrage est nettement un moyen pour le client d'augmenter le crédit de pointe critique.

³⁷ **Variation température (VT) entre la période d'événement critique et la période d'ancrage** : peut survenir dans la journée, au lieu de la nuit : de nombreuses hypothèses peuvent s'y appliquer, couvert nuageux la nuit, ou impact de l'ensoleillement le jour.

³⁸ R-4057-2018, [B-0100](#), [B-0062](#) Réponses à la demande de renseignements no ~~1-3~~ de la Régie, RDDR no ~~45-19.1~~, p. ~~31+26~~, Figure R-~~45-19.1~~ (Figure révisée R-45.1), Exemple d'heure de pointe critique du matin (6H à 9H) : Calcul : (22,6 kWh⁽¹⁾ - ~~16,8~~18,1 kWh⁽²⁾) = 4,5 kWh

Exemple 2 :

- Énergie de référence : énergie moyenne (3 de 5 pointes) 12,1 kWh⁽³⁾ + 13,6 kWh effet température (**23 kW (préchauffage)**)⁽⁵⁾ - 9,4 kWh⁽⁶⁾ = 25,7 kWh, au lieu de 22,6 kWh⁽¹⁾
- Consommation mesurée : 25,7 kWh - ~~16,8~~18,1 kWh⁽²⁾ = 8,97,6 kWh au lieu de 5,84,5 kWh³⁹

Le GRAME est d'avis qu'il faudra explorer des moyens pour corriger ces biais, sans quoi il est probable que l'effet escompté de réduction de la demande à la pointe soit de courte durée pour les clients qui ne procèdent pas à un préchauffage des locaux, ou pour les clients qui établissent une température de consigne inférieure en période d'ancrage (la nuit ou le jour en leur absence), lesquels cesseront de participer.

Pour les clients qui optent pour le préchauffage dès la période d'ancrage, ces derniers seraient récompensés. Comme solution, le Distributeur devrait bien aviser la clientèle participante, pour (1) qu'elle évite l'abaissement de la température de consigne lors de la période d'ancrage, et (2) qu'elle procède à du préchauffage dans l'heure précédent l'« *événement de pointe critique* ».

La seule information plus précise disponible selon des segments de consommation annuelle est le tableau R-46.2 fournie en réponse à une demande de la Régie. Cette information est utile pour comprendre l'impact de l'influence de la température sur la consommation lors de l'événement de pointe critique, selon le profil de consommation des clients en fonction de la température :

TABLEAU R-46.2 :
CONSOMMATION DES SEGMENTS UTILISÉS POUR LE CALIBRAGE DU TARIF DPC
DU 1^{ER} JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Consommation annuelle moyenne (kWh)						
		1 ^{re} tranche (40 kWh/jour)		2 ^e tranche		Événements de pointe critique ¹		
		Été	Hiver	Été	Hiver	100 heures (typ. calibrage)	50 heures (scénario Régie)	25 heures (scénario Régie)
Ensemble des clients D	16 010	7 789	4 840	0	3 381	408	211	107
Clients résidentiels D fortement influencés par la température	16 827	7 678	4 840	128	4 181	449	232	119
Clients résidentiels D moyennement influencés par la température	9 378	6 357	3 021	0	0	131	66	30
Clients résidentiels D peu influencés par la température	15 688	9 069	4 840	0	1 779	333	173	88

¹ Les kWh associés aux événements de pointe critique doivent être déduits de la consommation en 2^e tranche en hiver, à l'exception des clients résidentiels peu influencés par la température pour lesquels ils doivent être déduits de la consommation en 1^{re} tranche en hiver.

Référence : R-4057-2018, [B-0062](#) Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 46.2, p. 131

³⁹ R-4057-2018, [B-0100](#), [B-0062](#) Réponses à la demande de renseignements no 34 de la Régie, RDDR no ~~45-19.1~~, p. ~~12631~~, Figure R-~~45-19.1~~ (Figure R-45.1 révisée), Exemple d'heure de pointe critique du matin (6H à 9H) : Calcul : (22,6 kWh⁽¹⁾ - 16,8 kWh⁽²⁾)

Le GRAME propose que le Distributeur complète cette information. L'idée est d'estimer une réduction de la température de consigne de 1°C ou 2°C, avec préchauffage ou sans préchauffage, afin de permettre aux clients de visualiser l'importance de combiner une réduction de la température des locaux lors de *l'Événement de pointe critique* avec du préchauffage.

Par ailleurs, le GRAME est d'avis que les résultats de la réduction de 2°C de la température de consigne d'un petit logement (3 ½) bien isolé seront inférieurs, en nombre de kW, aux résultats pour un logement plus grand (5 ½) mal isolé ou une propriété unifamiliale. De plus, produire une estimation de l'impact du maintien d'une température de consigne inférieure en période d'ancrage permettrait aux clients de bien en comprendre les impacts.

Exemple	Petit Logement Bien isolé	Petit Logement Mal isolé	Grand Logement Bien isolé	Grand Logement Mal isolé	Unifamiliale Bien isolé	Unifamiliale Mal isolé
Consommation hivers/jour	40 kWh	50 kWh	50 kWh	60 kWh	90 kWh	120 kWh
Réduction 2°C						
Réduction 1°C						
Réduction 2°C Avec préchauffage						
Réduction 2°C Sans préchauffage						
T consigne 21°C: Période d'ancrage						
T consigne 17°C : Période d'ancrage						

2.1.4 Recommandations concernant les outils de communication à la clientèle :

Le GRAME comprend que le simulateur⁴⁰ est un outil d'aide à la décision qui permettrait à la clientèle de choisir une option adaptée à son profil de consommation.

Le simulateur

L'idée d'un simulateur est accueillie très favorablement

- Tous sont favorables à l'idée d'avoir accès à un simulateur leur permettant de choisir l'option la plus adaptée à leur consommation.
- Ils s'attendent que cet outil soit automatisé et personnalisé, c'est-à-dire offrant une formule de saisie automatique des données historiques de consommation du ménage afin que les calculs se fassent automatiquement et à partir de données réelles plutôt qu'estimées

Référence : R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants, p. 42

À cet égard, le GRAME soumet qu'un tel simulateur doit aussi mettre l'accent sur :

- L'impact de l'abaissement de la température en période d'ancrage hors pointe, donc précédant *l'événement de pointe critique* ;
- Une liste des déplacements et des effacements envisageables et leur impact sur les économies d'énergie en pointe critique ;
- L'importance du préchauffage des locaux avant *l'événement de pointe critique*, donc que le simulateur permette de simuler l'impact du préchauffage, versus l'absence de préchauffage.

⁴⁰ R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants, p. 42

2.2. Tarification de pointe critique (TPC) – Clientèle résidentielle et petite puissance,

2.2.1 Préambule

Pour la clientèle du tarif D, le tarif TPC proposé est calibré de manière à conserver un écart relatif entre la première tranche et la deuxième tranche semblable au tarif D⁴¹, lequel est cependant différencié en hiver. Le tarif est également calibré sur le principe de la neutralité tarifaire⁴². L'incitatif représente une pénalité de 50 cents / kWh pour toute consommation aux heures critiques, bien que les prix de l'énergie soient réduits en hiver, en dehors des heures critiques. Ainsi, si le client réduit sa consommation aux heures critiques, il économiserait sur sa facture.

De l'avis du GRAME, cette option tarifaire est définitivement préférable à celle explorée avec le projet pilote Heure juste, pour lequel le GRAME a participé aux dossiers⁴³ visant à estimer les avantages et inconvénients d'une tarification différenciée dans le temps. En effet, le calibrage des tarifs basé sur la variabilité des coûts moyens hors-pointe et pointe, dont les différences n'étaient pas significatives, n'avait pas permis de lancer un signal de prix suffisamment incitatif pour obtenir des résultats significatifs.

2.2.2 Conditions d'admissibilité et limitations

La preuve du Distributeur indique que le client ne doit pas avoir mis fin à son abonnement à ce tarif, et cela, au cours de la période d'hiver précédente.

2.78 Conditions d'admissibilité

Pour que l'abonnement soit admissible au présent tarif, les conditions suivantes doivent être remplies :

- a) le mesurage à chaque point de livraison doit être assuré par un seul compteur communicant installé par Hydro-Québec ;
- b) le client doit avoir créé son Espace client sur le site www.hydroquebec.com et une adresse courriel valide pour l'envoi des avis d'événement de pointe critique doit y être indiquée tant et aussi longtemps que son abonnement est assujéti au présent tarif ;
- c) le client ne doit pas avoir mis fin à son abonnement au présent tarif au cours de la période d'hiver précédente ;
- d) le client ne doit pas bénéficier d'une option de mesurage net ni de l'option de crédit en pointe critique ;
- e) le client ne doit pas être desservi par un réseau autonome.

⁴¹ R-4057-2018, [B-0030](#), Section 4.5.1, p. 27

⁴² R-4057-2018, [B-0030](#), section 4.5.1, p. 27

⁴³ R-3644-2017 (projet pilote) ; R-3677-2008 (projet pilote-suivi) ; R-3740-2010 (projet pilote-résultats)

Référence : ii. R-4057-2018, [B-0032](#), Section 10, 2.78 Conditions d'admissibilité, c), p. 48

Cependant, le Distributeur précise que cette clause ne s'applique pas en cas de déménagement.

Non. Cette clause ne s'applique que pour un changement de tarif à une même adresse et vise à éviter les comportements opportunistes.

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 3.2, p. 16

Le GRAME recommande d'introduire une précision à l'article 2.78 Conditions d'admissibilité :

c) le client ne doit pas avoir mis fin à son abonnement au présent tarif au cours de la période d'hiver précédente, à moins que la fin de l'abonnement ne soit due à un changement d'adresse;

Finalement, le GRAME recommande d'uniformiser les termes utilisés pour les options de tarification dynamique dans le texte des tarifs et conditions de services. En effet, pour l'option *Tarification en période critique* (TPC), le texte des tarifs et conditions de services propose à la Section 10 le terme **-Tarif DPC**. Le GRAME comprend que la lettre D est utilisée pour identifier la clientèle D, il recommande donc un libellé **D-TPC**.

En résumé, le GRAME recommande pour le tarif domestique : d'utiliser le dénominatif D devant les options de tarification dynamique : D-CPC, D-TPC et D-TDT


Pour les autres options, le GRAME recommande simplement d'utiliser toujours les mêmes termes que dans la preuve et les documents qui seront présentés aux clients, donc de simplement utiliser un dénominatif représentatif de la clientèle visée, auquel sont ajoutés les termes CPC, TPC et TDT.

2.2.3 Détermination du malus de 50 cent/kWh d'énergie consommée en période critique

Comme le calibrage du tarif est neutre, cela veut dire que le client paye la même facture s'il ne s'efface pas, mais obtient en tout temps un rabais pour sa consommation de deuxième tranche et de première tranche, sauf en pointe critique lorsque le Distributeur avise d'une pointe, d'où l'importance pour le Distributeur d'appeler d'abord les clients de l'option TPC.

Ainsi, le prix à la pointe n'est pas la seule composante du tarif, il faudrait pouvoir calculer le rabais du client hors pointe et le coût payé en pointe critique, selon des scénarios spécifiques d'effacement pour pouvoir (1) comparer les tarifs CPC et TPC, (2) se prononcer sur les avantages ou inconvénients pour le client, (3) évaluer l'impact sur les tarifs de l'ensemble de la clientèle. On a donc un système bonus/malus, contrairement à l'option CPC qui ne comporte qu'un bonus, qui aurait avantage à être présenté de manière plus détaillée par le Distributeur.

Par exemple, compte tenu du rabais hors pointe en hivers et que parmi la clientèle potentielle se retrouve celle ayant des horaires de travail atypiques qui, par exemple, consomment peu en période de pointe, il est nécessaire de bien comprendre et de prévenir l'impact de la présence d'opportuniste sur l'objectif de la tarification dynamique, soit celui de réduire la demande à la pointe du réseau.

	1. La tarification en périodes critiques	2. Le crédit sur le tarif ordinaire
 La clientèle potentielle	<ul style="list-style-type: none">• Les ménages sans enfants, et, dans une moindre mesure, les ménages avec enfants, semblent enclins à y adhérer en raison d'une plus grande proportion de participants ayant un certain confort avec le risque.• Ceux soucieux de l'environnement préfèrent la TPC à celle du crédit puisqu'ils pensent qu'elle motivera davantage les participants à modifier leurs comportements.• Les participants ayant des horaires de travail atypiques se voient déjà avantagés.	<ul style="list-style-type: none">• En théorie, cette option s'adresse à tous. Toutefois, en comparaison aux autres options, elle convient mieux aux participants ayant une aversion au risque, soit :<ol style="list-style-type: none">1. Les ménages à faible revenu;2. Les ménages avec enfants.

Référence : R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants, p. 40

À cet effet, le Distributeur propose deux moyens pour limiter l'attrait des opportunistes pour le tarif TCP, soit une structure similaire à celle du tarif régulier et un accès limité à la période d'hiver pour la réduction des prix de l'énergie :

Le calibrage du TPC doit tenter de limiter l'attrait de ce tarif pour les opportunistes, c'est-à-dire les clients qui verraient une baisse de leur facture d'électricité sans qu'ils aient à modifier leur profil de consommation ou qui auraient intérêt à accroître leur consommation hors pointe pour profiter du prix le plus bas sans effacement en période de pointe. Le Distributeur propose d'utiliser deux moyens pour limiter ces cas d'opportunisme.

D'abord, le TPC proposé conserve une structure similaire à celle du tarif régulier. Ainsi, les participants au TPC ont accès à ni plus ni moins de kWh facturés au prix plus bas de la 1^{re} tranche d'énergie du TPC que s'ils étaient restés au tarif régulier. Dans le cas de la clientèle au tarif G, le TPC est calibré uniquement en fonction du prix de la 1^{re} tranche d'énergie compte tenu que le prix de la 2^e tranche ne s'applique qu'à une très faible consommation et qu'il est appelé à disparaître.

Ensuite, les prix du TPC appliqués durant la période d'été sont identiques à ceux du tarif régulier. Ainsi, les revenus supplémentaires associés à la consommation facturée au prix plus élevé de pointe critique sont compensés uniquement sur les heures hors pointe de la période d'hiver. De cette façon, les clients, notamment ceux consommant davantage en été qu'en hiver, ne peuvent pas réaliser d'économies sans contrepartie d'un effacement en période d'hiver. (Nos soulignés)

Référence : R-4057-2018, [B-0045](#), Page 29

Le GRAME n'est pas convaincu que ces moyens suffisent à décourager les opportunistes. Il est d'avis qu'il serait opportun que le Distributeur démontre, par différents scénarios présentés en séance de travail, comment la structure tarifaire proposée limite des gains d'économies opportunistes.

De plus, une question se pose, quelles sont les différences entre les segments de consommation. Imaginons un client propriétaire grande unifamiliale, avec SPA. Ce client obtiendrait un rabais 80 % du temps, mais s'il peut réduire beaucoup sa charge à l'événement de pointe critique (fermer son SPA, partir un chauffage d'appoint/foyer (bois ou propane, voiture électrique), sa capacité de réduction de sa facture est plus grande qu'un client locataire qui a moins d'équipements branchés à son compteur.

Le GRAME recommande que le Distributeur soumette à la Régie, en suivi du présent dossier et en séance de travail, des scénarios identifiants plus précisément, en fonction des segments de clientèle, ce que les clients peuvent économiser et le potentiel d'effacement, donc que la Régie reporte en Phase 2 la décision sur les options tarifaires.

Pour le tarif domestique D, ces scénarios devraient inclure, pour les options CPC et TPC, un prix de 70 cent/kWh et un de 50 cent/kWh. Le GRAME comprend que si HQ utilisait 70 cent/kWh pour le prix de l'énergie à la pointe critique, il devrait ajuster à la baisse le prix de la première tranche pour conserver la neutralité tarifaire global pour l'option TPC.

Le GRAME soumet que le recrutement ne débutera qu'en septembre 2019 et que, par conséquent, une étude plus détaillée des offres de tarification dynamique ne devrait pas avoir pour effet de retarder leur mise en place.

15.1 Veuillez indiquer une date approximative à partir de laquelle les clients pourront choisir différentes options de tarification dynamique.

Le Distributeur prévoit débuter le recrutement des clients aux options de tarification dynamique en septembre 2019.

Référence : R-4057-2018, [B-0066](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de l'ACEF de Québec, RDDR 15.1

Cependant, le GRAME recommande dès maintenant l'approbation des budgets pour développer les systèmes informatiques.

Afin d'offrir la tarification dynamique à l'hiver 2019-2020, le développement de la solution informatique doit débuter à l'automne 2018. Advenant des changements à la portée du projet, ceux-ci auraient un impact sur l'échéancier et les coûts d'implantation.

Référence : R-4057-2018, [B-0030](#), p. 32

2.2.4 Recommandations outils de communications à la clientèle :

Le GRAME comprend que le simulateur⁴⁴ est un outil d'aide à la décision qui permettrait à la clientèle de choisir une option adaptée à son profil de consommation.

⁴⁴ R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants, p. 42

À cet égard, le GRAME soumet qu'un tel simulateur doit mettre l'accent, comme mentionné pour le tarif CPC, sur :

- L'impact de l'abaissement de la température en période d'ancrage hors pointe, donc précédant *l'événement de pointe critique* ;
- Une liste des déplacements et des effacements envisageables et leur impact sur les économies d'énergie en pointe critique ;
- L'importance du préchauffage des locaux avant *l'événement de pointe critique*, donc que le simulateur permette de simuler l'impact du préchauffage, versus l'absence de préchauffage.

2.3. Tarification de pointe critique : Clientèle aux tarifs M et G9

Concernant le tarif TPC pour la clientèle des tarifs M et G9, le GRAME réfère la Régie aux mêmes recommandations concernant l'information à soumettre aux clients, lesquels devraient être adaptées pour les besoins spécifiques de cette clientèle.

Comme l'offre pour ces tarifs est expérimentale et limitée à un nombre restreint de clients, le GRAME recommande leur approbation provisoire et un suivi après la première année d'application.

2.4 Tarif différencié dans le temps (« TDT »)

De l'avis du GRAME, cette option tarifaire est définitivement préférable à celle explorée avec le projet pilote Heure juste, pour lequel le GRAME a participé aux dossiers⁴⁵ visant à estimer les avantages et inconvénients d'une tarification différenciée dans le temps. En effet, le calibrage des tarifs basé sur la variabilité des coûts moyens hors-pointe et pointe, dont les différences n'étaient pas significatives, n'avait pas permis de lancer un signal de prix suffisamment incitatif pour obtenir des résultats intéressants.

Le GRAME est d'avis qu'un signal de 15 cent/kWh à la pointe du réseau, soit entre 6h00 et 9h00 et entre 16h00 et 20h00, permettra des économies significatives aux clients qui peuvent déplacer et limiter leur consommation.

⁴⁵ R-3644-2017 (projet pilote) ; R-3677-2008 (projet pilote-suivi) ; R-3740-2010 (projet pilote-résultats)

Les trois options tarifaires testées:	
Tarification différenciée dans le temps (TDT)	
	<ul style="list-style-type: none"> • Période de pointe (entre 6 et 9 heures le matin et 16 à 20 h le soir) : 15 €/kWh • Hors période de pointe : 5 €/kWh
L'idée de base	Déplacer ou limiter votre consommation hors-pointe ou payer 15€/kWh
Quand	Systématiquement à tous les jours de semaine (du lundi au vendredi) (de décembre à mars)
Gain potentiel	80 % du temps en hiver à 5€/kWh
Risque potentiel	Difficulté à déplacer ou limiter votre consommation ailleurs qu'entre 6 h et 9 h et 16 h et 20 h.

Référence : R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants - L'intérêt envers les différentes options de tarification dynamique, p. 38

Comme ce tarif est volontaire, et que le prix à la pointe est élevé, seuls les clients ayant un profil de consommation spécifique seront intéressés par la TDT, soit les clients ayant des horaires atypiques, ou les personnes seules⁴⁶, ou/et ayant des équipements de contrôle (domotique) et véhicule électrique⁴⁷.

Une question se pose, ce tarif va-t-il attirer les clients qui consomment peu à la pointe du réseau, faisant en sorte que la TDT ne réduise pas la demande à la pointe. **Bien que ce tarif serait équitable pour ces clients, qui participent actuellement aux achats de puissance à la pointe, alors qu'ils n'impactent pas le réseau, le GRAME recommande à la Régie que l'évolution de l'effacement de la demande à la pointe soit suivie attentivement durant les cinq prochaines années.**

Le suivi devrait fournir la moyenne d'effacement par client, de même que la moyenne des économies de facture par client et l'effacement total de la TDT annuellement. Ces informations permettraient d'évaluer si la TDT permet un effacement proportionnel aux économies de facture des clients, donc d'estimer si la proportion TDT comporte majoritairement des clients opportunistes, ou que la TDT participe à l'effort de réduction de la pointe hivernale.

2.5 Limiter le nombre d'abonnements options TPC, CPC et TDT

Le Distributeur propose de limiter le nombre d'abonnements pour les options tarifaires D-CPC (2.73 Limitations), D-TPC (2.82 Limitations), G-CPC (3.17 Limitations), G-TPC (3.26 Limitations). Une telle clause ne s'applique pas pour l'option tarifaire G9-TPC.

2.73 Limitations

⁴⁶ R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants - La clientèle particulièrement réceptive aux différentes options, p. 40

⁴⁷ R-4057-2019, [B-0076](#), Les faits saillants - La clientèle particulièrement réceptive aux différentes options, p. 40

Pour l'hiver 2019-2020, Hydro-Québec se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements auxquels la présente option s'applique.

Référence : R-4057-2018, [B-0032](#), Section 9 – Option de crédit en pointe critique pour la clientèle au **tarif D**, article 2.73 Limitations, page 47

2.82 Limitations

Pour l'hiver 2019-2020, Hydro-Québec se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements auxquels s'applique le tarif DPC.

Par ailleurs, Hydro-Québec se réserve le droit de mettre fin à l'application du présent tarif à un abonnement s'il survient des problèmes récurrents liés à l'acquisition des données horaires de mesurage.

Référence : R-4057-2018, [B-0032](#), Section 10 – Tarif DPC, article 2.82 Limitations, p. 50

3.17 Limitations

Pour l'hiver 2019-2020, Hydro-Québec se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements auxquels la présente option s'applique.

Référence : R-4057-2018, [B-0032](#), Section 3 – Option de crédit en pointe critique pour la clientèle au tarif G, article 3.17 Limitations, p. 60

3.26 Limitations

Pour l'hiver 2019-2020, Hydro-Québec se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements auxquels s'applique le tarif GPC.

Référence : R-4057-2018, [B-0032](#), Section 4 – Tarif GPC, article 3.26 Limitations, p. 64

En période de transition le GRAME est favorable à la limitation proposée par le Distributeur, soit de l'ordre de 20 000 abonnements pour la première année d'application :

47.1 Veuillez indiquer dans quelles circonstances et à quel niveau le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées.

Réponse :

Le Distributeur propose de limiter le nombre d'abonnements aux options de tarification dynamique, pour la première année d'application, à un total d'environ 20 000 abonnements. La répartition entre les clientèles domestique et commerciale de même que celle entre les options offertes n'est pas fixée afin de laisser la marge de manoeuvre au Distributeur pour l'adapter en fonction des résultats obtenus lors de la période de recrutement et, ainsi, de maximiser l'adhésion à l'une ou l'autre de ces options et à l'une ou l'autre de ces clientèles.

Le Distributeur favorise une approche prudente pour assurer le succès de l'application de la tarification dynamique, qui nécessite le recours à des données horaires qui ne sont pas utilisées actuellement aux fins de la facturation, de même que pour optimiser la stratégie d'accompagnement et le support offert aux centres de relation clientèle. À la lumière des résultats obtenus au cours du premier hiver, le Distributeur pourra proposer de poursuivre le déploiement progressif ou d'offrir la tarification dynamique à l'ensemble de la clientèle. (Notre souligné)

Référence : R-4057-2018, [B-0062](#) Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 47.1, p. 132

En effet, le fait de limiter le nombre d'abonnements est un choix judicieux, puisque les clients devront se familiariser avec la relation entre les mesures comportementales entreprises et les résultats en termes d'effacement et auront besoin d'un service d'accompagnement, lequel devra être robuste et efficient. Il nous semble qu'une période de rodage est nécessaire pour les fins du service d'accompagnement et pour faire en sorte que la tarification dynamique s'impose dans l'avenir comme un choix avantageux à la fois pour la réduction de la demande à la pointe critique, mais également pour la clientèle qui y participe.

2.6 Évaluation des économies potentielles, opérationnalisation et commercialisation

Le Distributeur fait état de la nécessité d'ajouter des technologies permettant d'améliorer la réponse des consommateurs au signal de prix⁴⁸. Il ajoute que des modifications au système informatique seront nécessaires pour la programmation des nouvelles options tarifaires et le processus de gestion des événements de pointe critique et de facturation⁴⁹.

Oui. Le Distributeur tient néanmoins à rappeler que des modifications à la portée du projet auraient un impact sur l'échéancier et pourraient compromettre le début du recrutement de clients participants prévu en septembre 2019. (Notre souligné)

Référence : R-4057-2018, [B-0073](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.1, p. 20

Le GRAME appuie ces initiatives et recommande à la Régie l'approbation de la demande de budget estimé à 6 \$M. Le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire que le Distributeur débute ses travaux sans tarder pour ne pas retarder le début du recrutement de clients participants prévu en septembre 2019.

⁴⁸ R-4057-2018, [B-0030](#), Section 4.6, page 30

⁴⁹ R-4057-2018, [B-0030](#), Section 4.7, page 31