

STRATÉGIE TARIFAIRE

TABLE DES MATIÈRES

1. HAUSSE AU 1^{ER} AVRIL 2019	7
2. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES	8
3. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL	15
4. PROPOSITION RELATIVE À LA TARIFICATION DYNAMIQUE	18
4.1. Contexte.....	18
4.2. Intrants à l'élaboration des options de tarification dynamique	18
4.2.1. <i>Besoins du Distributeur</i>	18
4.2.2. <i>Signal des coûts évités</i>	19
4.2.3. <i>Autres considérations</i>	20
4.3. Options étudiées	20
4.3.1. <i>Crédit en pointe critique (« CPC »)</i>	20
4.3.2. <i>Tarif de pointe critique (« TPC »)</i>	21
4.3.3. <i>Tarif différencié dans le temps (« TDT »)</i>	21
4.4. Consultation de la clientèle.....	21
4.4.1. <i>Résultats de la consultation</i>	23
4.5. Options proposées	27
4.5.1. <i>Clientèle résidentielle et de petite puissance</i>	28
4.5.2. <i>Clientèle aux tarifs M et G9</i>	30
4.6. Évaluations des économies potentielles des clients participants	32
4.7. Opérationnalisation et commercialisation	33
5. AUTRES MODIFICATIONS À L'OFFRE TARIFAIRE	34
5.1. Dispositions relatives aux options de mesurage net	34
5.2. Introduction d'un tarif de relance industrielle pour la clientèle au tarif M	35
5.3. Modifications des modalités relatives aux essais d'équipements par la clientèle de moyenne puissance	36
5.4. Autres modifications	37
6. SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE	38
6.1. Mesures visant les exploitations agricoles.....	38
6.1.1. <i>Tarif DT</i>	39
6.1.2. <i>Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse</i>	39
6.1.3. <i>Abrogation du suivi des mesures visant les exploitations agricoles</i>	39
6.2. État des travaux relatifs à la consommation au tarif DN.....	40
6.3. Tarif de développement économique (« TDÉ »)	41
6.4. Suivi du tarif expérimental BR	42
6.5. Mesurage net pour autoproducteur – Option III	43
ANNEXE A	45
ANNEXE B	59

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Distribution des impacts de la hausse proposée pour la clientèle aux tarifs domestiques.....	13
Figure 2 :	Distribution des impacts de la hausse proposée pour la clientèle aux tarifs généraux et industriel	17
Figure 3 :	Profil de charge horaire moyen pour l'ensemble du réseau Journée en pointe hivernale	19
Figure A-1 :	Évolution des tarifs d'électricité et des prix à la consommation 1998-2019.....	47

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Ajustement tarifaire et indices d'interfinancement par catégories de consommateurs.....	8
Tableau 2 :	Tarifs domestiques proposés pour 2019.....	12
Tableau 3 :	Impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle de la clientèle domestique.....	14
Tableau 4 :	Tarifs généraux et industriel proposés pour 2019.....	16
Tableau 5 :	Impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle des clients des tarifs généraux et industriel	17
Tableau 6 :	Principales caractéristiques des options présentées	23
Tableau 7 :	Tarif de pointe critique proposé – Tarif DPC.....	30
Tableau 8 :	Tarif de pointe critique proposé – Tarif GPC.....	30
Tableau 9 :	Tarif de pointe critique proposé – Tarif MPC	31
Tableau 10 :	Tarif de pointe critique proposé – Tarif G9PC.....	32
Tableau 11 :	Illustration d'économies potentielles	33
Tableau 12 :	Simulation de la neutralité du TDÉ (¢/kWh).....	41
Tableau 13 :	Consommation additionnelle des clients bénéficiant du TDÉ.....	41
Tableau 14 :	Caractéristiques des bornes de recharge rapides au tarif BR	43
Tableau A-1 :	Hausses tarifaires des distributeurs d'électricité au Canada	48
Tableau A-2 :	Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif D.....	49
Tableau A-3 :	Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif G.....	50
Tableau A-4 :	Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif M.....	51
Tableau A-5 :	Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif LG	52
Tableau A-6 :	Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif L.....	53
Tableau A-7 :	Revenus par composantes des tarifs domestiques selon les tarifs en vigueur au 1 ^{er} avril 2018	54
Tableau A-8 :	Revenus par composantes des tarifs généraux et industriel selon les tarifs en vigueur au 1 ^{er} avril 2018	55
Tableau A-9 :	Description de la clientèle aux tarifs domestiques.....	56
Tableau A-10 :	Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel	57

Tableau B-1 : Coût de service du Distributeur par catégories de consommateurs (M\$) – Année témoin 2019.....	63
Tableau B-2 : Répartition par catégories de consommateurs du coût du service du Distributeur (M\$) Année témoin 2019	64
Tableau B-3 : Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement ...	65
Tableau B-4 : Achats d'électricité – Année témoin 2019	66
Tableau B-5 : Disposition des comptes de <i>pass-on</i> par catégories de consommateurs Année témoin 2019.....	67
Tableau B-6 : Répartition du coût de transport selon la méthode par fonctions Année témoin 2019.....	68
Tableau B-7 : Répartition du coût de service relié au transport selon la méthode par fonctions Année témoin 2019.....	69
Tableau B-8 : Facteurs de répartition du Distributeur Année témoin 2019	70
Tableau B-9 : Valeurs absolues servant au calcul des facteurs de répartition Année témoin 2019.....	71
Tableau B-10 : Énergie par catégories de consommateurs Année témoin 2019.....	72
Tableau B-11 : Énergie ajustée par catégorie de consommateurs Année témoin 2019	73
Tableau B-12 : Puissances coïncidentes par catégories de consommateurs – haute tension Année témoin 2019.....	74
Tableau B-13 : Puissances non coïncidentes par catégories de consommateurs – moyenne tension Année témoin 2019.....	75
Tableau B-14 : Puissances non coïncidentes par catégories de consommateurs – basse tension Année témoin 2019.....	76
Tableau B-15 : Caractéristiques de consommation servant à l'établissement du coût de fourniture Année témoin 2019.....	77

1. HAUSSE AU 1^{ER} AVRIL 2019

1 Ce document présente les modifications aux tarifs d'électricité du Distributeur en vigueur qui
2 apparaissent au document *Tarifs d'électricité* (« Tarifs ») ainsi que les propositions aux fins
3 des tarifs applicables au 1^{er} avril 2019.

4 Pour l'année tarifaire 2019-2020, les hausses des tarifs permettant au Distributeur de
5 générer les revenus requis de 2019 sont de :

- 6 • 0,2 % pour les clients industriels de grande puissance au tarif L ;
- 7 • 0,8 % pour tous les autres clients.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la hausse des tarifs à compter du 1^{er} avril 2019 selon les prix proposés à la pièce HQD-13, document 2.

8 Afin de mettre en perspective cette demande, le Distributeur présente l'évolution des tarifs
9 d'électricité et des prix à la consommation ainsi que les hausses tarifaires appliquées ailleurs
10 au Canada, respectivement à la figure A-1 et au tableau A-1 de l'annexe A.

11 Par ailleurs, dans le contexte de l'introduction du MRI, plus de 90 % des revenus requis
12 associés à la distribution et aux services à la clientèle sont désormais établis au moyen
13 d'une formule d'indexation. Par conséquent, le détail de ces coûts n'est plus fourni. Pour
14 l'année témoin 2019, le Distributeur soumet les tableaux B-1 et B-2 à B-15 de l'annexe B qui
15 présentent respectivement le coût de service et les indices d'interfinancement par catégories
16 de consommateurs. La répartition du coût de service selon une méthode adaptée au contexte
17 du MRI. Ces informations permettent à la Régie de suivre, notamment l'évolution des indices
18 d'interfinancement. Le Distributeur fournira la répartition du coût de service usuelle aux
19 années de recalibrage (*rebasings*) du MRI.

20 L'ajustement tarifaire par catégories de consommateurs, qui reflète l'indexation du prix de
21 l'électricité patrimoniale et le rééquilibrage des tarifs généraux ainsi que les indices
22 d'interfinancement qui en découlent sont présentés au tableau 1.

**TABLEAU 1 :
AJUSTEMENT TARIFAIRE ET INDICES D'INTERFINANCEMENT
PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Indice d'interfinancement
Domestiques Généraux	0,8%	86,9 ⁽²⁾
G	0,8%	119,7
M	0,7%	127,5
LG	1,5% ⁽¹⁾	101,2
Sous-total - Généraux	0,8%	121,5
Grands industriels	0,2%	104,3

¹ Incluant une hausse des prix de 0,8 % et des revenus de 3 M\$ associés au mécanisme de fixation de la PFM.

² L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 85,2.

2. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

1 La Régie a reconnu, dans sa décision D-2017-022, qu'il existe un plafond pour le prix de la
2 2^e tranche d'énergie des tarifs D et DM et que, tôt ou tard, la stratégie de hausse différenciée
3 des prix d'énergie devra être revue¹.

4 Le Distributeur réitère une fois de plus que le contexte énergétique actuel et la transition
5 énergétique en cours justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées
6 des prix d'énergie au tarif D. En effet, le contexte de surplus énergétiques fait en sorte que
7 les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les
8 années 2019 à 2023² se situent bien en-deçà du prix actuel de la 2^e tranche d'énergie
9 de 9,12 ¢/kWh.

10 Par ailleurs, compte tenu de l'essor de la production distribuée (voir à cet égard la
11 section 5.1), particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, ainsi que du stockage
12 d'énergie dont les coûts sont en décroissance, il importe de revoir la valeur d'un kWh effacé
13 à la marge et la capacité du prix actuel de la 2^e tranche à refléter la vérité des coûts³.

14 S'il est vrai que le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte
15 d'un kWh de chauffage, on ne peut pas en dire autant d'un kWh perdu au profit de la
16 production distribuée. En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les

¹ Décision D-2017-022, paragraphe 644.

² Pièce HQD-4, document 3, tableau A-1.

³ Avis sur les mesures susceptible d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (l'« Avis ») [A-2017-01] (A-0038), paragraphe 56.

1 coûts d'énergie, de puissance et ceux liés aux réseaux (transport et distribution),
2 l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût
3 variable de production. Il en résulte alors que le prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D
4 surestime inévitablement le crédit accordé à ce kWh évité. Le manque à gagner associé à
5 l'autoproduction doit être récupéré auprès des autres consommateurs.

6 Dans la décision D-2018-025, la Régie indique comprendre les inquiétudes du Distributeur
7 quant aux impacts à plus long terme de l'autoproduction et du stockage d'énergie sur ses
8 ventes futures, mais juge prématuré de modifier dès à présent la cible de coût évité de long
9 terme pour le chauffage en excluant les coûts de Transport-Charge locale et de distribution⁴.
10 Le Distributeur soumet respectueusement qu'il est, au contraire, important d'agir dès
11 maintenant afin d'éviter de poursuivre une croissance trop rapide du prix de la 2^e tranche.

12 Le Distributeur réitère que comme le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie dépasse le coût
13 évité total jusqu'en 2023 de même que le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des
14 locaux jusqu'en 2027, il pourrait même être justifié d'appliquer une hausse plus importante
15 du prix de la 1^{re} tranche d'énergie que celui de la 2^e tranche, ce qui aurait un impact plus
16 important sur les petits consommateurs. Le Distributeur propose plutôt d'appliquer une
17 hausse uniforme des prix d'énergie du tarif D et du tarif DM afin d'épargner les petits
18 consommateurs, tout en maintenant le signal de prix de la 2^e tranche. Dans ce contexte, le
19 Distributeur considère que la hausse uniforme des prix d'énergie doit donc être perçue
20 comme une mesure d'atténuation des impacts auprès des petits consommateurs, dont les
21 ménages à faible revenu.

22 Dans sa décision D-2018-025⁵, la Régie a demandé au Distributeur de présenter une
23 nouvelle proposition de montant mensuel minimal de la facture aux tarifs domestiques ainsi
24 que des scénarios de propositions alternatives, préalablement discutées en rencontre
25 technique, afin de déterminer la structure cible du tarif DP.

26 Dans un souci d'allégement du présent dossier et compte tenu notamment des propositions
27 de tarification dynamique, le Distributeur reporte ces analyses. Par conséquent, il ne
28 présente aucune proposition relative à ces deux sujets dans le présent dossier tarifaire.

29 Le Distributeur propose, pour le 1^{er} avril 2019, la stratégie tarifaire suivante applicable aux
30 tarifs domestiques :

- 31 • Tarif D
 - 32 ○ gel de la redevance ;
 - 33 ○ poursuite de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 36 à 40 kWh/jour,
34 soit la cible retenue par la Régie dans sa décision D-2017-022⁶ ;
 - 35 ○ hausse uniforme des prix d'énergie, pour les raisons énoncées précédemment ;

⁴ Décision D-2018-025, paragraphes 665 et 666.

⁵ Décision D-2018-025, paragraphes 651, 742, 744 et 745.

⁶ Décision D-2017-022, paragraphe 638.

- 1 • Tarif DP
- 2 ○ en l'absence d'une structure cible, maintien du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie,
- 3 des primes de puissance et du montant mensuel minimal ;
- 4 ○ poursuite de la hausse uniforme des prix d'énergie ;
- 5 • Tarif DM
- 6 ○ gel de la redevance ;
- 7 ○ poursuite de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 36 à 40 kWh/jour,
- 8 soit la cible retenue par la Régie dans sa décision D-2017-022 ;
- 9 ○ hausse uniforme des prix d'énergie, pour les raisons énoncées précédemment ;
- 10 ○ hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW, permettant ainsi
- 11 d'atteindre la parité avec celle d'hiver ;
- 12 • Tarif DT
- 13 ○ gel de la redevance ;
- 14 ○ gel des prix d'énergie de manière à poursuivre, dans une moindre mesure, la
- 15 bonification de l'économie par rapport au tarif D dans le contexte où le coût du
- 16 chauffage au tarif D est réduit par la hausse du seuil de la 1^{re} tranche
- 17 d'énergie ;
- 18 ○ hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW, permettant ainsi
- 19 d'atteindre la parité avec celle d'hiver comme au tarif DM ;
- 20 ○ récupération du manque à gagner de 100 k\$, qui résulte du gel des prix
- 21 d'énergie mais qui tient compte de la hausse des revenus de puissance, auprès
- 22 des autres clients domestiques, comme approuvé par la Régie dans ses
- 23 décisions D-2017-022 et D-2018-025 ;
- 24 • Tarif DN
- 25 ○ gel de la redevance ;
- 26 ○ maintien du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 30 kWh/jour, fixation du prix de la
- 27 1^{re} tranche d'énergie au niveau de celui du tarif D et hausse du prix de la
- 28 2^e tranche selon la hausse tarifaire moyenne, dans le contexte de l'analyse des
- 29 causes de la consommation en 2^e tranche au tarif DN et de la suspension par la
- 30 Régie du rattrapage de 8 %⁷ ;
- 31 ○ hausse de la prime de puissance d'été de 0,81 \$/kW, permettant ainsi
- 32 d'atteindre la parité avec celle d'hiver comme au tarif DM.

⁷ Décision D-2018-025, paragraphes 697 à 699.

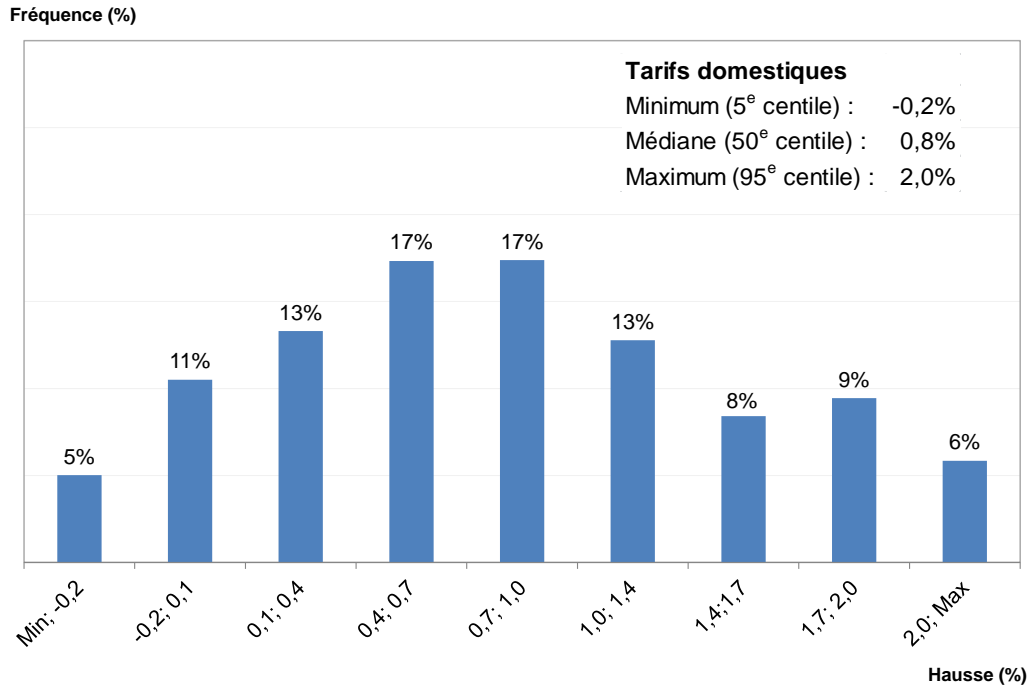
Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la stratégie tarifaire proposée pour les tarifs domestiques.

- 1 Les tarifs domestiques au 1^{er} avril 2019, incluant une hausse tarifaire de 0,8 %, sont
- 2 présentés au tableau 2. La distribution des impacts de la hausse tarifaire proposée pour la
- 3 clientèle aux tarifs domestiques est montrée à la figure 1 alors que les impacts de la hausse
- 4 proposée sur la facture mensuelle d'électricité de cette clientèle sont présentés au tableau 3.
- 5 Des exemples de calcul pour des consommations types figurent au tableau A-2 de
- 6 l'annexe A.

**TABEAU 2 :
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2019**

Composantes tarifaires	Tarifs 2018	Tarifs 2019	Écart
Tarif D			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	36	40	4
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,91	6,07	2,7%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	9,12	9,38	2,9%
Tarif DP			
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/mois)	1 200	1 200	-
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	5,88	1,0%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,85	8,94	1,0%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	4,59	4,59	-
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	12,18	12,18	-
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	18,27	18,27	-
Tarif DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	36	40	4
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,91	6,07	2,7%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	9,12	9,38	2,9%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	5,40	6,21	15,0%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,37	4,37	-
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	25,55	25,55	-
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	5,40	6,21	15,0%
Tarif DN			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	30	30	-
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	5,91	6,07	2,7%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	41,05	41,38	0,8%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	5,40	6,21	15,0%

**FIGURE 1 :
DISTRIBUTION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE
POUR LA CLIENTÈLE AUX TARIFS DOMESTIQUES**



**TABLEAU 3 :
IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE MENSUELLE
DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE**

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	16 999	114,28	115,23	0,96	0,8%
Moyenne des clients D	16 902	114,64	115,62	0,98	0,9%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 261	123,30	124,32	1,02	0,8%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 254	91,39	92,28	0,89	1,0%
Moyenne des clients DP	205 644	1 607,48	1 622,56	15,08	0,9%
Moyenne des clients DM	114 150	746,27	752,60	6,33	0,8%
Moyenne des clients DT	23 623	118,34	118,39	0,05	0,0%
Moyenne des clients DN	6 380	61,71	62,65	0,94	1,5%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Logement 5 ½	11 590	72,77	73,00	0,23	0,3%
Résidence unifamiliale					
111 m ² (1 195 pi ²)	20 494	135,93	136,72	0,79	0,6%
158 m ² (1 701 pi ²)	26 484	179,57	181,18	1,60	0,9%
207 m ² (2 228 pi ²)	32 054	220,91	223,35	2,44	1,1%
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062	342,48	347,78	5,29	1,5%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	821,12	825,81	4,69	0,6%
Segments de la clientèle au tarif D					
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	164,08	165,47	1,38	0,8%
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	72,63	73,23	0,60	0,8%
Propriétaires non-TAE	14 982	98,08	98,63	0,55	0,6%
Locataires	11 315	75,66	76,23	0,56	0,7%
Clients MFR	14 153	95,07	95,79	0,71	0,8%
Clients agricoles	30 487	218,54	222,21	3,67	1,7%
Segments de la clientèle au tarif DP					
Clients résidentiels	227 369	1 790,50	1 807,19	16,69	0,9%
Clients agricoles	182 384	1 411,08	1 424,42	13,34	0,9%
Consommations types mensuelles					
625 kWh	7 500	49,13	50,13	1,00	2,0%
750 kWh	9 000	56,52	57,72	1,20	2,1%
1 000 kWh	12 000	71,29	72,89	1,60	2,2%
2 000 kWh	24 000	159,92	160,07	0,15	0,1%
3 000 kWh	36 000	251,12	253,87	2,75	1,1%
4 000 kWh	48 000	342,32	347,67	5,35	1,6%
5 000 kWh	60 000	433,52	441,47	7,95	1,8%

3. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL

1 Pour le 1^{er} avril 2019, et en continuité avec le précédent dossier tarifaire, le Distributeur
2 propose la stratégie tarifaire suivante applicable aux tarifs généraux et industriel :

- 3 • gel de la redevance au tarif G ;
- 4 • hausse uniforme des primes de puissance et des prix de l'énergie reflétant le
5 contexte énergétique ;
- 6 • maintien des crédits d'alimentation à leur niveau actuel compte tenu de
7 l'ajustement des prix du tarif L ;
- 8 • hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif G afin de
9 poursuivre l'élimination de la dégressivité de ce tarif ;
- 10 • hausse uniforme du prix des deux tranches d'énergie du tarif M afin de préserver
11 la dégressivité des prix.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la stratégie tarifaire proposée pour les tarifs généraux et industriel.

12 La fin des mesures transitoires associées à l'introduction du mécanisme automatique
13 d'établissement de la puissance à facturer minimale au tarif LG implique que, pour
14 l'année 2019, la puissance à facturer minimale sera basée sur 75 % de la puissance
15 maximale appelée des 12 derniers mois pour l'ensemble des clients bénéficiant de ces
16 mesures. Compte tenu que l'impact s'élève à près de 3 M\$ pour les réseaux municipaux qui
17 sont toujours facturés sur la base de ces mesures, le Distributeur propose de limiter le
18 rééquilibrage en faveur du tarif M à ces revenus additionnels. Il reporte ainsi au prochain
19 dossier tarifaire une proposition de rééquilibrage plus accentué, comme demandé par la
20 Régie dans sa décision D-2018-025⁸. Cette mesure pourrait permettre à la clientèle du
21 tarif M de bénéficier d'une hausse similaire à celle du tarif L, tout en limitant l'impact pour les
22 clients aux tarifs G et LG.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le rééquilibrage proposé des tarifs généraux en faveur du tarif M.

23 Les tarifs G, M, LG et L au 1^{er} avril 2019, incluant leur hausse tarifaire respective et tenant
24 compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 4. La distribution des impacts
25 de la hausse tarifaire proposée pour la clientèle aux tarifs généraux et industriel est illustrée
26 à la figure 2 alors que les impacts sur la facture mensuelle de cette clientèle figurent au

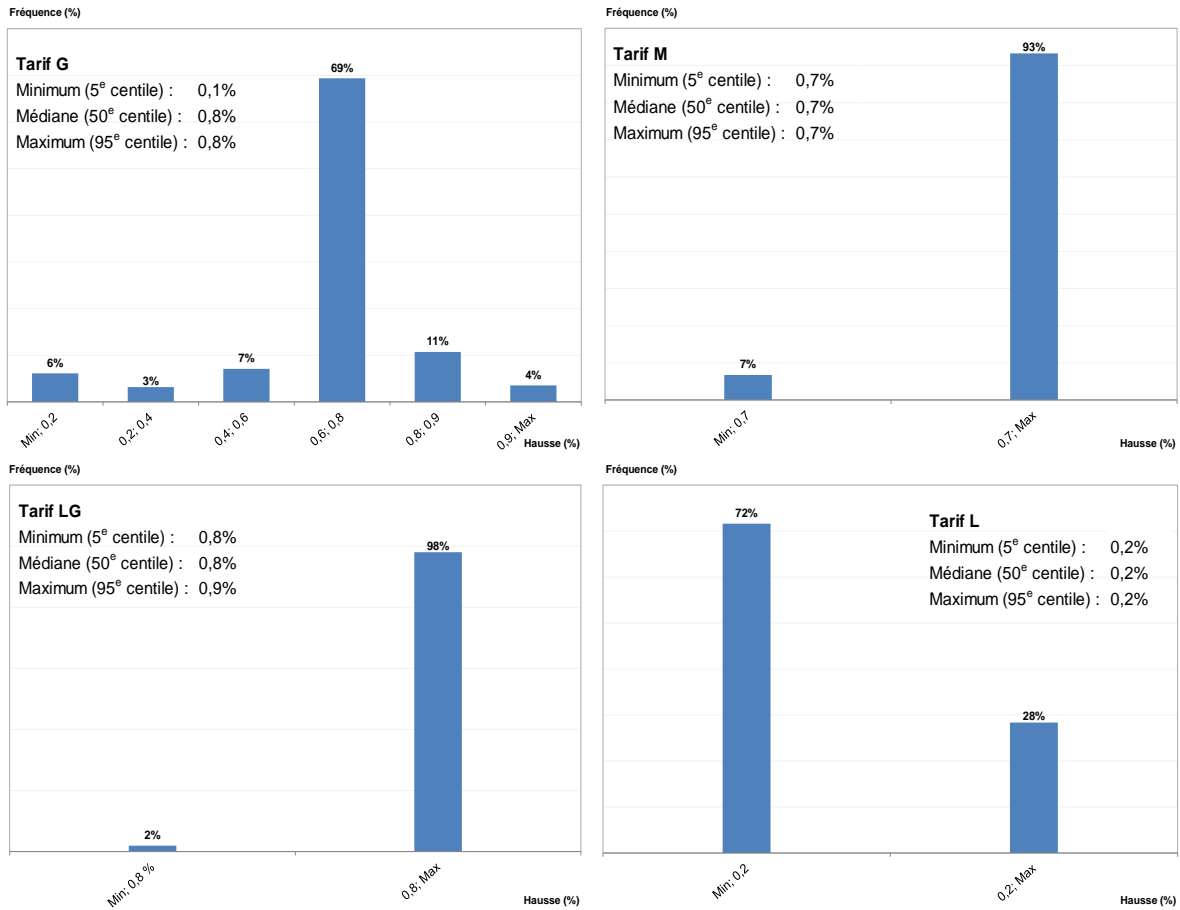
⁸ Décision D-2018-025, paragraphe 752.

- 1 tableau 5. Des exemples de calcul pour des consommations types sont présentés aux
- 2 tableaux A-3 à A-6 de l'annexe A.

**TABLEAU 4 :
TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL PROPOSÉS POUR 2019**

Composantes tarifaires	Tarifs 2018	Tarifs 2019	Écart
Tarif G			
Redevance (\$/mois)	12,33	12,33	-
Prime de puissance (\$/kW)	17,49	17,64	0,9%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	9,81	9,89	0,8%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	7,20	7,59	5,4%
Tarif M			
Prime de puissance (\$/kW)	14,46	14,55	0,6%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	4,99	5,03	0,8%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	3,70	3,73	0,8%
Tarif LG			
Prime de puissance (\$/kW)	13,14	13,23	0,7%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,43	3,46	0,9%
Tarif L			
Prime de puissance (\$/kW)	12,87	12,87	-
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,27	3,28	0,3%

**FIGURE 2 :
DISTRIBUTION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE POUR LA CLIENTÈLE
AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL**



**TABLEAU 5 :
IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE MENSUELLE
DES CLIENTS DES TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL**

	Consommation mensuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	\$	%
Clients moyens					
Moyenne des clients G	3 019	311	314	3	0,8%
Moyenne des clients M	86 214	7 079	7 131	52	0,7%
Moyenne des clients LG ¹	6 848 219	408 570	411 994	3 424	0,8%
Moyenne des clients L	15 321 054	759 329	760 861	1 532	0,2%

¹Excluant l'impact pour quelques réseaux municipaux associé au mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG.

4. PROPOSITION RELATIVE À LA TARIFICATION DYNAMIQUE

4.1. Contexte

1 Le 14 juin 2016, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (« le ministre »)
2 demandait à la Régie un avis sur des mesures susceptibles d'améliorer les pratiques
3 tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel.

4 À l'issue du dossier R-3972-2016, le ministre publiait en juin 2017⁹ l'*Avis sur les mesures*
5 *susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz*
6 *naturel – Perspectives 2030*¹⁰ (l'« Avis »), dans lequel sont présentées certaines pistes de
7 solution touchant la mise en place d'options de tarification dynamique sur une base
8 volontaire.

9 En réponse à ces pistes de solution, le Distributeur soumet des propositions d'options de
10 tarification dynamique – heures critiques qu'il souhaite implanter progressivement à partir de
11 l'hiver 2019-2020. Ces options tarifaires, offertes sur une base volontaire, constituent pour le
12 Distributeur une opportunité de bonifier l'offre aux clients tout en permettant à ceux ayant la
13 capacité de diminuer leur consommation en pointe, ou de la déplacer en dehors des heures
14 de pointe, de réduire leur facture d'électricité. Ces options tarifaires, susceptibles d'intéresser
15 différents segments de clientèle, permettront de contribuer à réduire les besoins en
16 puissance à la pointe et, à ce titre, constituent un moyen additionnel de gestion de la
17 demande en puissance.

4.2. Intrants à l'élaboration des options de tarification dynamique

4.2.1. Besoins du Distributeur

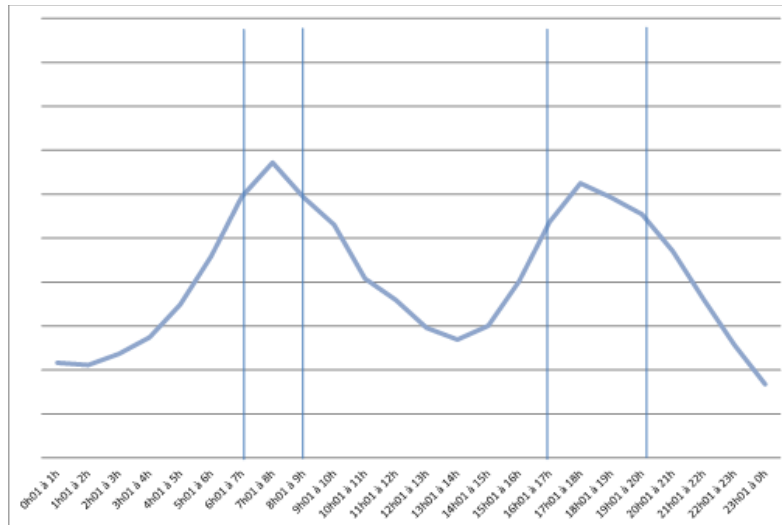
18 Aux fins de l'élaboration d'options de tarification dynamique, des périodes de pointe ont été
19 définies sur la base de l'analyse du profil de charge du Distributeur.

20 À titre illustratif, le Distributeur présente à la figure 3 son profil de charge horaire moyen
21 observé, sur une période de 24 heures, lors des journées les plus froides des 4 derniers
22 hivers. Les deux périodes de pointe correspondent aux heures de plus forte consommation
23 de la clientèle du Distributeur et se retrouvent dans des plages horaires de 6 h à 9 h et de
24 16 h à 20 h.

⁹ <http://mern.gouv.qc.ca/2017-06-22-gouvernement-quebec-rend-public-lavis-de-regie-de-lenergie-y-donne-suite/>

¹⁰ Dossier R-3972-2016, [Avis A-2017-01 \(A-0038\)](#), 7 juin 2017.

**FIGURE 3 :
PROFIL DE CHARGE HORAIRE MOYEN POUR L'ENSEMBLE DU RÉSEAU
JOURNÉE EN POINTE HIVERNALE**



1 Considérant ce profil de charge, des options visant une réduction de la consommation durant
 2 ces périodes de 3 ou 4 heures permettraient de réduire les besoins en puissance à la pointe
 3 et contribueraient à réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle. Par ailleurs, ces deux
 4 plages plus ciblées que celle retenue dans le cadre du Projet tarifaire Heure Juste
 5 (« PTHJ »), octroient aux clients plus de flexibilité pour modifier leur consommation compte
 6 tenu d'une fenêtre de plusieurs heures hors pointe en mi-journée, sans compromettre
 7 l'équilibre énergétique. Enfin, ces plages plus ciblées permettent également d'accentuer
 8 l'écart entre les prix de pointe et hors pointe et, par ricochet, l'incitatif pour les clients à
 9 réduire leur consommation, comme le mentionne la Régie dans son Avis¹¹.

10 En ce qui a trait aux options de pointe critique, le Distributeur évalue leur contribution requise
 11 à un maximum de 100 heures afin de contribuer de manière efficace à la gestion plus fine
 12 des aléas de la demande et à la fiabilité de l'approvisionnement de la clientèle. Considérant
 13 des plages de 3 ou 4 heures, une limite de 100 heures pendant l'hiver correspond à un
 14 maximum se situant entre 25 à 33 événements de pointe critique par hiver.

4.2.2. Signal des coûts évités

15 Les coûts évités servent de balise à l'établissement des tarifs¹². Ainsi, le coût évité en
 16 puissance de long terme de 112 \$/kW-an (\$ 2018 indexé à l'inflation) constitue la valeur
 17 maximale pour établir la structure de prix des options tarifaires de tarification dynamique.

18 Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les
 19 heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de
 20 prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable

¹¹ Avis de la Régie, paragraphe 69.

¹² Voir la pièce HQD-4, document 3, section 4

1 sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique. Le Distributeur estime que
2 ce prix est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les
3 résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation. Son acceptabilité
4 commerciale a d'ailleurs été étudiée lors de la consultation auprès de la clientèle (voir la
5 section 4.4).

4.2.3. Autres considérations

6 Les éléments suivants ont également guidé le Distributeur dans l'élaboration des options de
7 tarification dynamique. Ils ont été abordés lors de la consultation auprès de la clientèle (voir
8 la section 4.4) :

- 9 • neutralité tarifaire : calibrage des tarifs sur la base de profils de consommation
10 représentatifs de la population permettant d'assurer que la facture au tarif de pointe
11 critique en l'absence d'effacement soit équivalente, en moyenne, à celle au tarif
12 régulier ;
- 13 • simplicité : tarification compréhensible pour la clientèle, basée sur les tarifs existants,
14 et peu propice à l'interprétation ;
- 15 • adhésion volontaire : reflet à la fois de la volonté du Distributeur de diversifier son
16 offre tarifaire, de la demande de la Régie exprimée dans l'Avis et des préoccupations
17 de la clientèle.

4.3. Options étudiées

18 Aux fins de la consultation de la clientèle, le Distributeur a étudié trois options tarifaires
19 pouvant répondre à ses besoins de pointe. Il s'agit d'options qui se retrouvent également
20 chez d'autres distributeurs, avec des structures de prix et des modalités qui tiennent compte
21 de leurs besoins et de leurs coûts propres¹³.

4.3.1. Crédit en pointe critique (« CPC »)

22 Le CPC est une option qui s'applique en sus du tarif régulier. Il récompense les clients
23 lorsqu'ils réduisent leur consommation pendant un maximum de 100 heures critiques en
24 période d'hiver, sur appel du Distributeur. Pour chaque événement de pointe critique,
25 l'effacement du client correspond à la différence entre ce qu'il aurait normalement
26 consommé, sans événement, et ce qu'il a effectivement consommé lors d'un événement.

27 Cette option ne présente aucun risque pour les clients qui y souscrivent, leur facture ne
28 pouvant que diminuer selon les efforts déployés lors d'événements de pointe critique. En
29 effet, dans le cas où le client ne réduit pas sa consommation lors d'un événement, le tarif
30 régulier lui est appliqué et aucun crédit ne lui est versé.

¹³ Dossier R-3972-2016, Rapport de Pierre-Olivier Pineau, pièce A-0008, pages 21-40.

1 Le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins
2 du Distributeur qui dépendent, notamment, de la rigueur de chaque hiver. Si les besoins du
3 Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un
4 hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au CPC diminue puisqu'en
5 l'absence d'événement, le tarif régulier s'applique.

4.3.2. Tarif de pointe critique (« TPC »)

6 Le TPC est un tarif distinct du tarif régulier. À ce tarif, un prix élevé est appliqué pendant un
7 maximum de 100 heures critiques en semaine en période d'hiver, sur appel du Distributeur.
8 En contrepartie, un prix plus faible par rapport au tarif régulier est appliqué le reste du temps
9 en période d'hiver. En période d'été, des prix identiques au tarif régulier s'appliquent en tout
10 temps.

11 À l'instar du CPC, le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre
12 selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver.
13 Toutefois, contrairement au CPC, si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre
14 d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par
15 les clients au TPC s'accroît puisque les prix plus bas s'appliquent alors durant un plus grand
16 nombre d'heures.

4.3.3. Tarif différencié dans le temps (« TDT »)

17 Le TDT est un tarif distinct du tarif régulier. Il présente une structure avec des prix plus
18 élevés en période de pointe qu'en période hors pointe, mais avec un écart de prix moins
19 contrasté qu'au TPC. Contrairement aux CPC et TPC, les périodes de pointe sont
20 prédéfinies et couvrent tous les matins et les soirs de semaine de la période d'hiver. Ces
21 périodes de pointe totalisent environ 600 heures en hiver. Le TDT encourage ainsi le client à
22 changer son comportement en regard des besoins réguliers du réseau plutôt qu'à modifier sa
23 consommation de façon ponctuelle à la suite d'un signal pour répondre à la fine pointe du
24 réseau.

4.4. Consultation de la clientèle

25 Plusieurs participants à la consultation publique dans le cadre de l'Avis ont manifesté leur
26 intérêt pour la mise en place d'une forme de tarification dynamique et d'une variante sous
27 forme de rabais pour effacement à la pointe¹⁴.

28 Le Distributeur a néanmoins eu recours à des groupes de discussion et des entrevues
29 individuelles pour consulter plus finement sa clientèle à l'égard de la tarification dynamique.
30 Des mois de mars à juin 2018, la firme Ad hoc Recherche a réalisé cette étude qualitative
31 auprès de clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels de petite et de
32 moyennes puissances. Des groupes de clients de la région métropolitaine de Montréal,
33 responsables des questions énergétiques dans leur foyer ou leur entreprise, ont été

¹⁴ Avis A-2017-01 (A-0038), paragraphe 61.

1 rencontrés. Ces consultations ont été organisées en fonction du profil des ménages, de la
2 vocation des entreprises et de leurs tarifs. La firme a également sondé des producteurs en
3 serre et des représentants de stations de ski.

4 Par cet exercice, le Distributeur a cherché à :

- 5 • mieux comprendre les habitudes de consommation de la clientèle et identifier les
6 usages énergivores ;
- 7 • prendre le pouls de la clientèle à l'égard de la tarification dynamique ;
- 8 • évaluer l'intérêt spécifique pour les trois options étudiées ;
- 9 • identifier les principaux freins à l'adoption par la clientèle d'une telle tarification ;
- 10 • cerner la capacité des ménages et des entreprises à déplacer ou effacer leur
11 consommation d'électricité ;
- 12 • évaluer le niveau de sensibilité aux prix ;
- 13 • définir les éléments de support souhaités (communication, simulateur de tarif et
14 contrôle à distance du chauffage).

15 Pour répondre à ces objectifs, il était nécessaire de cibler des participants qui étaient de
16 prime abord intéressés par le concept de tarification dynamique afin de réunir des
17 participants loquaces et contributifs au processus.

18 À titre illustratif, les principales caractéristiques des options qui ont été présentées aux
19 participants du secteur résidentiel apparaissent au tableau 6. Pour l'exercice, des structures
20 de prix simplifiées ont été présentées aux participants afin de faciliter leur compréhension. La
21 même approche a été retenue pour la présentation des options à la clientèle d'affaires.

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	Lundi au vendredi	Lundi au vendredi
	6 h - 9 h 16 h - 20 h	6 h - 9 h 16 h - 20 h	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.

4.4.1. Résultats de la consultation

1 De façon générale, les participants se sont montrés intéressés aux options volontaires de
 2 tarification dynamique et rassurés à l'idée de pouvoir retourner en tout temps au tarif régulier.
 3 Majoritairement, les participants souhaitent réaliser des économies de l'ordre de 10 % à
 4 20 % sur leur facture d'électricité. Le potentiel de déplacement ou d'effacement de charges
 5 pendant les périodes de pointe varie selon les particularités et les habitudes de vie de
 6 chaque ménage ou des horaires de production, la nature des opérations et le secteur
 7 d'activité des entreprises.

8 Lors des groupes de discussion, le Distributeur a pu confirmer, entre autres, l'intérêt pour les
 9 structures présentées et la réaction des participants à un prix de pointe critique de 50 ¢/kWh.
 10 Selon les commentaires recueillis, les participants préféreraient un signal de prix élevé, qui
 11 permet plus d'économies, à un signal de prix faible.

Clientèle domestique

12 Au total, 38 clients ont participé aux 5 groupes de discussion. Il est ressorti que la quasi-
 13 totalité des participants (36 sur 38) choisiraient d'essayer l'une des trois options présentées
 14 plutôt que de rester au tarif D.

1 Les constats suivants se dégagent des discussions avec les participants :

- 2 • Les aspects positifs de la tarification dynamique sont la possibilité de faire des
3 économies, la flexibilité du programme (possibilité de revenir au tarif D en tout
4 temps), le caractère optionnel et l'impact sur l'environnement.
- 5 • Le CPC plaît à tous, mais semble être préféré par les ménages ayant une aversion
6 au risque, dont les ménages à faible revenu (« MFR »).
- 7 • Le TPC plaît aux ménages sans enfants ainsi qu'à certains ménages avec enfants
8 ayant un certain confort avec le risque, aux ménages soucieux de l'environnement et
9 aux ménages ayant des horaires de travail atypiques.
- 10 • Le TDT plaît à deux profils particuliers, soit les ménages ayant des équipements de
11 domotique et ceux ayant un véhicule électrique.
- 12 • Les participants apprécient le caractère ponctuel et la courte durée des événements
13 du CPC et du TPC.
- 14 • En raison de son caractère dissuasif, les participants estiment que le TPC exige
15 davantage d'efforts que le CPC ; toutefois, ils apprécient le faible prix du TPC
16 applicable en dehors des heures critiques.
- 17 • Les participants soulèvent de nombreux questionnements et craintes quant à la
18 capacité de déplacer ou à effacer des charges, quant au niveau d'efforts requis pour
19 réaliser des économies significatives, de même qu'à la façon dont les économies
20 seront calculées.
- 21 • La clientèle sondée est prête à déplacer ou à réduire l'utilisation de la
22 laveuse/sécheuse à linge, l'aspirateur, le lave-vaisselle, les douches ainsi que les
23 bains, et dans une moindre mesure la cuisinière le soir et le chauffage.
- 24 • Dans l'ensemble, les participants trouvent indispensable que le Distributeur les
25 accompagne dans leur choix de tarif et, à cet égard, l'idée d'un simulateur tarifaire
26 personnalisé et automatisé leur plaît.

27 Il ressort des groupes de discussion avec la clientèle domestique que le TPC et le CPC sont
28 les options préférées, tandis que le TDT n'intéresse qu'une minorité de participants. Ce
29 manque d'intérêt est justifié par les économies limitées, le caractère plus contraignant
30 associé au nombre plus élevé d'heures de pointe et les changements fondamentaux dans
31 les habitudes de consommation nécessaires pour réaliser des économies.

Clientèle d'affaires

32 Des clients d'affaires ont participé à 5 groupes de discussion regroupant de 4 à 7 participants
33 chacun, pour un total de 26 participants. De plus, 9 participants au tarif G, 4 représentants de
34 stations de ski et 3 producteurs en serre ont été sondés lors d'entrevues téléphoniques
35 individuelles.

1 De façon générale, il en ressort que :

- 2 • L'intérêt pour ces nouvelles options tarifaires varie grandement d'un tarif à l'autre.
- 3 • L'application d'un tel concept, pour plusieurs participants industriels au tarif M, est
4 difficile, compte tenu de la nature de leurs opérations (production en continu sur
5 24 heures) et de leur secteur d'activité, alors que la flexibilité des participants
6 institutionnels et commerciaux au tarif G à modifier leur consommation est plutôt
7 limitée en raison de la présence de clients et d'employés.
- 8 • Tant les entreprises au tarif G que celles au tarif M estiment que les options étudiées
9 sont généralement plus appropriées pour la clientèle résidentielle.
- 10 • Les représentants des entreprises commerciales et institutionnelles paraissent plus
11 flexibles quant aux déplacements et effacements envisageables que ceux des
12 entreprises industrielles, car il est très difficile chez ces dernières d'identifier les
13 charges qui pourraient potentiellement être déplacées, la production s'étalant sur des
14 plages de 24 h et étant planifiée de deux à trois semaines à l'avance.
- 15 • Dans les efforts possibles, une diminution de la ventilation, de la climatisation et du
16 chauffage a été mentionnée ainsi que le déplacement des charges liées à certains
17 équipements technologiques et à la recharge des véhicules électriques des employés
18 en dehors des heures de pointe de même que le préchauffage des locaux.
- 19 • Les participants aux tarifs G et M les plus réceptifs à ces options tarifaires sont les
20 entreprises bénéficiant d'une source énergétique d'appoint et les entreprises dont la
21 consommation d'énergie est très limitée, voire inexistante dans les créneaux de
22 pointe identifiés par le Distributeur.
- 23 • Le CPC plaît aux participants au tarif G ayant une aversion au risque plus élevée.
24 C'est également le cas des participants au tarif M qui se sont exprimés à cet égard
25 bien que cette option n'ait pas été spécifiquement sondée auprès de cette clientèle,
26 car elle est déjà offerte dans le cadre de la GDP Affaires.
- 27 • Dans l'ensemble, les participants trouvent indispensable que le Distributeur les
28 accompagne dans leur choix de tarif par l'entremise d'un simulateur de
29 consommation personnalisé et automatisé, d'une visite d'un employé du Distributeur
30 pour l'évaluation de leur situation pour les participants au tarif G et de la continuation
31 de l'implication de délégués commerciaux pour les participants au tarif M.

32 **Tarif G**

33 Plusieurs constats spécifiques se dégagent des groupes de discussion avec la clientèle au
34 tarif G :

- 35 • La moitié des participants opteraient pour le CPC, car il n'y a aucun risque financier ni
36 sur le plan de leurs activités. Par contre, les participants jugent que cette approche
37 non pénalisante ne leur donnera pas les arguments nécessaires pour sensibiliser
38 leurs employés à participer à chaque appel. De plus, il existe un questionnement

1 quant à la méthode utilisée pour le calcul du crédit. Certains participants ont
2 l'impression que les économies potentielles sont moins élevées qu'avec les autres
3 options tarifaires offertes.

- 4 • Les participants retiennent que le nombre d'heures maximal appelé est moins
5 contraignant avec le TPC qu'avec le TDT et qu'il y a une plus grande possibilité de
6 faire des économies si le Distributeur fait moins d'appels. Cependant, il a été soulevé
7 qu'il existe avec le TPC un risque élevé de dépasser le budget énergétique en raison
8 de l'écart important entre les prix en période critique et en période hors pointe.
- 9 • Les participants estiment que les économies potentielles réalisables sont le principal
10 atout du TDT et que le pouvoir dissuasif du prix en période de pointe a un plus grand
11 impact pour sensibiliser leurs dirigeants et leurs employés. De plus, les périodes de
12 pointe n'affectent pas ou peu certains participants, mais les efforts à fournir
13 paraissent importants pour ceux qui connaissent des pointes de consommation lors
14 de ces périodes.

15 **Tarif M**

16 Les principaux constats spécifiquement soulevés par les participants au tarif M sont les
17 suivants :

- 18 • Les participants estiment que le TPC représente un risque dû au caractère
19 imprévisible des périodes critiques. De plus, l'impression de devoir investir dans de
20 l'équipement pour soutenir la production durant les périodes de pointe en diminue
21 l'attrait. Il est clair que les priorités d'affaires priment sur l'intérêt de participer à une
22 telle option.
- 23 • En ce qui a trait au TDT, les économies potentielles pour les rares participants qui ne
24 consomment pas durant ces périodes horaires sont le seul aspect positif soulevé lors
25 des groupes de discussion. Il a été mentionné que l'incitatif offert au TDT paraît trop
26 faible pour convaincre les entreprises de déployer des efforts. Il a également été
27 soulevé qu'il serait difficile de déplacer la production entre les deux périodes de
28 pointe, ces heures ne couvrant pas un quart de travail complet.

Stations de ski et serriculture

29 Les principaux constats soulevés par les participants qui représentent les stations de ski et
30 les producteurs en serre sont les suivants :

- 31 • De façon générale, les représentants des stations de ski et les producteurs en serre
32 se disent intéressés par des options tarifaires dont le prix varie selon les besoins du
33 Distributeur. Ces participants montrent une ouverture à toute proposition pouvant les
34 aider à réaliser des économies.
- 35 • La possibilité de réaliser des économies est le principal aspect positif perçu de la
36 tarification dynamique. Cependant, les participants ont fait ressortir que les

1 économies semblent insuffisantes en raison des efforts requis et des contraintes
2 opérationnelles.

3 La consommation d'énergie est une préoccupation majeure pour les représentants des
4 stations de ski et les producteurs en serre puisqu'elle représente une grande proportion des
5 coûts d'opération. Différentes mesures sont déjà appliquées pour réduire la facture
6 d'électricité, ce qui limite le potentiel de gains à la tarification dynamique. Ces mesures
7 incluent notamment, pour les stations de ski, des suivis de la consommation, des analyses
8 d'optimisation, l'installation de systèmes d'automatisation ou de domotique et l'installation
9 d'équipements plus efficaces. Du côté des producteurs en serre, des efforts sont également
10 consentis pour réduire la consommation tels que l'expérimentation de différents systèmes de
11 chauffage, la recherche de cultivars exigeant moins de chauffage, la réduction du chauffage
12 et de l'éclairage de grands espaces inutilisés et l'utilisation d'équipements de domotique.

4.5. Options proposées

13 Le Distributeur propose deux options tarifaires pour la clientèle domestique et les petits
14 clients commerciaux, soit un CPC et un TPC. Ces nouvelles options s'appliqueraient à
15 compter de l'hiver 2019-2020.

16 Bien que la consultation de la clientèle ait permis de constater un intérêt envers des options
17 de tarification dynamique, il est difficile pour l'instant d'en mesurer le potentiel commercial.
18 Toutefois, avec une offre diversifiée, le Distributeur estime qu'il pourra favoriser l'adhésion à
19 la tarification dynamique et donc maximiser l'impact de ces mesures sur sa gestion du bilan
20 énergétique. Il entend d'ailleurs mettre en place des mesures pour inciter l'adhésion à ces
21 options et maximiser la satisfaction des participants (voir la section 4.7).

22 Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements
23 aux options proposées. Un déploiement progressif permettra d'évaluer l'expérience des
24 participants en cours de route et d'ajuster, au besoin, l'offre tarifaire et commerciale pour les
25 hivers suivants. Dans un premier temps, les options ne s'appliqueront qu'aux clients
26 domestiques et de petite puissance dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW.

27 Pour la clientèle de moyenne puissance (tarifs M et G9), seul un TPC est proposé puisque
28 celle-ci a déjà accès au programme GDP Affaires. Cette clientèle, qui comprend les stations
29 de ski, a fait part au Distributeur de son intérêt à poursuivre sa participation au programme.
30 Pour le TPC, compte tenu des opinions mitigées des participants de cette clientèle aux
31 groupes de discussion, il est proposé d'offrir ce type de tarif dans le cadre d'un projet pilote à
32 un nombre restreint de clients (de 15 à 20 abonnements) ciblés par le Distributeur.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver, pour une application en décembre 2019 :

- **un crédit en pointe critique et un tarif de pointe critique pour la clientèle résidentielle et de petite puissance ;**
- **un tarif expérimental de pointe critique pour un nombre restreint de clients de moyenne puissance.**

4.5.1. Clientèle résidentielle et de petite puissance

CPC

1 Le CPC proposé est offert aux clients aux tarifs D et G. Dans le cadre de cette option, les
2 tarifs réguliers D ou G, selon le cas, continuent de s'appliquer en tout temps, été comme
3 hiver. Le Distributeur fait appel aux participants à l'option pour qu'ils réduisent leur
4 consommation pendant un maximum de 100 heures en hiver. En contrepartie de cet
5 effacement, les participants obtiennent un crédit de 50 ¢ par kWh effacé sur leur facture
6 d'électricité, lors des événements de pointe critique, comme explicité à la section 4.3.1.

7 Pour calculer le crédit auquel le client a droit, le Distributeur doit comparer la consommation
8 du client lors de l'événement de pointe critique avec sa consommation dite de référence.
9 Celle-ci représente une estimation de ce que le client aurait consommé en l'absence
10 d'événement de pointe critique, d'après son profil normal de consommation.

11 Selon que l'événement a lieu un jour de semaine ou de fin de semaine, le Distributeur établit
12 ce profil à partir des valeurs de consommation horaires enregistrées pendant la plage
13 correspondante des 5 jours de semaine ou de la fin de semaine, sans événement de pointe
14 critique, qui précèdent la journée de l'événement. Pour chaque heure prise en compte, il
15 retranche les valeurs réelles minimale et maximale enregistrées pendant les heures de
16 référence correspondantes, puis il ajuste la moyenne des valeurs restantes en fonction de la
17 consommation du client durant les heures qui précèdent l'événement de pointe critique.

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

23 Dans le cadre du CPC, les événements de pointe critique peuvent avoir lieu en hiver, tous
24 les jours de la semaine, de 6 h à 9 h ou de 16 h à 20 h. Les plages horaires incluent les fins
25 de semaine afin d'offrir un plus grand potentiel d'économies pour la clientèle à cette option.
26 Cette inclusion ne présente aucun risque pour le participant puisque ce dernier peut décider
27 de ne pas participer à l'événement de pointe critique sans que sa facture d'électricité ne soit
28 haussée.

1 Les modalités relatives au CPC pour la clientèle aux tarifs D et G sont présentées dans la
2 pièce HQD-13, document 3, respectivement à la section 9 du chapitre 2 et à la section 3 du
3 chapitre 3.

TPC

4 Le TPC proposé est offert aux clients aux tarifs D et G. Bien qu'il soit ressorti lors des
5 consultations qu'un TPC présente peu d'intérêt pour les clients au tarif G, le Distributeur
6 propose néanmoins de l'offrir, afin de bonifier son offre tarifaire pour la clientèle apte à gérer
7 sa consommation.

8 Le TPC est calibré à partir du tarif régulier proposé au 1^{er} avril 2019 en tenant compte du fait
9 que, pendant un maximum de 100 heures de pointe critique durant la période d'hiver, la
10 consommation est facturée à un prix de 50 ¢/kWh comme explicité à la section 4.3.2.
11 D'autres éléments doivent également être considérés dans l'exercice de calibrage du TPC.

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

17 D'abord, le TPC proposé conserve une structure similaire à celle du tarif régulier. Ainsi, les
18 participants au TPC ont accès à ni plus ni moins de kWh facturés au prix plus bas de la
19 1^{re} tranche d'énergie du TPC que s'ils étaient restés au tarif régulier. Dans le cas de la
20 clientèle au tarif G, le TPC est calibré uniquement en fonction du prix de la 1^{re} tranche
21 d'énergie compte tenu que le prix de la 2^e tranche ne s'applique qu'à une très faible
22 consommation et qu'il est appelé à disparaître.

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

29 Par ailleurs, le calibrage du TPC doit assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au
30 tarif régulier, c'est-à-dire que les clients qui ne modifient pas leur consommation lors
31 d'événements de pointe critique ont, en moyenne, la même facture annuelle au tarif régulier
32 et au TPC. Par ricochet, cette neutralité permet au Distributeur de récupérer les mêmes
33 revenus globaux au TPC avant effacement qu'au tarif régulier. C'est donc en réduisant leur
34 consommation ou en la déplaçant de la période de pointe critique vers la période hors pointe
35 que les clients réalisent, en moyenne, des économies sur leur facture. C'est donc le signal
36 de prix qui encourage les clients à poser des gestes pour réaliser des économies.

- 1 Les tableaux 7 et 8 présentent les structures des tarifs DPC et GPC¹⁵ qui tiennent compte de
 2 ces éléments de calibrage.

**TABLEAU 7 :
 TARIF DE POINTE CRITIQUE PROPOSÉ – TARIF DPC**

Composantes tarifaires	Prix
Frais d'accès au réseau (¢/jour)	40,64
Période d'hiver	
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche en dehors des heures critiques (¢/kWh)	3,98
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche en dehors des heures critiques (¢/kWh)	7,03
Prix de l'énergie - Heures critiques (¢/kWh)	50,00
Période d'été	
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,07
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	9,38

**TABLEAU 8 :
 TARIF DE POINTE CRITIQUE PROPOSÉ – TARIF GPC**

Composantes tarifaires	Prix
Frais d'accès au réseau (\$/mois)	12,33
Période d'hiver	
Prix de l'énergie - En dehors des heures critiques (¢/kWh)	8,07
Prix de l'énergie - Heures critiques (¢/kWh)	50,00
Période d'été	
Prix de l'énergie (¢/kWh)	9,89

3 Dans le cadre du TPC, les événements de pointe critique peuvent avoir lieu de 6 h à 9 h ou
 4 de 16 h à 20 h. Contrairement au CPC, le client qui ne réussit pas à déplacer ou effacer sa
 5 consommation paie un prix élevé pour l'électricité consommée. Commercialement parlant, il
 6 est justifié d'exclure d'emblée les fins de semaine au TPC afin de laisser aux clients
 7 quelques jours entiers par semaine à l'abri d'une facturation de leur consommation à prix
 8 élevé.

9 Les modalités relatives aux tarifs DPC et GPC sont présentées à la pièce HQD-13,
 10 document 3, respectivement à la section 10 du chapitre 2 et à la section 4 du chapitre 3.

4.5.2. Clientèle aux tarifs M et G9

11 Comme pour les tarifs DPC et GPC, les TPC proposés pour la clientèle aux tarifs M et G9
 12 ont été calibrés de façon à ce que la facture d'un client au TPC, avant effacement,

¹⁵ Ces appellations sont sujettes à révision pour la commercialisation.

1 corresponde, en moyenne, à celle au tarif régulier. Un prix de 50 ¢/kWh s'applique à la
 2 consommation lors des événements de pointe critique. Les TPC pour la clientèle aux tarifs M
 3 et G9 visent les prix d'énergie seulement, la prime de puissance de chacun des tarifs
 4 demeurant inchangée. Cette approche permet d'assurer que les clients gèrent leur
 5 consommation en période de pointe en réponse au signal de prix en énergie et qu'ils
 6 poursuivent la gestion de leurs appels de puissance en tout temps en réponse au signal en
 7 puissance, limitant ainsi la pression sur les besoins en puissance à la pointe et les
 8 investissements additionnels sur les réseaux de transport et de distribution.

9 Au niveau du calibrage du TPC pour la clientèle au tarif M, un prix de 50 ¢/kWh durant les
 10 heures critiques, en contrepartie d'un prix plus bas en hiver uniquement, résulte en un seul
 11 prix en dehors des heures critiques, compte tenu de la contrainte de demeurer au-dessus du
 12 coût de l'électricité patrimoniale. Conséquemment, en période d'hiver, il n'y a plus de
 13 distinction relative aux tranches de consommation. Cette proposition pourrait contribuer à
 14 augmenter la compétitivité des clients du tarif M pouvant répondre aux appels du Distributeur
 15 lors d'événements de pointe critique. Ainsi, les participants au TPC bénéficieraient de prix
 16 d'énergie inférieurs pour les 1^{re} et 2^e tranches de l'ordre de 40 % et 20 % respectivement par
 17 rapport aux prix actuels d'énergie en période d'hiver.

18 Les tableaux 9 et 10 présentent les tarifs MPC et G9PC¹⁶ proposés.

**TABLEAU 9 :
 TARIF DE POINTE CRITIQUE PROPOSÉ – TARIF MPC**

Composantes tarifaires	Prix
Prime de puissance (\$/kW)	14,55
Période d'hiver	
Prix de l'énergie - En dehors des heures critiques (¢/kWh)	3,00
Prix de l'énergie - Heures critiques (¢/kWh)	50,00
Période d'été	
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	210 000
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,03
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	3,73

¹⁶ Ces appellations sont sujettes à révision pour la commercialisation.

**TABLEAU 10 :
TARIF DE POINTE CRITIQUE PROPOSÉ – TARIF G9PC**

Composantes tarifaires	Prix
Prime de puissance (\$/kW)	4,23
Période d'hiver	
Prix de l'énergie - En dehors des heures critiques (¢/kWh)	7,88
Prix de l'énergie - Heures critiques (¢/kWh)	50,00
Période d'été	
Prix de l'énergie (¢/kWh)	10,07

1 Les modalités relatives aux tarifs MPC et G9PC sont présentées à la pièce HQD-13,
2 document 3, respectivement aux sections 11 et 12 du chapitre 4.

4.6. Évaluations des économies potentielles des clients participants

3 Les options proposées visent à inciter les clients à déplacer leur consommation en dehors
4 des événements de pointe critique, mais également à la réduire. C'est en faisant des efforts
5 pour modifier leur consommation en période critique par rapport à leur consommation
6 habituelle que les clients pourront réaliser des économies sur leur facture d'électricité par
7 rapport au tarif régulier, notamment :

- 8 • contrôle du chauffage électrique, par une réduction de la consigne de chauffage
9 pendant l'événement de pointe critique dans l'ensemble d'une maison ;
- 10 • utilisation de chauffage d'appoint non électrique dont l'impact peut varier grandement
11 en fonction de l'emplacement et de la capacité de l'appareil ;
- 12 • déplacement de l'utilisation de l'eau chaude ;
- 13 • déplacement de la période de recharge d'un véhicule électrique ;
- 14 • déplacement de la consommation électrique d'appareils énergivores.

15 Les économies potentielles sont propres à chaque ménage. Selon le montant de la facture
16 annuelle au tarif régulier, elles peuvent représenter une économie très variable, exprimée en
17 pourcentage de la facture. Elles dépendent, entre autres, du profil de consommation du
18 ménage, de sa motivation à faire des efforts, de sa capacité à modifier sa consommation lors
19 des événements de pointe critique et des outils à sa disposition pour faciliter la gestion de sa
20 consommation (par exemple, des thermostats programmables, la domotique). De plus,
21 comme indiqué par la Régie, l'ajout de technologies habilitantes à une tarification dynamique
22 pourrait accentuer significativement la réponse des consommateurs au signal de prix et se
23 traduire par une réduction plus marquée de la demande à la pointe¹⁷.

24 Le tableau 11 présente une illustration des économies potentielles qu'un participant pourrait
25 réaliser en déplaçant de façon soutenue des habitudes quotidiennes de consommation

¹⁷ Avis de la Régie, paragraphe 72.

1 pendant 30 événements de pointe critique. L'effacement de 10 kWh par événement de
2 pointe critique peut correspondre à une baisse de la température de consigne du chauffage
3 de 2 °C effectuée au moment de l'événement dans l'ensemble de la maison. Il est à noter
4 que le cumul de gestes pourrait permettre au participant de réaliser davantage d'économies.

TABLEAU 11 :
ILLUSTRATION D'ÉCONOMIES POTENTIELLES

Effacement par événement de pointe critique	Économie potentielle pour des efforts soutenus pendant 30 événements de pointe critique
2 kWh	30 \$
5 kWh	75 \$
10 kWh	150 \$

4.7. Opérationnalisation et commercialisation

5 La mise en place d'options tarifaires de pointe critique implique des modifications aux
6 différents processus et systèmes du Distributeur. Certains nécessiteront des
7 développements informatiques.

8 L'opérationnalisation de la tarification dynamique nécessite l'utilisation de données horaires
9 de consommation qui ne sont actuellement pas utilisées aux fins de l'établissement de la
10 facture d'électricité des clients. Conséquemment, des modifications doivent être apportées
11 au module d'entreposage de l'infrastructure de mesurage afin de pouvoir, d'une part, calculer
12 l'énergie de référence pour le CPC et, d'autre part, comptabiliser la consommation à facturer
13 aux différents prix du TPC. De plus, des modifications au système d'information clientèle
14 sont requises afin de programmer ces nouvelles options tarifaires et d'automatiser les
15 processus de gestion des événements de pointe critique et de facturation.

16 Comme il s'agit d'une nouvelle offre auprès de la clientèle de masse, le Distributeur mettra
17 en place une stratégie d'accompagnement afin de maximiser l'expérience du client. C'est
18 d'ailleurs un élément qui a été jugé essentiel par les participants aux groupes de discussion.
19 En plus de la promotion de ces options, le Distributeur entend donc développer différents
20 outils Web :

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

- 1 • pour permettre la communication d’alertes courriel et notifications au moyen d’une
2 application mobile pour aviser la clientèle des événements de pointe critique.

3 La bonification de l’offre tarifaire implique nécessairement une hausse de la charge de travail
4 dans les centres de relations clientèle. En effet, de nouveaux motifs pour contacter le
5 Distributeur, certains nécessitant un temps de traitement élevé, devront être pris en charge.
6 De plus, l’ensemble des représentants des centres de relations clientèle devront recevoir une
7 formation afin, notamment, d’accompagner la clientèle et d’assurer un traitement optimal de
8 ces abonnements. Aussi, le centre d’exploitation du mesurage devra mettre en place un
9 processus de suivi visant à assurer la disponibilité des données horaires de consommation.

10 L’envergure globale des coûts de services à la clientèle et du système d’information clientèle
11 sont estimés à environ 6 M\$. Les coûts de commercialisation, ceux associés à
12 l’augmentation de la charge de travail en téléphonie ainsi qu’à certains développements
13 informatiques ne sont pas précisés pour l’instant et s’ajouteront à ce montant.

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

5. AUTRES MODIFICATIONS À L’OFFRE TARIFAIRE

17 Le Distributeur présente, aux sections suivantes, les principales modifications qu’il propose à
18 son offre tarifaire en sus de celles explicitées précédemment. L’ensemble des modifications
19 proposées au texte des Tarifs ainsi que leur justification sont détaillées à la pièce HQD-13,
20 document 3 pour la version française et à la pièce HQD-13, document 4 pour la version
21 anglaise¹⁸.

5.1. Dispositions relatives aux options de mesurage net

22 L’option I de mesurage net s’applique aux clients aux tarifs domestiques et au tarif G, dont la
23 puissance maximale appelée ne dépasse pas 50 kW, alimentés par le réseau intégré, ainsi
24 que par les réseaux autonomes avant le 1^{er} avril 2018. Elle consiste à appliquer le tarif
25 régulier à l’électricité consommée par le client et, à la fin de chaque période de
26 consommation, à mettre en banque les kWh injectés sur le réseau, en vue d’une utilisation
27 future. L’électricité injectée correspond, pour une période de consommation, à l’écart positif
28 entre la production et la consommation d’électricité du client. Lorsque, pour une période de
29 consommation, l’électricité consommée par le client est supérieure à sa production
30 d’électricité, les kWh disponibles dans la banque de surplus servent à réduire le nombre de
31 kWh devant lui être facturés.

32 La banque de surplus joue ainsi un rôle de réservoir dans lequel le client peut, à la fin de
33 chaque période de consommation, stocker sa surproduction et y retirer, sans aucuns frais,

¹⁸ Les prix proposés pour les tarifs ne sont pas reflétés dans ces deux pièces. Ils seront modifiés, conformément à la grille des prix révisée, à la suite de la décision sur le fond de la Régie dans le présent dossier.

1 les kWh nécessaires lorsque sa propre consommation surpasse sa production. Au terme de
2 l'exercice, seule la consommation nette en kWh est facturée au client. Ce faisant, l'option I
3 de mesurage net accorde le même prix, soit la même valeur économique, aux kWh injectés
4 sur le réseau du Distributeur qu'aux kWh vendus par le Distributeur. Conséquemment, il en
5 résulte un transfert de coûts vers les autres clients puisqu'aucune valeur économique n'est
6 attribuée au service de stockage et d'équilibrage dont bénéficie le client autoproduiteur.

7 À l'instar de l'option III, approuvée par la Régie dans la décision D-2018-025¹⁹, et dans le
8 contexte de l'essor de la production d'électricité distribuée (plus de 400 nouveaux clients à
9 l'option de mesurage net depuis octobre 2017), le Distributeur propose de revoir le traitement
10 économique des injections sur le réseau de façon à accorder une juste valeur au service de
11 stockage et d'équilibrage, limitant ainsi le transfert de coûts vers le reste de la clientèle. La
12 Régie indique d'ailleurs qu'elle comprend l'argument du Distributeur selon lequel
13 l'autoproduction par un client ne lui permet d'éviter que son coût variable de production²⁰.

14 L'option II proposée permettrait d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau du
15 Distributeur une valeur économique reflétant le coût évité en énergie, incluant les pertes, soit
16 2,96 ¢/kWh en réseau intégré. Cette valeur serait également octroyée aux clients alimentés
17 par les réseaux autonomes de Schefferville et de Lac-Robertson. Pour faciliter la gestion des
18 abonnements et la compréhension de la clientèle, le Distributeur propose de traiter tous les
19 autoproduiteurs en réseaux autonomes à l'option III.

20 Pour l'option II, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en
21 dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur économique. La
22 facture du client ne pourrait toutefois être inférieure au montant minimal applicable à son
23 tarif, le cas échéant, comme pour l'option III.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'introduction de l'option II et les modifications qui en découlent à l'option III de mesurage net, et de réserver l'option I aux seuls clients qui en bénéficient au 31 mars 2019, et ce, jusqu'au 31 mars 2029.

5.2. Introduction d'un tarif de relance industrielle pour la clientèle au tarif M

24 Depuis le 1^{er} avril 2018, le tarif de relance industrielle (« TRI ») est offert aux clients
25 industriels de grande puissance. Dans sa décision D-2018-025²¹, la Régie encourage le
26 Distributeur à explorer la possibilité d'offrir un tarif similaire aux plus grands clients du tarif M.

27 Par ailleurs, dans le dossier R-3972-2016²², le Distributeur a démontré que le tarif M est
28 moins compétitif que les tarifs de moyenne puissance disponibles dans d'autres juridictions

¹⁹ Décision D-2018-025, paragraphe 777 (A-0102).

²⁰ Décision D-2018-025, paragraphe 662 (A-0102).

²¹ Décision D-2018-025, paragraphe 813 (A-0102).

²² Dossier R-3972-2016, pièce HQD-1, document 1, pages 17 et 18, dont la figure 2.

1 en Amérique du Nord. De plus, l'amélioration de la position concurrentielle du gaz naturel par
2 rapport à l'électricité constatée au cours des dernières années a contribué à la baisse de la
3 compétitivité du tarif M au Québec. Enfin, le Distributeur note une décroissance de la
4 consommation annuelle moyenne du secteur Industriel PME (-0,4 %) depuis 2015²³.

5 Dans ce contexte, le Distributeur propose d'introduire un TRI pour les grands clients
6 industriels de moyenne puissance, soit ceux dont la puissance est d'au moins 500 kW, qui
7 s'engagent à remettre en exploitation les capacités de production inutilisées d'une installation
8 ou à convertir à l'électricité un procédé industriel d'une puissance d'au moins 250 kW. À
9 l'instar du TRI offert à la clientèle au tarif L, ce tarif serait basé sur le coût évité de l'électricité
10 du Distributeur et sujet à des périodes de restriction en hiver à la demande du Distributeur.
11 Le prix plancher correspondrait au prix d'énergie de la 2^e tranche du tarif M, soit 3,73 ¢/kWh
12 proposé au 1^{er} avril 2019. En outre, ce tarif :

- 13 • constituerait une solution à la situation concurrentielle de certaines entreprises
14 québécoises qui pourraient potentiellement remettre en exploitation des capacités
15 de production inutilisées si elles bénéficiaient d'un tarif plus compétitif ;
- 16 • conviendrait aux entreprises qui souhaitent réduire leur empreinte carbone ;
- 17 • offrirait plus de souplesse tarifaire aux grands clients industriels au tarif M tout en
18 contribuant à l'écoulement des surplus énergétiques.

19 Afin de bonifier son offre et d'uniformiser le critère d'admissibilité avec celui du TRI, le
20 Distributeur propose de réduire le seuil d'admissibilité à l'option d'électricité additionnelle
21 pour la clientèle de moyenne puissance de 1 000 kW à 500 kW.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'introduction d'un tarif de relance industrielle pour les grands clients industriels de moyenne puissance et d'uniformiser le seuil d'admissibilité à l'option d'électricité additionnelle avec celui-ci.

5.3. Modifications des modalités relatives aux essais d'équipements par la clientèle de moyenne puissance

22 Le Distributeur propose d'adapter les modalités relatives aux essais d'équipements afin de
23 mieux répondre aux besoins de la clientèle de moyenne puissance²⁴.

24 Le Distributeur constate que la facturation de la puissance pendant la période de
25 consommation visée par les essais, qui est basée sur la puissance maximale appelée des
26 12 dernières périodes de consommation, est un frein à l'utilisation de ces modalités. En effet,
27 la plupart des clients effectuent leurs essais lorsqu'ils ne fonctionnent pas à pleine capacité
28 de façon à limiter l'impact des essais sur la facturation de la puissance. Ainsi, la prise en

²³ Pièce HQD-4, document 1, tableaux A-4 et A-6.

²⁴ Section 5 du chapitre 4 des Tarifs.

1 compte de l'appel de puissance maximal des 12 derniers mois rend ces modalités moins
2 intéressantes pour ces clients.

3 Lors de l'entrée en vigueur de ces modalités, l'absence de données horaires pour une partie
4 de cette clientèle limitait la possibilité d'offrir à ces clients les mêmes modalités que celles
5 offertes à la clientèle de grande puissance. Il est désormais possible d'appliquer à la clientèle
6 de moyenne puissance des modalités similaires grâce aux compteurs communicants
7 maintenant implantés, lesquels le permettent.

8 Ainsi, le Distributeur propose de baser la facturation de la puissance sur la puissance
9 maximale enregistrée lors de la période de consommation en cours, à l'exclusion des
10 périodes d'essai. Cependant, l'application de ces modalités serait limitée aux clients dont la
11 puissance maximale appelée est d'au moins 500 kW pendant la ou les périodes d'essai
12 puisqu'il s'agit des clients les plus susceptibles d'y avoir recours et d'en bénéficier.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux modalités relatives aux essais d'équipements par la clientèle de moyenne puissance.

5.4. Autres modifications

13 Outre les changements indiqués aux sections précédentes, le Distributeur apporte des
14 précisions à l'application des tarifs. De plus, certaines modifications sont effectuées afin
15 d'harmoniser la formulation et la présentation des dispositions actuelles ou de corriger la
16 terminologie et la syntaxe. Les changements suivants sont également proposés :

- 17 • Le terme « titulaire de l'abonnement » est remplacé par « responsable de
18 l'abonnement » afin d'uniformiser la terminologie avec celle utilisée dans les
19 *Conditions de service*.
- 20 • Le terme « redevance d'abonnement » est remplacé par le terme plus transparent
21 pour la clientèle de « frais d'accès au réseau ». Outre pour les nouvelles options
22 proposées, le terme redevance d'abonnement est maintenu dans l'ensemble des
23 références du présent dossier et sera modifié à la suite de la décision de la Régie.
- 24 • L'article 2.2 du chapitre 2, relatif au mesurage de l'électricité dans les immeubles
25 collectifs, d'habitation, les résidences communautaires et les maisons de chambres à
26 louer, est transféré dans les *Conditions de service* puisque le choix du mesurage
27 relève davantage des conditions de service que de l'application des tarifs.
- 28 • Les articles 2.16 et 2.23 sont supprimés des Tarifs étant donné que les situations
29 visées sont déjà traitées à l'alinéa d) de l'article 13.6.1 des *Conditions de service*.
- 30 • Les articles 3.5 du chapitre 3 et 4.7 et 4.13 du chapitre 4, relatifs à la puissance à
31 facturer minimale, sont modifiés afin d'y ajouter une disposition visant à éviter,
32 comme il est déjà prévu pour les abonnements annuels, qu'un client ne mette fin à

1 son abonnement pour se soustraire à la facturation de sa puissance à facturer
2 minimale. Cette clarification permet d'assurer que les clients qui souscrivent à
3 plusieurs abonnements de courte durée à l'intérieur d'une même année assument
4 leur juste part des coûts encourus pour les desservir.

5 • L'article 4.7 du chapitre 4, relatif à l'abonnement de courte durée au tarif M, est
6 modifié par l'application de la majoration du montant mensuel minimal, à l'instar des
7 abonnements de courte durée aux tarifs G et G9.

8 • Les articles de la section 4 du chapitre 4 relative au tarif de transition –
9 photosynthèse sont abrogés puisqu'il n'y a plus aucun client facturé à ce tarif.

10 • La sous-section 2.2 du chapitre 5 relative aux mesures transitoires au tarif LG est
11 supprimée étant donné que ces mesures ne s'appliqueront plus à compter des
12 périodes de consommation commençant après le 31 mars 2019.

13 • Afin de tenir compte de l'évolution de la taille des serres, les modalités liées à
14 l'éclairage de photosynthèse applicables aux tarifs DP, M et G9 sont ajoutées à
15 l'article 6.38 permettant ainsi de les appliquer aux abonnements au tarif LG.

16 • À l'instar de l'article 5.1.1 des *Conditions de service*, un article « Restriction
17 concernant les abonnements » est ajouté au chapitre 10 afin de permettre au
18 Distributeur de refuser une demande de changement de tarif ou de résiliation d'un
19 abonnement dans le but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les Tarifs.

**Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications proposées au
texte des Tarifs présentées aux pièces HQD-13, documents 3 et 4.**

6. SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

6.1. Mesures visant les exploitations agricoles

20 Dans sa décision D-2013-174²⁵, la Régie a approuvé la proposition du Distributeur d'étendre
21 le tarif DT aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour
22 l'éclairage de photosynthèse et lui a demandé de faire un suivi des adhésions et de leur
23 impact. Ces mesures, qui faisaient partie d'une série d'initiatives du gouvernement du
24 Québec dans le cadre de sa Politique de souveraineté alimentaire dévoilée le 16 mai 2013,
25 visaient à appuyer le développement du secteur serricole en réduisant les coûts
26 énergétiques des producteurs en serre et en améliorant leur compétitivité, tout en contribuant
27 au développement durable.

28 Pour le Distributeur, ces mesures, qui visaient un secteur d'activité ciblé par le
29 gouvernement, se voulaient structurantes en permettant d'accroître les ventes d'électricité

²⁵ Décision D-2013-174, paragraphe 79.

1 tout en répondant aux besoins de gestion du réseau, et ce, à l'avantage de l'ensemble de la
2 clientèle.

3 Le Distributeur poursuit ses échanges avec les serriculteurs afin de favoriser la croissance
4 de leur production et de leur consommation d'électricité, ainsi que d'optimiser leur
5 performance électrique de façon à réduire leurs coûts d'opération.

6.1.1. Tarif DT

6 Deux serriculteurs maraîchers, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise
7 environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit en 2014 au tarif DT.

8 Pour leur 4^e année d'adhésion, le Distributeur constate une augmentation de la
9 consommation d'électricité de ces deux abonnements d'environ 8 % par rapport à leur
10 3^e année d'adhésion, une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité
11 d'environ 40 % par rapport au tarif DP et un prix unitaire environ 50 % plus avantageux que
12 le prix moyen du mazout de 93 ¢/litre pour la saison de chauffage 2017-2018. Ces
13 économies tiennent compte du fait que ces deux abonnements paient une prime de
14 puissance au tarif DT pour leurs appels de puissance en dehors de la période de pointe où
15 ils consomment du mazout. Par ailleurs, la participation de ces 2 clients agricoles au parc
16 biénergie existant n'a pas d'impact sur la rentabilité du tarif DT.

6.1.2. Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

17 Au 1^{er} juillet 2018, 18 abonnements étaient facturés à l'option d'électricité additionnelle pour
18 l'éclairage de photosynthèse. Aux fins du suivi, les données de référence 2017 sont utilisées
19 et comprennent les 14 serres facturées à l'option pendant les 12 mois de 2017.

20 Il s'agit majoritairement de serres maraîchères. Douze de ces abonnements ont une
21 consommation de base facturée au tarif M alors que pour deux d'entre eux, elle est facturée
22 au tarif domestique. Les puissances de référence variaient entre 0 et 775 kW. La
23 consommation et les revenus de ces 14 abonnements sont de l'ordre de 105 GWh et de
24 6 M\$ respectivement.

25 Durant l'hiver 2017-2018, il y a eu cinq périodes de restriction qui ont totalisé 24 heures.
26 Seule une consommation négligeable a été enregistrée pendant cette période.

6.1.3. Abrogation du suivi des mesures visant les exploitations agricoles

27 Dans un souci d'allègement et compte tenu des résultats obtenus et de la stabilité de la
28 situation depuis l'introduction des mesures visant les exploitations agricoles, le Distributeur
29 propose de ne plus en effectuer un suivi dans ses dossiers tarifaires.

Le Distributeur propose de mettre fin à son obligation de produire, pour les dossiers tarifaires futurs, le suivi annuel demandé relativement aux mesures visant les exploitations agricoles dans la décision D-2013-174.

6.2. État des travaux relatifs à la consommation au tarif DN

1 Dans sa décision D-2018-025²⁶, la Régie demandait au Distributeur d'effectuer des audits
2 énergétiques au Nunavik et d'effectuer une étude afin de préciser les causes de la
3 consommation à la 2^e tranche d'énergie au tarif DN en visant plus précisément la
4 consommation des chambres mécaniques des immeubles à logements et des résidences
5 unifamiliales.

6 Le Distributeur a rencontré les représentants de l'Administration Régionale Kativik (« ARK »),
7 de la société Makivik et de l'Office Municipal d'habitation Kativik (« OMHK ») pour discuter
8 des mesures à mettre en place pour répondre à la demande de la Régie. Comme convenu
9 lors de la rencontre, le Distributeur propose de réaliser, à l'automne 2018, des audits
10 supplémentaires à ceux déjà réalisés en 2015²⁷.

11 En ce qui concerne la consommation électrique des fournaies présentes dans les chambres
12 mécaniques au Nunavik, le Distributeur effectuera, dans un premier temps, une analyse
13 théorique visant à évaluer cette consommation inélastique sur la base notamment des
14 caractéristiques techniques des fournaies. Il espère ainsi pouvoir présenter les résultats de
15 ses analyses d'ici les audiences du présent dossier de façon à permettre à la Régie
16 d'évaluer dès cette année la question de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche du tarif DN sur
17 la base des informations présentées par l'ARK lors du dossier R-4011-2017.

18 Selon le Distributeur, cette consommation devrait être considérée comme du chauffage de
19 base et, à ce titre, pourrait justifier une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie applicable
20 au tarif DN comme c'est le cas pour les tarifs D et DM au sud du 53^e parallèle.

21 Par ailleurs, le Distributeur aura accès à des données de Transition énergétique Québec
22 (TEQ) qui débutera à l'automne 2018 un projet de sous-mesurage dans cinq maisons
23 jumelées (10 logements) à Quaqtaq. Dans le cadre de cette étude, les usages électriques
24 dans les salles mécaniques, dont ceux rattachés à la fournaise, seront mesurés
25 distinctement. Le Distributeur évaluera sur la base de ces données et de son analyse
26 théorique la nécessité de recueillir, dans un deuxième temps, des données supplémentaires.

²⁶ Décision D-2018-025, paragraphes 534 et 697.

²⁷ Pièce HQD-10, document 1, section 6.

6.3. Tarif de développement économique (« TDÉ »)

1 Dans sa décision D-2018-025²⁸, la Régie a demandé au Distributeur de poursuivre le suivi
 2 du TDÉ. Le tableau 12 présente la simulation de la neutralité du TDÉ. Outre le coût à la
 3 marge, qui est basé sur le signal des coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent
 4 dossier²⁹, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitées lors du dossier tarifaire
 5 R-3905-2014 sont reconduites³⁰.

**TABLEAU 12 :
 SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/kWh)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDÉ	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDÉ	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2019	TDÉ	3,0	0,07	0,2	3,3	0,2	3,5	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2020	TDÉ	3,0	0,13	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2021	TDÉ	3,1	0,14	0,2	3,5	0,2	3,7	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2022	TDÉ	3,1	0,17	0,2	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2023	TDÉ	3,2	0,19	0,25	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,2
2024	TDÉ + transition	3,3	0,23	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,2
2025	TDÉ + transition	3,3	0,26	1,47	5,1	0,2	5,3	(0,5)	4,8	-10,0%	5,3
2026	TDÉ + transition	3,4	0,29	1,50	5,2	0,2	5,4	(0,3)	5,1	-5,0%	5,3
Annuité 2015-2026 5,445%		2,9	0,1	0,4	3,4	0,2	3,6	0,2	3,9	-17,9%	4,7

6 L'analyse de rentabilité montre que le coût à la marge du Distributeur est inférieur au TDÉ
 7 pour un client au tarif L, la disponibilité de l'électricité patrimoniale contribuant au maintien de
 8 la rentabilité du tarif.

9 Le Distributeur a conclu, jusqu'à présent, des ententes avec 23 clients. Treize d'entre eux,
 10 principalement des centres de données, bénéficiaient du TDÉ au 31 mars 2018. Le
 11 tableau 13 présente la consommation prévue de ces 13 projets.

**TABLEAU 13 :
 CONSOMMATION ADDITIONNELLE DES CLIENTS BÉNÉFICIAIRE DU TDÉ**

Industrie	Demandes acceptées	TDÉ en vigueur	
		Nombre	MW prévus
Centre de données	10	7	82
Technologie «des chaînes de blocs»	8	5	53
Autres	5	1	182
Total	23	13	317

²⁸ Décision D-2018-025, paragraphe 855.

²⁹ Pièce HQD-4, document 3.

³⁰ Dossier R-3905-2014, pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107), réponse à la question 6.1, pages 11 et 12.

1 Par ailleurs, dans la décision D-2018-025³¹, la Régie a demandé au Distributeur de s'assurer
2 que chacun des projets soumis respecte les conditions d'admissibilité en ce qui a trait à la
3 forte valeur ajoutée à l'économie québécoise.

4 Pour bénéficier du TDÉ, les clients ont dû démontrer qu'ils respectaient les conditions
5 d'admissibilité et modalités d'adhésion du tarif³². À ce jour, comme indiqué au tableau 13,
6 10 demandes de TDÉ concernant des centres de données ont été acceptées. Pour toutes
7 ces demandes, les clients ont attesté respecter un critère minimal variant de 3 à 3,5 emplois
8 directs par MW à l'exception d'une demande pour laquelle le Distributeur n'a pas exigé de
9 critère minimal d'emplois directs par MW, son analyse ayant été faite en tenant pour acquis
10 que le critère générique adopté en juillet 2017 était respecté.

11 En effet, le Distributeur a fait appel à la firme KPMG³³ dans le but d'établir de façon
12 générique l'apport en emplois par MW du secteur des centres de données. Cette étude a
13 permis de confirmer que les centres de données excèdent la cible minimale de 3,5 emplois
14 directs par MW fixée initialement par le Distributeur. Sur la base de ces conclusions, le
15 Distributeur a ainsi considéré lors du traitement de demandes relatives à ce secteur d'activité
16 qu'elles respectaient de facto le critère minimal d'emplois.

17 Au départ, les demandes concernant la technologie des chaînes de blocs ont été traitées
18 comme celles des centres de données en faisant l'hypothèse qu'elles respectaient le critère
19 minimal d'emplois. Toutefois, pour les trois dernières ententes liées à ce secteur d'activité, le
20 Distributeur a exigé du client qu'il atteste le respect d'un minimum de 3 emplois directs
21 par MW.

22 En outre, le Distributeur rappelle qu'en vertu des modalités prévues dans les ententes entre
23 le Distributeur et les clients adhérant au TDÉ contenant une exigence en matière d'emplois
24 par MW, des audits seront effectués auprès des entreprises afin de vérifier si les
25 engagements des clients sont respectés. En cas de non-respect de leurs engagements, le
26 Distributeur appliquera les conditions prévues à l'article 6.48 des Tarifs.

6.4. Suivi du tarif expérimental BR

27 Il y avait, au printemps 2018, 82 bornes de recharge rapide au tarif BR comptant au moins
28 12 mois d'historique de données de recharge. Le tableau 14 présente le suivi demandé par
29 la Régie dans sa décision D-2017-022.

³¹ Décision D-2018-025, paragraphe 856.

³² Articles 6.42 et 6.43 des Tarifs.

³³ Étude de KPMG, Analyse économique des centres de données, 11 juillet 2017,
<http://www.hydroquebec.com/data/centre-donnees/pdf/hq-centres-de-donnees-kpmg.pdf>

TABLEAU 14 :
CARACTÉRISTIQUES DES BORNES DE RECHARGE RAPIDES AU TARIF BR

	Moyenne
PMA (kW)	52
Consommation mensuelle (kWh)	780
Facteur d'utilisation mensuel	5%
Nombre de recharges mensuelles/borne	67
kWh par recharge	12
Durée de recharge (minutes)	22

- 1 L'évaluation de l'impact de la recharge de véhicules électriques sur la pointe coïncidente du
2 réseau est présentée à la section 3.2 de la pièce HQD-4, document 1.

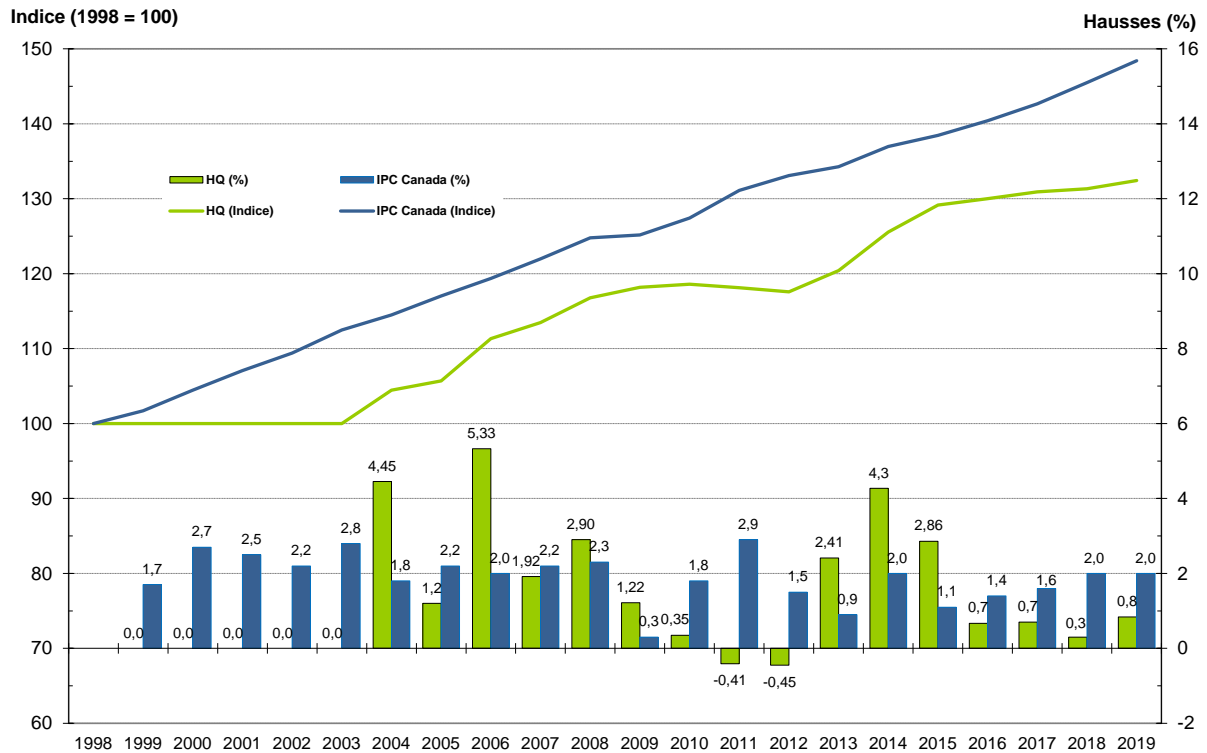
6.5. Mesurage net pour autoproducteur – Option III

- 3 Dans sa décision D-2018-025³⁴, la Régie a demandé au Distributeur de présenter un suivi de
4 la réponse de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes à l'option III de mesurage net
5 pour autoproducteurs qui est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2017 et, le cas échéant, de
6 proposer certains aménagements si la preuve montre que ces systèmes, en devenant plus
7 nombreux, mettent en danger la fiabilité de ces réseaux.
- 8 Depuis le 1^{er} avril 2018, aucun nouveau client en réseaux autonomes n'a adhéré à l'option
9 de mesurage net.

³⁴ Décision D-2018-025, paragraphe 778.

ANNEXE A

**FIGURE A-1 :
ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION 1998-2019³⁵**



³⁵ Depuis 2015, hausse moyenne pour tous les tarifs à l'exception du tarif L.

**TABLEAU A-1 :
HAUSSES TARIFAIRES DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA**

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
Hausses tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2017	0,7 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
	1 ^{er} avril 2018	0,3 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
BC Hydro (BC)	1 ^{er} avril 2017	3,5 %	
	1 ^{er} avril 2018	3,0 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 ^{er} avril 2017	2,05 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 ^{er} janvier 2017	14,38 %	Portion distribution seulement
	1 ^{er} avril 2017	0,52 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} janvier 2018	3,08 %	Portion distribution seulement
	1 ^{er} avril 2018	51,03 % ⁽¹⁾	
EPCOR Energy (AB)	1 ^{er} avril 2017	-0,28 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} avril 2018	38,76 % ⁽¹⁾	
Hydro Ottawa (ON)	1 ^{er} mai 2017	-9,04 % ⁽²⁾	
	1 ^{er} juillet 2017	-11,39 % ⁽²⁾	
	1 ^{er} janvier 2018	1,09 % ⁽²⁾	
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} août 2017	3,36 %	
	1 ^{er} juin 2018	3,6 %	
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} mars 2017	2,3 %	
	1 ^{er} mars 2018	2,3 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 ^{er} juillet 2017	10,5 %	
	1 ^{er} avril 2018	1,2 %	
	1 ^{er} juillet 2018	6,1 % à 8,3 %	
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} juillet 2017	8,5 %	
	1 ^{er} juillet 2018	6,8 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} janvier 2017	0,9 % à 3,7 %	
	1 ^{er} janvier 2018	0,9 % à 3,8 %	
SaskPower (SK)	1 ^{er} janvier 2017	3,5 %	
	1 ^{er} mars 2018	3,5 %	
Toronto Hydro (ON)	1 ^{er} janvier 2017	-2,5 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2017	-8,8 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} juillet 2017	-11,0 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} janvier 2018	1,3 % ⁽¹⁾	
	1 ^{er} mai 2018	-0,7 % ⁽¹⁾	
Hausses tarifaires demandées/prévues			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2019	0,8 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	2018	1,5 %	
	2019-2027	1 % à 2 %	
Nova Scotia Power (NS)	2019	0,9 % à 3,7 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	2019	6,4 % à 6,6 %	
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} mars 2019	1,2 %	

1) Impact sur la facture annuelle pour un client résidentiel de 1 000 kWh par mois.

2) Hausse moyenne pour la clientèle résidentielle

**TABLEAU A-2 :
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES
– TARIF D**

kWh		625	750	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2018)								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 ^{re} tranche	\$	36,94	44,33	59,10	63,83	63,83	63,83	63,83
2 ^e tranche	\$	-	-	-	83,90	175,10	266,30	357,50
Total	\$	49,13	56,52	71,29	159,92	251,12	342,32	433,52
	¢/kWh	7,86	7,54	7,13	8,00	8,37	8,56	8,67
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2019)								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 ^{re} tranche	\$	37,94	45,53	60,70	72,84	72,84	72,84	72,84
2 ^e tranche	\$	-	-	-	75,04	168,84	262,64	356,44
Total	\$	50,13	57,72	72,89	160,07	253,87	347,67	441,47
	¢/kWh	8,02	7,70	7,29	8,00	8,46	8,69	8,83
Écart								
	\$	1,00	1,20	1,60	0,15	2,75	5,35	7,95
	%	2,0%	2,1%	2,2%	0,1%	1,1%	1,6%	1,8%

TABLEAU A-3 :
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES
- TARIF G

	kW	6	14	40	55
	kWh	750	2 000	10 000	15 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2018)					
Redevance	\$	12,33	12,33	12,33	12,33
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	73,58	196,20	981,00	1 471,50
2 ^e tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	87,45
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	87,45
Total	\$	85,91	208,53	993,33	1 571,28
	¢/kWh	11,45	10,43	9,93	10,48
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2019)					
Redevance	\$	12,33	12,33	12,33	12,33
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	74,18	197,80	989,00	1 483,50
2 ^e tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	88,20
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	88,20
Total	\$	86,51	210,13	1 001,33	1 584,03
	¢/kWh	11,53	10,51	10,01	10,56
Écart					
	\$	0,60	1,60	8,00	12,75
	%	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%

TABLEAU A-4 :
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES
- TARIF M

	kW	55	100	500	1 000	2 500
	kWh	20 000	25 000	200 000	400 000	1 170 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2018)						
Énergie						
1 ^{re} tranche	\$	998,00	1 247,50	9 980,00	10 479,00	10 479,00
2 ^e tranche	\$	-	-	-	7 030,00	35 520,00
Puissance						
Prime	\$	795,30	1 446,00	7 230,00	14 460,00	36 150,00
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	-2 452,50
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	-444,00
<i>Sous-total</i>	\$	<i>795,30</i>	<i>1 446,00</i>	<i>7 230,00</i>	<i>14 460,00</i>	<i>33 253,50</i>
Total	\$	1 793,30	2 693,50	17 210,00	31 969,00	79 252,50
	¢/kWh	8,97	10,77	8,61	7,99	6,77
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2019)						
Énergie						
1 ^{re} tranche	\$	1 006,00	1 257,50	10 060,00	10 563,00	10 563,00
2 ^e tranche	\$	-	-	-	7 087,00	35 808,00
Puissance						
Prime	\$	800,25	1 455,00	7 275,00	14 550,00	36 375,00
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	-2 452,50
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	-444,00
<i>Sous-total</i>	\$	<i>800,25</i>	<i>1 455,00</i>	<i>7 275,00</i>	<i>14 550,00</i>	<i>33 478,50</i>
Total	\$	1 806,25	2 712,50	17 335,00	32 200,00	79 849,50
	¢/kWh	9,03	10,85	8,67	8,05	6,82
Écart						
	\$	12,95	19,00	125,00	231,00	597,00
	%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,8%

TABLEAU A-5 :
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES
- TARIF LG

	kW	5 000	5 000	10 000	30 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 520 000	23 400 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2018)						
Énergie	\$	80 262,00	104 958,00	197 568,00	600 936,00	802 620,00
Puissance						
Prime	\$	65 700,00	65 700,00	131 400,00	394 200,00	657 000,00
Crédits						
25 kV	\$	-4 905,00	-4 905,00	-	-	-
120 kV	\$	-	-	-26 790,00	-80 370,00	-133 950,00
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-888,00	-888,00	-1 776,00	-5 328,00	-8 880,00
<i>Sous-total</i>	\$	<i>59 907,00</i>	<i>59 907,00</i>	<i>102 834,00</i>	<i>308 502,00</i>	<i>514 170,00</i>
Total	\$	140 169,00	164 865,00	300 402,00	909 438,00	1 316 790,00
	¢/kWh	5,99	5,39	5,22	5,19	5,63
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2019)						
Énergie	\$	80 964,00	105 876,00	199 296,00	606 192,00	809 640,00
Puissance						
Prime	\$	66 150,00	66 150,00	132 300,00	396 900,00	661 500,00
Crédits						
25 kV	\$	-4 905,00	-4 905,00	-	-	-
120 kV	\$	-	-	-26 790,00	-80 370,00	-133 950,00
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-888,00	-888,00	-1 776,00	-5 328,00	-8 880,00
<i>Sous-total</i>	\$	<i>60 357,00</i>	<i>60 357,00</i>	<i>103 734,00</i>	<i>311 202,00</i>	<i>518 670,00</i>
Total	\$	141 321,00	166 233,00	303 030,00	917 394,00	1 328 310,00
	¢/kWh	6,04	5,43	5,26	5,24	5,68
Écart						
	\$	1 152,00	1 368,00	2 628,00	7 956,00	11 520,00
	%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%

TABLEAU A-6 :
EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES
- TARIF L

	kW	5 000	5 000	10 000	30 000	50 000	50 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 520 000	23 400 000	30 600 000	32 750 000
Facture au tarif actuel (au 1^{er} avril 2018)								
Énergie	\$	76 518,00	100 062,00	188 352,00	572 904,00	765 180,00	1 000 620,00	1 070 925,00
Puissance								
Prime	\$	64 350,00	64 350,00	128 700,00	386 100,00	643 500,00	643 500,00	643 500,00
Crédits	\$							
25 kV	\$	-4 905,00	-4 905,00	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	-26 790,00	-80 370,00	-133 950,00	-133 950,00	-133 950,00
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-888,00	-888,00	-1 776,00	-5 328,00	-8 880,00	-8 880,00	-8 880,00
Sous-total	\$	58 557,00	58 557,00	100 134,00	300 402,00	500 670,00	500 670,00	500 670,00
Total	\$	135 075,00	158 619,00	288 486,00	873 306,00	1 265 850,00	1 501 290,00	1 571 595,00
	¢/kWh	5,77	5,18	5,01	4,98	5,41	4,91	4,80
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2019)								
Énergie	\$	76 752,00	100 368,00	188 928,00	574 656,00	767 520,00	1 003 680,00	1 074 200,00
Puissance								
Prime	\$	64 350,00	64 350,00	128 700,00	386 100,00	643 500,00	643 500,00	643 500,00
Crédits	\$							
25 kV	\$	-4 905,00	-4 905,00	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	-26 790,00	-80 370,00	-133 950,00	-133 950,00	-133 950,00
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-888,00	-888,00	-1 776,00	-5 328,00	-8 880,00	-8 880,00	-8 880,00
Sous-total	\$	58 557,00	58 557,00	100 134,00	300 402,00	500 670,00	500 670,00	500 670,00
Total	\$	135 309,00	158 925,00	289 062,00	875 058,00	1 268 190,00	1 504 350,00	1 574 870,00
	¢/kWh	5,78	5,19	5,02	4,99	5,42	4,92	4,81
Écart								
	\$	234,00	306,00	576,00	1 752,00	2 340,00	3 060,00	3 275,00
	%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%

**TABLEAU A-7 :
 REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES
 SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2018³⁶**

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif D		
Redevance (¢/jour)	40,64	533
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,91	2 079
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	9,12	2 337
Total		4 949
Tarif DP		
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	4
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,85	80
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	3,2
Prime de puissance - Été (\$/kW)	4,59	4,0
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	12,18	0
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	18,27	0
Total		91
Tarif DM		
Redevance (¢/jour)	40,64	29
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,91	108
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	9,12	33
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,9
Prime de puissance - Été (\$/kW)	5,40	0,6
Total		171
Tarif DT		
Redevance (¢/jour)	40,64	16
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,37	108
Énergie - Pointe (¢/kWh)	25,55	31
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,3
Prime de puissance - Été (\$/kW)	5,40	0,4
Total		155

³⁶ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017.

TABLEAU A-8 :
REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL
SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2018³⁷

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif G		
Redevance ¹ (\$/mois)	12,33	39
Énergie - 15 090 premiers kWh (¢/kWh)	9,81	839
Reste de l'énergie (¢/kWh)	7,20	13
Prime de puissance ² (> 50 kW) (\$/kW)	17,49	11
Total		903
Tarif M		
Énergie - 210 000 premiers kWh (¢/kWh)	4,99	1 113
Reste de l'énergie (¢/kWh)	3,70	339
Prime de puissance ² (\$/kW)	14,46	1 132
Total		2 585
Tarif LG		
Énergie (¢/kWh)	3,43	290
Prime de puissance ² (\$/kW)	13,14	215
Total		505
Tarif L		
Énergie (¢/kWh)	3,27	848
Prime de puissance ² (\$/kW)	12,87	436
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	7,53	0
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	22,59	1
Total		1 285

¹Incluant les clients facturés au montant minimal.

²Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

³⁷ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017.

TABLEAU A-9 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS DOMESTIQUES³⁸

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif D			
Clientèle résidentielle	3 553 922	59 478	4 835
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 603 819	47 266	3 827
<i>Autres types de chauffage</i>	950 103	12 212	1 008
Clientèle agricole	43 465	1 325	114
Total - Tarif D	3 597 387	60 804	4 949
Tarif DP			
Clientèle résidentielle	2 452	558	53
<i>Chauffage tout électrique</i>	1 932	441	42
<i>Autres types de chauffage</i>	520	116	11
Clientèle agricole	2 285	417	39
Total - Tarif DP	4 737	974	91
Tarif DM			
Clientèle résidentielle	18 829	2 152	168
<i>Chauffage tout électrique</i>	14 025	1 793	140
Sans puissance facturée	12 627	1 098	85
Avec puissance facturée	1 398	695	55
<i>Autres types de chauffage</i>	4 804	359	29
Sans puissance facturée	4 646	250	20
Avec puissance facturée	158	109	9
Clientèle agricole	303	32	3
Sans puissance facturée	230	13	1
Avec puissance facturée	73	19	2
Total - Tarif DM	19 132	2 184	171
Sans puissance facturée	17 503	1 361	106
Avec puissance facturée	1 629	823	65
Tarif DT	109 354	2 583	155

³⁸ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2018.

TABLEAU A-10 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL³⁹

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif G			
Agricole	1 417	41	4
Dont la puissance est facturée	65	6	1
Commercial	207 593	7 438	766
Dont la puissance est facturée	8 719	976	103
Industriel	10 364	436	45
Dont la puissance est facturée	958	102	11
Institutionnel	20 144	770	80
Dont la puissance est facturée	1 831	209	22
Résidentiel	1 949	63	7
Dont la puissance est facturée	60	7	1
Total	241 467	8 749	903
Dont la puissance est facturée	11 633	1 300	138
% avec puissance facturée	5%	15%	15%
Tarif M			
Agricole	291	194	17
Commercial	21 622	17 779	1 476
Industriel	3 765	7 882	629
Institutionnel	4 275	5 175	425
Résidentiel	471	446	38
Total	30 424	31 476	2 585
Tarif LG			
Commercial	61	2 721	161
Institutionnel	26	1 405	88
Réseaux municipaux	16	4 338	257
Total	103	8 464	505
Tarif L	141	25 923	1 285

³⁹ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2018.

ANNEXE B

CONTEXTE

1 Dans le contexte du MRI, une large part des revenus requis associés à la distribution sont
2 établis au moyen de la formule d'indexation approuvée par la Régie. Les revenus requis
3 associés à la distribution autres que ceux répartis à l'aide de la formule d'indexation, tout
4 comme ceux liés aux approvisionnements et au service de transport, continuent à être
5 établis sur la base de la méthode du coût du service. Par conséquent, le Distributeur a dû
6 apporter certains ajustements à sa méthode de répartition du coût de service usuelle pour
7 produire les tableaux présentés dans cette annexe.

8 Cet exercice s'inscrit dans la continuité de la méthode de répartition approuvée par la Régie
9 dans ses précédentes décisions et reflète ce nouveau contexte. Toutefois, les résultats qui
10 découlent de cet exercice demeurent illustratifs compte tenu que plus de 90 % des revenus
11 requis associés à la distribution et au service à la clientèle sont couverts par la formule
12 d'indexation. Le Distributeur fournira la répartition du coût de service usuelle aux années de
13 recalibrage (*rebasing*) du MRI.

14 Compte tenu de ce qui précède et n'ayant pas le détail de certains coûts ni de la base de
15 tarification, le Distributeur a utilisé les proportions résultant de la méthode détaillée
16 appliquées aux coûts autorisés de 2018. Le Distributeur présente, dans cette annexe, les
17 tableaux demandés par la Régie dans sa lettre du 27 août dernier (pièce A-0010) réalisés
18 sur la base du MRI à l'exception de l'équivalent des tableaux 9E, 15, 24A, 24B, 25B et 29A
19 déposés antérieurement selon la méthode usuelle de répartition du coût de service.

20 En ce qui concerne les rubriques de coûts et de la base de tarification contenues dans les
21 tableaux 9E, 24A, 24B et 25B, puisque le rendement associé à la base de tarification ainsi
22 que l'amortissement sont inclus dans la formule d'indexation, le Distributeur est dispensé de
23 fournir une répartition détaillée de ces coûts.

24 À l'instar des tableaux précédents, le Distributeur n'est pas en mesure de présenter les
25 revenus requis par sous-fonction de la fonction Gestion des abonnements, dont fait partie le
26 tableau 15, car ces données ne sont plus disponibles dans le contexte du MRI.

27 En ce qui a trait à l'équivalent du tableau 29A, l'amortissement du compte de nivellement
28 pour aléas climatiques est la seule rubrique de coût de ce tableau présente dans les revenus
29 requis de la pièce HQD-5, document 1 (B-0016). À cet égard, le Distributeur réfère la Régie
30 à la colonne 17 du tableau B-2.

31 Les tableaux B-1 à B-15 contenus dans cette annexe présente la répartition des coûts
32 réalisée sous un régime de MRI. La liste suivante indique leur équivalence avec les tableaux
33 produits antérieurement selon la méthode de répartition du coût de service usuelle.

TABLEAU B :
TABLEAU DES ÉQUIVALENCES

<u>Tableaux de l'annexe B</u>	<u>Tableaux équivalents selon la méthode usuelle de répartition du coût de service</u>
<u>Tableau B-3</u>	<u>Tableau 8B</u>
<u>Tableau B-4</u>	<u>Tableau 9A</u>
<u>Tableau B-5</u>	<u>Tableau 9B</u>
<u>Tableau B-6</u>	<u>Tableau 9C</u>
<u>Tableau B-7</u>	<u>Tableau 9D</u>
<u>Non disponible</u>	<u>Tableau 9E</u>
<u>Tableau B-8</u>	<u>Tableau 10</u>
<u>Tableau B-9</u>	<u>Tableau 11</u>
<u>Non disponible</u>	<u>Tableau 15</u>
<u>Non disponible</u>	<u>Tableau 24A</u>
<u>Non disponible</u>	<u>Tableau 24B</u>
<u>Non disponible</u>	<u>Tableau 25B</u>
<u>Tableau B-2, colonne 17</u>	<u>Tableau 29A</u>
<u>Tableau B-10</u>	<u>Tableau 48</u>
<u>Tableau B-11</u>	<u>Tableau 49</u>
<u>Tableau B-12</u>	<u>Tableau 50</u>
<u>Tableau B-13</u>	<u>Tableau 51</u>
<u>Tableau B-14</u>	<u>Tableau 52</u>
<u>Tableau B-15</u>	<u>Tableau 53</u>

**TABLEAU B-1 :
COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR
PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS (M\$) – ANNÉE TÉMOIN 2019**

(1)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Catégorie de consommateurs	Fourniture	Transport	Distribution	Service à la clientèle	Réseaux autonomes	Coût du service	Dont Autres revenus	Revenus prévus incluant la hausse
Domestiques								
Tarifs D et DM	2 654,9	1 517,2	947,3	704,5	126,1	5 950,0	(78,3)	5 163,8
Tarif DP	39,3	21,0	9,2	1,9	-	71,3	(1,9)	94,3
Tarif DT	95,3	44,9	36,5	21,3	-	197,9	(3,3)	151,6
Total	2 789,5	1 583,0	993,0	727,7	126,1	6 219,3	(83,5)	5 409,8
Généraux								
Tarifs G et à forfait	375,8	184,6	98,4	108,3	48,5	815,7	(26,0)	964,7
Tarifs d'éclairage public et sent.	20,1	8,2	6,6	3,3	1,4	39,6	0,0	60,4
Tarif M	1 168,7	518,3	195,1	108,6	47,2	2 037,9	(22,8)	2 570,1
Tarif G9	38,5	25,1	12,8	2,5	1,1	79,9	(1,4)	133,8
Tarif LG	380,7	168,1	25,7	0,8	-	575,3	(8,5)	585,7
Tarif H	0,3	0,2	0,1	0,0	-	0,6	(0,2)	0,8
Total	1 984,1	904,5	338,7	223,5	98,1	3 549,0	(58,9)	4 315,5
Grands clients industriels								
Tarif L	875,6	327,6	20,7	41,8	-	1 265,8	(0,9)	1 322,2
Contrats spéciaux	786,0	308,7	-	5,1	-	1 099,8	(0,9)	1 099,9
Total	1 661,6	636,3	20,7	46,9	-	2 365,6	(1,9)	2 422,1
Total	6 435,2	3 123,9	1 352,5	998,1	224,2	12 133,8	(143,9)	12 147,4
Autres revenus :	s/o	s/o	s/o	s/o	s/o	143,9	(143,9)	
Rabais MFR	s/o	s/o	s/o	s/o	s/o	(12,1)	(12,1)	
Revenus requis :						12 265,6	(131,8)	

TABLEAU B-2 :
RÉPARTITION PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS DU COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR (M\$)
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Fourniture	(3) Transport	(4) à (10) Distribution								(11) Total	(12) à (17) Services à la clientèle						(18) Total	(19) Réseaux autonomes Total	(20) Total Coût de service
			(4) Postes et centres d'expl.	(5) Moyenne tension		(7) Basse tension		(9) Branchements	(10) Éclairage public	(12) Gestion des abon.		(13) Mesurage	(14) Ventes et commerc.	(15) à (16) Intervention en efficacité énergétique		(17) Autres				
				Puis.	Abon.	Puis.	Abon.							Spécifique	Spécifique		Amortissement - compte de nivellement			
1 Domestiques																				
2 Tarifs D et DM	2 654,9	1 517,2	1,3	408,1	150,3	261,3	101,3	25,0	-	947,3	320,2	123,2	86,0	239,9	(6,2)	(58,4)	704,5	126,1	5 950,0	
3 Tarif DP	39,3	21,0	0,0	5,4	0,2	3,4	0,1	0,0	-	9,2	0,6	1,3	-	-	0,2	(0,2)	1,9	-	71,3	
4 Tarif DT	95,3	44,9	0,1	17,4	4,4	11,2	3,0	0,6	-	36,5	10,1	11,1	-	-	(0,1)	0,3	21,3	-	197,9	
5 Total	2 789,5	1 583,0	1,4	430,8	154,8	275,9	104,4	25,6	-	993,0	330,8	135,6	86,0	239,9	(6,2)	(58,3)	727,7	126,1	6 219,3	
6 Généraux																				
7 Tarifs G et à forfait	375,8	184,6	0,2	48,4	11,1	30,9	7,4	0,4	-	98,4	43,0	34,6	28,6	13,2	(6,0)	(5,2)	108,3	48,5	815,7	
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	20,1	8,2	0,0	2,9	0,2	1,9	0,1	0,0	1,5	6,6	0,7	0,2	1,6	0,8	0,0	0,0	3,3	1,4	39,6	
9 Tarif M	1 168,7	518,3	0,4	125,9	1,1	65,2	0,7	1,7	-	195,1	6,8	10,6	58,6	36,6	(2,4)	(1,5)	108,6	47,2	2 037,9	
10 Tarif G9	38,5	25,1	0,0	7,8	0,2	4,6	0,1	0,1	-	12,8	0,8	1,5	0,3	0,1	(0,2)	0,0	2,5	1,1	79,9	
11 Tarif LG	380,7	168,1	0,1	25,6	0,0	-	-	0,0	-	25,7	1,5	0,9	0,0	1,6	(2,7)	(0,6)	0,8	-	575,3	
12 Tarif H	0,3	0,2	0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	0,1	0,0	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	-	0,6	
13 Total	1 984,1	904,5	0,7	210,7	12,5	102,6	8,4	2,3	1,5	338,7	52,8	47,8	89,2	52,3	(11,3)	(7,3)	223,5	98,1	3 549,0	
14 Grands clients industriels																				
15 Tarif L	875,6	327,6	0,1	20,6	0,0	-	0,0	0,0	-	20,7	1,9	2,1	17,1	17,7	3,0	-	41,8	-	1 265,8	
16 Contrats spéciaux	786,0	308,7	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,6	1,1	-	3,2	-	5,1	-	1 099,8	
17 Total	1 661,6	636,3	0,1	20,6	0,0	-	0,0	0,0	-	20,7	2,0	2,8	18,2	17,7	6,2	-	46,9	-	2 365,6	
18 Total	6 435,2	3 123,9	2,2	662,2	167,4	378,5	112,8	27,9	1,5	1 352,5	385,6	186,1	193,4	309,9	(11,4)	(65,5)	998,1	224,2	12 133,8	

TABLEAU B-3 :
CALCUL DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 154,8	6 219,3	5 281,2	5 364,5	(14,2)	(9,4)	65 421	66 531
Généraux	3 382,5	3 549,0	4 187,5	4 279,4	(8,4)	(4,1)	50 980	52 467
Tarif G ¹	828,6	855,3	1 001,5	1 016,5	(2,4)	(1,2)	9 837	9 931
Tarif M ²	2 036,1	2 117,9	2 650,4	2 684,5	(4,4)	(2,2)	31 931	32 414
Tarif LG ³	517,8	575,8	535,6	578,5	(1,6)	(0,8)	9 213	10 122
Grands industriels	1 170,3	1 265,8	1 261,9	1 319,3	(0,6)	(0,0)	25 657	26 940
Total	10 707,5	11 034,0	10 730,6	10 963,2	(23,2)	(13,6)	142 058	145 938

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
Domestiques	104,4	(39,9)	64,5	89,4	(1,3)	88,1	(23,6)
Généraux	89,8	76,7	166,5	102,3	(6,2)	96,1	70,4
Tarif G	7,9	18,8	26,7	9,6	6,5	16,1	10,6
Tarif M	30,8	51,0	81,8	40,0	(3,7)	36,3	45,5
Tarif LG	51,1	6,9	58,0	52,7	(9,0)	43,7	14,3
Grands industriels	58,5	36,9	95,4	63,1	(5,1)	58,0	37,4
Total	252,8	73,6	326,5	254,8	(12,5)	242,2	84,3

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	0,8%	5 409,8	86,9	-0,4%	5 340,9	85,8
Généraux	0,8%	4 315,5	121,5	1,6%	4 349,8	122,4
Tarif G	0,8%	1 025,1	119,7	1,0%	1 027,1	119,9
Tarif M	0,7%	2 703,9	127,5	1,7%	2 729,9	128,7
Tarif LG ⁴	0,8%	586,6	101,7	2,5%	592,8	102,8
Grands industriels	0,2%	1 322,2	104,3	2,8%	1 356,7	107,1
Total	-	11 047,4	100,0	-	11 047,4	100,0

¹ Incluant tarifs G et à forfait et éclairage public et Sentinelle

² Incluant tarifs M et G9

³ Incluant tarifs LG et H

⁴ En incluant les revenus de 3 M\$ associés à l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM, l'ajustement tarifaire est de 1,5 %

A = R-4011-2017, HQD-19, document 4, tableau 1, colonne 5

B = Tableau 1, colonne 7

C = R-4011-2017, HQD-19, document 1, page 6

D = HQD-4, document 1, tableau D-2

E = R-3980-2016, HQD-20, doc 1, page 6

F = R-4011-2017, HQD-19, document 1, page 6

G = R-4011-2017, HQD-12, document 3, tableau 49, colonne 2

H = Tableau 11, colonne 2

$I = ((H - G) * A ((H - G) * (A / G * 100))) / 100$

$J = ((B/H * 100) - (A/G * 100) * H) / 100$

$K = (I) + (J)$

$L = ((H - G) * ((C+E) / G * 100)) / 100$

$M = ((D+F)/H * 100 - (C+E)/G * 100) * H / 100$

$N = (L) + (M)$

$O = (K) - (N)$

P = Voir HQD-13, document 1

$Q = (1+(P)) * (D)$

$R = (Q / Total) / (B / Total) * 100$

$S = O / D$

$T = (1+(S)) * (D)$

$U = (T / Total) / (B / Total) * 100$

**TABLEAU B-4 :
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ – ANNÉE TÉMOIN 2019**

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Consommation patrimoniale			(5) Consommation postpatrimoniale			(8) Consommation patrimoniale et postpatrimoniale			(12) Consommation totale		
	(2) Coût unitaire (¢/kWh)	(3) Énergie (GWh) ⁽¹⁾	(4) Coût (M\$)	(5) Coût unitaire (¢/kWh)	(6) Énergie (GWh) ⁽²⁾	(7) Coût (M\$)	(8) Coût unitaire (¢/kWh)	(9) Énergie (GWh)	(10) Coût total (M\$)	(11) Coût unitaire (¢/kWh)	(12) Énergie (GWh)	(13) Coût total (M\$)
1 Domestiques												
2 Tarifs D et DM	3,46	56 973	1 972,0	11,55	5 776	666,8	4,21	62 749	2 638,8	4,21	62 749	2 638,8
3 Tarif DP	3,12	910	28,4	11,57	92	10,7	3,89	1 003	39,1	3,89	1 003	39,1
4 Tarif DT	2,90	2 323	67,4	11,61	235	27,3	3,70	2 558	94,8	3,70	2 558	94,8
5 Total	-	60 206	2 067,8	-	6 103	704,8	-	66 310	2 772,6	-	66 310	2 772,6
6 Généraux												
7 Tarifs G et à forfait	3,14	8 568	268,8	11,57	869	100,5	3,91	9 436	369,3	3,91	9 436	369,3
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	2,78	506	14,1	11,62	51	6,0	3,59	557	20,0	3,59	557	20,0
9 Tarif M	2,88	28 689	825,3	11,56	2 908	336,2	3,68	31 598	1 161,5	3,68	31 598	1 161,5
10 Tarif G9	2,94	924	27,1	11,57	94	10,8	3,73	1 018	38,0	3,73	1 018	38,0
11 Tarif LG	2,92	9 285	271,4	11,38	941	107,1	3,70	10 227	378,5	3,70	10 227	378,5
12 Tarif H	2,87	6	0,2	11,42	1	0,1	3,66	7	0,3	3,66	7	0,3
13 Total	-	47 979	1 406,8	-	4 864	560,7	-	52 843	1 967,5	-	52 843	1 967,5
14 Grands clients industriels												
15 Tarif L	2,39	24 476	585,0	11,36	2 481	282,0	3,22	26 958	866,9	3,22	26 958	866,9
16 Contrats spéciaux - sans ajust.	2,41	24 733	595,1	11,34	2 507	284,2	3,23	27 240	879,3	3,23	27 240	879,3
17 Contrats spéciaux - avec ajust.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,89	27 240	786,0
18 Total - sans ajust.	-	49 209	1 180,1	-	4 989	566,2	-	54 198	1 746,3	-	54 198	1 746,3
19 Total - avec ajust.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54 198	1 653,0
20 Sous-total patrimonial	2,96	157 395	4 654,7	-	-	-	2,96	157 395	4 654,7	2,96	157 395	4 654,7
21 Sous-total tarifs de gestion cons.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 Sous-total postpatrimonial	-	-	-	11,48	15 956	1 831,7	11,48	15 956	1 831,7	11,48	15 956	1 831,7
23 Total - avant ajustement	-	157 395	4 654,7	-	15 956	1 831,7	3,74	173 350	6 486,4	3,74	173 350	6 486,4
24 Total - avec ajustement	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,69	173 350	6 393,1

25 Référence : **Tableau 15** **Tableau 15**
Colonne 8 **Colonne 2**

(1) Les ventes par catégories de consommateurs pour la consommation patrimoniale sont établies au prorata des ventes totales.

(2) Les ventes par catégories de consommateurs pour la consommation postpatrimoniale sont établies en soustrayant le volume patrimonial (colonne 3) du volume total (colonne 9).

TABLEAU B-5 :
DISPOSITION DES COMPTES DE PASS-ON PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) Consommation totale			(5)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût total (M\$)	Compte d'écart GDP affaires	Pass-on 2017 (M\$) ¹	Pass-on 2018 (M\$)	Total incluant Pass-on (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)
1 Domestiques								
2 Tarifs D et DM	4,21	62 749	2 638,8	-	0,1	16,0	2 654,9	4,23
3 Tarif DP	3,89	1 003	39,1	-	0,0	0,2	39,3	3,92
4 Tarif DT	3,70	2 558	94,8	-	(0,1)	0,6	95,3	3,72
5 Total	-	66 310	2 772,6	-	0,1	16,8	2 789,5	-
6 Généraux								
7 Tarifs G et à forfait	3,91	9 436	369,3	4,2	(0,0)	2,3	375,8	3,98
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	3,59	557	20,0	-	(0,0)	0,1	20,1	3,61
9 Tarif M	3,68	31 598	1 161,5	0,4	(0,3)	7,2	1 168,7	3,70
10 Tarif G9	3,73	1 018	38,0	0,1	0,1	0,4	38,5	3,78
11 Tarif LG	3,70	10 227	378,5	0,0	0,0	2,2	380,7	3,72
12 Tarif H	3,66	7	0,3	-	0,0	0,0	0,3	3,71
13 Total	-	52 843	1 967,5	4,7	(0,3)	12,2	1 984,1	-
14 Grands clients industriels								
15 Tarif L	3,22	26 958	866,9	-	1,0	7,6	875,6	3,25
16 Contrats spéciaux - sans ajust.	3,23	27 240	879,3	-	-	-	879,3	3,23
17 Contrats spéciaux - avec ajust.	2,89	27 240	786,0	-	-	-	786,0	2,89
18 Total - sans ajust.	-	54 198	1 746,3	-	1,0	7,6	1 754,9	-
19 Total - avec ajust.	-	54 198	1 653,0	-	1,0	7,6	1 661,6	-
20 Sous-total patrimonial	2,96	157 395	4 654,7		-	-	-	-
21 Sous-total tarifs de gestion cons.	-	-	-		-	-	-	-
22 Sous-total postpatrimonial	11,48	15 956	1 831,7		-	-	-	-
23 Total - avant ajustement	3,74	173 350	6 486,4	4,7	0,8	36,6	6 528,5	-
24 Total - avec ajustement	3,69	173 350	6 393,1	4,7	0,8	36,6	6 435,2	-
25 Référence :	Tab 4	Tab 4	Tab 4					
	Colonne 11	Colonne 12	Colonne 13					

TABLEAU B-6 :
RÉPARTITION DU COÛT DE TRANSPORT SELON LA MÉTHODE PAR FONCTIONS
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) Facturation de la charge locale							(9) Total	(10) Pointes non coïncidentes haute tension
	Équipements associés à la production		Réseau	Interconnexions		Raccordements des clients			
	Puissance 1-PC	Énergie GWh	Puissance 1-PC	Puissance 1-PC	Énergie GWh	Puissance 1-PNC- MT	Puissance 1-PNC- HT		
1 Domestiques									
2 Tarifs D et DM	260,0	248,7	540,6	35,0	33,4	370,9	-	1 488,6	-
3 Tarif DP	3,5	4,0	7,2	0,5	0,5	4,9	-	20,6	-
4 Tarif DT	5,3	10,1	10,9	0,7	1,4	15,8	-	44,2	-
5 Total	268,8	262,8	558,7	36,1	35,3	391,6	-	1 553,4	-
6 Généraux									
7 Tarifs G et à forfait	29,5	37,4	61,4	4,0	5,0	44,0	-	181,4	-
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	0,9	2,2	1,9	0,1	0,3	2,7	-	8,1	-
9 Tarif M	78,8	124,9	163,9	10,6	16,8	114,4	0,3	509,7	30
10 Tarif G9	4,1	4,0	8,4	0,5	0,5	7,1	-	24,7	-
11 Tarif LG	27,3	39,8	56,8	3,7	5,4	23,2	9,1	165,3	921
12 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-	0,2	-
13 Total	140,7	208,4	292,5	18,9	28,0	191,5	9,4	889,3	951
14 Grands clients industriels									
15 Tarif L	46,1	104,5	95,8	6,2	14,1	18,8	37,9	323,4	3 845
16 Contrats spéciaux	46,1	105,4	95,8	6,2	14,2	-	37,1	304,7	3 764
17 Total	92,2	210,0	191,6	12,4	28,2	18,8	75,0	628,1	7 608
18 Total	501,6	681,1	1 042,8	67,5	91,6	601,9	84,4	3 070,8	8 560
19 Facteur de répartition	FR1	Tab. 15 Col. 4	FR1	FR1	Tab. 15 Col. 4	FR2	Col. 10	-	-
20 Ajustement de la facturation de la charge locale	7,2	9,8	14,9	1,0	1,3	8,6	1,2	44,0	
21 Coûts répartis selon la méthode du Transporteur	508,8	690,9	1 057,7	68,4	92,9	610,5	85,6	3 114,8	

TABLEAU B-7 :
RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE RELIÉ AU TRANSPORT SELON LA MÉTHODE PAR FONCTIONS
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Coût de transport	(3) Ajustement relatif aux revenus de point à point	(4) Compte d'écarts de transport	(5) à (10) Contributions à des projets de raccordement				(11) Total	(12) Formule d'indexation	(13) Variation du taux de rendement de la base de tarification	(14) Total Coût de transport
				Équipements associés à la production		Réseau	Postes abaisseurs				
				Puissance 1-PC	Énergie GWh	Puissance 1-PC	Puissance 1-PNC- MT				
1 Domestiques											
2 Tarifs D et DM	1 488,6	(7,2)	2,2	0,5	0,4	27,0	5,6	33,4	-	0,1	1 517,2
3 Tarif DP	20,6	(0,1)	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,4	-	0,0	21,0
4 Tarif DT	44,2	(0,2)	0,1	0,0	0,0	0,5	0,2	0,8	-	0,0	44,9
5 Total	1 553,4	(7,5)	2,3	0,5	0,4	27,9	5,9	34,7	-	0,1	1 583,0
6 Généraux											
7 Tarifs G et à forfait	181,4	(0,9)	0,3	0,1	0,1	3,1	0,7	3,8	-	0,0	184,6
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	8,1	(0,0)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	-	0,0	8,2
9 Tarif M	509,7	(2,5)	0,8	0,1	0,2	8,2	1,7	10,2	-	0,0	518,3
10 Tarif G9	24,7	(0,1)	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,5	-	0,0	25,1
11 Tarif LG	165,3	(0,8)	0,2	0,0	0,1	2,8	0,3	3,3	-	0,0	168,1
12 Tarif H	0,2	(0,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,2
13 Total	889,3	(4,3)	1,3	0,3	0,3	14,6	2,9	18,1	-	0,1	904,5
14 Grands clients industriels											
15 Tarif L	323,4	(1,6)	0,5	0,1	0,2	4,8	0,3	5,3	-	0,0	327,6
16 Contrats spéciaux	304,7	(1,5)	0,5	0,1	0,2	4,8	-	5,0	-	-	308,7
17 Total	628,1	(3,0)	0,9	0,2	0,3	9,6	0,3	10,4	-	0,0	636,3
18 Total	3 070,8	(14,9)	4,6	0,9	1,1	52,1	9,0	63,1	-	0,3	3 123,9
19 Facteur de répartition	Tab. 6 Col. 9	Col. 2	Col. 2	FR1	-	FR1	FR2	-	-	-	-

TABLEAU B-8 :
FACTEURS DE RÉPARTITION DU DISTRIBUTEUR
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
Catégorie de consommateurs	FR1	FR2	FR3	FR4	FR5	FR6	FR7	FR8	FR9	FR10	FR11
1 Description ⁽¹⁾	Pointe coïncidente annuelle	Pointe non coïncidente annuelle moyenne tension	Pointe non coïncidente annuelle basse tension	Nombre d'abon. ⁽²⁾ moyenne tension	Nombre d'abon. ⁽²⁾ basse tension	Branchements pondérés - Coût de service	Gestion des abon. pondérée - Coût de service	Mesurage pondéré	Ventes et abon. pondérés - Coût de service	Intervention en efficacité énergétique - Coût de service	Autres - Facteurs pondérés - Coût de prestation
2 Répartition en pourcentage											
3 Domestiques											
4 Tarifs D et DM	51,8%	61,6%	69,0%	89,8%	89,8%	89,4%	83,0%	66,2%	44,5%	77,4%	54,9%
5 Tarif DP	0,7%	0,8%	0,9%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,7%	0,0%	0,0%	-1,4%
6 Tarif DT	1,0%	2,6%	2,9%	2,6%	2,6%	2,1%	2,6%	5,9%	0,0%	0,0%	1,3%
7 Total	53,6%	65,1%	72,9%	92,5%	92,5%	91,7%	85,8%	72,8%	44,5%	77,4%	54,9%
8 Généraux											
9 Tarifs G et à forfait	5,9%	7,3%	8,2%	6,6%	6,6%	1,5%	11,2%	18,6%	14,8%	4,3%	53,0%
10 Tarifs d'éclairage public et sent.	0,2%	0,4%	0,5%	0,1%	0,1%	0,0%	0,2%	0,1%	0,9%	0,2%	-0,3%
11 Tarif M	15,7%	19,0%	17,2%	0,7%	0,7%	6,1%	1,8%	5,7%	30,3%	11,8%	21,3%
12 Tarif G9	0,8%	1,2%	1,2%	0,1%	0,1%	0,5%	0,2%	0,8%	0,2%	0,0%	1,8%
13 Tarif LG	5,4%	3,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	0,5%	0,0%	0,5%	23,8%
Tarif H	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
14 Total	28,0%	31,8%	27,1%	7,5%	7,5%	8,2%	13,7%	25,7%	46,1%	16,9%	99,6%
15 Grands clients industriels											
16 Tarif L	9,2%	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%	1,1%	8,8%	5,7%	-26,5%
17 Contrats spéciaux	9,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,6%	0,0%	-28,0%
18 Total	18,4%	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%	1,5%	9,4%	5,7%	-54,5%
19 Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(1) Voir le tableau 11 pour les valeurs absolues.

(2) Nombre d'abonnements avec multiplicateur.

TABLEAU B-9 :
VALEURS ABSOLUES SERVANT AU CALCUL DES FACTEURS DE RÉPARTITION
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Catégorie de consommateurs		FR1	FR2	FR3	FR4	FR5	FR6	FR7	FR8	FR9	FR10	FR11
1 Description	Ventes totales (GWh)	Pointe coïncidente annuelle	Pointe non coïncidente annuelle moyenne tension	Pointe non coïncidente annuelle basse tension	Nombre d'abon. ⁽¹⁾ moyenne tension	Nombre d'abon. ⁽¹⁾ basse tension	Branchements pondérés - Coût de service	Gestion des abon. pondérée - Coût de service	Mesurage pondéré	Ventes et abon. pondérés - Coût de service	Intervention en efficacité énergétique - Coût de service	Autres - Facteurs pondérés - Coût de service
2 Domestiques												
3 Tarifs D et DM	62 748	19 861	19 085	18 884	3 825 727	3 817 891	43,1	358,1	747,4	78,7	60,6	(13,5)
4 Tarif DP	1 003	266	251	247	4 660	4 633	0,1	0,6	8,0	-	-	0,3
5 Tarif DT	2 558	401	814	807	111 198	111 195	1,0	11,3	67,5	-	-	(0,3)
6 Total	66 309	20 528	20 150	19 938	3 941 585	3 933 719	44,2	370,0	822,9	78,7	60,6	(13,5)
7 Généraux												
8 Tarifs G et à forfait	9 436	2 256	2 265	2 234	281 655	280 526	0,7	48,1	209,4	26,1	3,3	(13,5)
9 Tarifs d'éclairage public et sent.	557	69	138	138	4 141	4 054	0,0	0,8	1,1	1,5	0,2	0,1
10 Tarif M	31 598	6 022	5 888	4 713	28 889	27 746	2,9	7,6	63,8	54,0	9,2	(5,2)
11 Tarif G9	1 018	310	363	330	4 537	4 533	0,3	0,9	9,1	0,3	0,0	(0,4)
12 Tarif LG	10 227	2 088	1 196	-	98	-	0,0	1,7	5,7	0,0	0,4	(5,8)
13 Tarif H	7	1	5	-	1	-	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0
14 Total	52 843	10 746	9 854	7 415	319 321	316 859	3,9	59,0	289,1	82,0	13,1	(24,9)
15 Grands clients industriels												
16 Tarif L	26 958	3 521	965	-	84	2	0,0	2,1	12,9	16,0	4,5	6,5
17 Contrats spéciaux	27 240	3 518	-	-	-	-	-	0,2	3,9	1,0	-	6,9
18 Total	54 198	7 039	965	-	84	2	0,0	2,3	16,8	17,1	4,5	13,4
19 Réseaux autonomes												
20 Tarifs D, DN et DM	219	63	63	63	16 779	16 779	0,2	0,1	3,1	2,0	0,1	-
21 Tarif G	91	19	21	21	2 693	2 692	0,0	0,0	1,5	0,7	0,1	0,5
22 Tarif G9	2	1	1	1	16	16	0,0	0,0	0,0	-	-	-
23 Tarif M	94	16	17	14	172	172	0,0	0,0	0,5	1,0	0,1	-
24 Tarifs d'éclairage public et sent.	1	0	1	1	48	48	0,0	0,0	0,1	-	-	-
25 Total	407	99	103	99	19 708	19 707	0,2	0,1	5,2	3,6	0,3	0,5
26 Total sans Réseaux autonomes	173 350	38 313	30 970	27 353	4 260 990	4 250 580	48,2	431,3	1 128,9	177,7	78,2	(25,0)
27 Total avec Réseaux autonomes	173 758	38 413	31 072	27 453	4 280 698	4 270 287	48,4	431,4	1 134,0	181,4	78,4	(24,5)

28 Référence :

(1) Nombre d'abonnements avec multiplicateur.

TABLEAUX – CARACTÉRISTIQUES DE CONSOMMATION

TABLEAU B-10 :
ÉNERGIE PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) à (13) Énergie (GWh)												(14) Total annuel (GWh)
	(2) Janvier	(3) Février	(4) Mars	(5) Avril	(6) Mai	(7) Juin	(8) Juillet	(9) Août	(10) Septembre	(11) Octobre	(12) Novembre	(13) Décembre	
1 Domestique													
2 Tarifs D et DM	9 191	7 670	6 998	4 937	3 522	3 180	3 262	3 284	2 893	4 010	5 627	8 178	62 751
3 Tarif DP	123	106	102	85	60	59	62	63	64	77	89	111	1 003
4 Tarif DT	312	284	286	212	154	143	147	150	128	178	242	323	2 558
5 Total	9 626	8 060	7 385	5 234	3 735	3 382	3 472	3 497	3 085	4 265	5 959	8 612	66 312
6 Généraux													
7 Tarifs G et à forfait	1 111	959	916	726	634	611	633	634	593	655	791	1 020	9 281
8 Tarifs d'éclairage public et Sent.	49	44	48	46	47	45	46	47	45	48	47	48	558
9 Tarif M	3 128	2 816	2 848	2 462	2 403	2 348	2 414	2 471	2 374	2 481	2 646	2 924	31 316
10 Tarif G9 et BR	108	96	94	80	73	71	66	72	74	81	93	97	1 002
11 Tarif LG	1 065	944	942	806	749	721	755	755	725	781	857	997	10 097
12 Tarif H	1	1	1	1	0	0	1	1	0	1	1	1	7
13 Total	5 460	4 859	4 847	4 121	3 907	3 795	3 914	3 978	3 812	4 047	4 435	5 086	52 262
14 Grands clients industriels													
15 Tarif L	2 332	2 144	2 346	2 220	2 243	2 196	2 266	2 269	2 193	2 258	2 237	2 255	26 958
16 Contrats spéciaux	2 269	2 157	2 405	2 327	2 393	2 174	2 264	2 271	2 197	2 274	2 218	2 292	27 240
17 Total	4 601	4 301	4 751	4 546	4 636	4 370	4 530	4 540	4 389	4 532	4 455	4 547	54 198
18 Réseaux autonomes													
19 Tarifs D, DM et DN	28	25	24	19	15	13	12	12	11	15	19	25	219
20 Tarif G	10	9	9	7	7	6	6	6	6	7	8	9	90
21 Tarif G9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
22 Tarif M	9	8	8	8	8	7	7	7	7	8	8	9	94
23 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
24 Total	48	42	41	34	30	27	26	26	25	30	35	44	406
25 Total sans Réseaux autonomes	19 687	17 220	16 983	13 901	12 278	11 546	11 916	12 016	11 287	12 844	14 849	18 245	172 772
26 Total avec Réseaux autonomes	19 735	17 262	17 024	13 935	12 308	11 573	11 941	12 041	11 312	12 874	14 884	18 289	173 178

TABLEAU B-11 :
ÉNERGIE AJUSTÉE PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Total annuel (GWh)	(3) (4) (5) (6) (7) (8) Ajustements (GWh)						(9) Énergie ajustée (GWh)
		Usage interne	Rapides de Joachims	GEM ⁽¹⁾	Effet température	Facturé livré	Interruptible	
1 Domestique								
2 Tarifs D et DM	62 751	1	(2)	(2)	-	-	-	62 748
3 Tarif DP	1 003	-	-	(0)	-	-	-	1 003
4 Tarif DT	2 558	-	-	-	-	-	-	2 558
5 Total	66 312	1	(2)	(3)	-	-	-	66 309
6 Généraux								
7 Tarifs G et à forfait	9 281	155	(0)	(0)	-	-	-	9 436
8 Tarifs d'éclairage public et Sent.	558	-	(0)	(1)	-	-	-	557
9 Tarif M	31 316	283	(1)	(0)	-	-	-	31 598
10 Tarif G9 et BR	1 002	16	-	(0)	-	-	-	1 018
11 Tarif LG	10 097	130	-	-	-	-	-	10 227
12 Tarif H	7	-	-	-	-	-	-	7
13 Total	52 262	584	(1)	(2)	-	-	-	52 843
14 Grands clients industriels								
15 Tarif L	26 958	-	-	-	-	-	-	26 958
16 Contrats spéciaux	27 240	-	-	-	-	-	-	27 240
17 Total	54 198	-	-	-	-	-	-	54 198
18 Réseaux autonomes								
19 Tarifs D, DM et DN	219	0	-	-	-	-	-	219
20 Tarif G	90	1	-	-	-	-	-	91
21 Tarif G9	2	-	-	-	-	-	-	2
22 Tarif M	94	-	-	-	-	-	-	94
23 Tarifs d'éclairage public et Sent.	1	-	-	-	-	-	-	1
24 Total	406	1	-	-	-	-	-	407
25 Total sans Réseaux autonomes	172 772	585	(2)	(4)	-	-	-	173 350
26 Total avec Réseaux autonomes	173 178	586	(2)	(4)	-	-	-	173 758

(1) Groupes électrogènes mobiles

TABLEAU B-12 :
PUISSANCES COÏNCIDENTES PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS – HAUTE TENSION
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) à (13) Puissances coïncidentes mensuelles (MW)												(14) Puissances coïncidentes annuelles (MW)
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	
1 Domestique													
2 Tarifs D et DM	19 861	17 784	18 383	12 108	8 588	6 489	7 165	7 331	7 117	9 421	13 735	17 845	19 861
3 Tarif DP	266	231	211	191	139	101	139	126	115	167	189	215	266
4 Tarif DT	401	335	245	466	370	303	261	316	235	438	582	370	401
5 Total	20 528	18 350	18 839	12 765	9 096	6 892	7 565	7 773	7 467	10 026	14 505	18 430	20 528
6 Généraux													
7 Tarifs G et à forfait	2 256	2 058	1 708	1 329	1 035	1 068	1 025	1 008	1 017	1 136	1 737	2 014	2 256
8 Tarifs d'éclairage public et Sent.	69	69	-	69	-	-	-	-	-	138	34	138	69
9 Tarif M	6 022	5 802	4 283	4 457	3 694	4 441	3 884	3 877	3 754	4 194	5 203	5 310	6 022
10 Tarif G9 et BR	310	223	113	115	82	75	63	54	71	82	320	119	310
11 Tarif LG	2 088	1 970	1 584	1 590	1 270	1 348	1 313	1 311	1 301	1 396	1 642	1 882	2 088
12 Tarif H	1	1	1	1	0	0	0	0	0	4	1	1	1
13 Total	10 746	10 122	7 689	7 560	6 081	6 932	6 285	6 250	6 143	6 950	8 937	9 463	10 746
14 Grands clients industriels													
15 Tarif L	3 521	3 598	2 936	3 790	3 515	3 326	3 770	3 645	3 737	3 920	3 161	3 333	3 521
16 Contrats spéciaux	3 518	3 639	3 726	3 422	3 448	3 251	3 164	3 266	3 251	3 281	3 181	3 637	3 518
17 Total	7 039	7 236	6 663	7 212	6 963	6 577	6 935	6 911	6 988	7 201	6 342	6 970	7 039
18 Réseaux autonomes													
19 Tarifs D, DM et DN	63	62	56	42	30	21	20	18	19	29	39	56	63
20 Tarif G	19	17	16	14	15	14	14	13	14	15	17	18	19
21 Tarif G9	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
22 Tarif M	16	14	13	13	14	16	15	15	15	15	16	17	16
23 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
24 Total	99	93	86	70	60	51	48	46	49	60	72	91	99
25 Total sans Réseaux autonomes	38 313	35 708	33 191	27 537	22 141	20 402	20 784	20 934	20 598	24 177	29 784	34 863	38 313
26 Total avec Réseaux autonomes	38 413	35 802	33 277	27 607	22 201	20 453	20 832	20 980	20 647	24 237	29 856	34 954	38 413

(1) niveau moyenne tension

TABLEAU B-13 :
PUISSANCES NON COÏNCIDENTES PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS – MOYENNE TENSION
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) à (13) Puissances non coïncidentes mensuelles (MW)												(14) Puissances non coïncidentes annuelles (MW)
	(2) Janvier	(3) Février	(4) Mars	(5) Avril	(6) Mai	(7) Juin	(8) Juillet	(9) Août	(10) Septembre	(11) Octobre	(12) Novembre	(13) Décembre	
1 Domestique													
2 Tarifs D et DM	19 085	17 046	17 377	11 501	8 285	7 149	6 773	6 961	6 750	9 336	13 145	17 246	19 085
3 Tarif DP	251	229	199	186	131	110	133	132	128	160	180	212	251
4 Tarif DT	661	690	712	552	352	355	306	328	283	440	607	814	814
5 Total	19 997	17 964	18 288	12 239	8 769	7 614	7 212	7 421	7 161	9 936	13 933	18 272	20 150
6 Généraux													
7 Tarifs G et à forfait	2 265	2 167	1 919	1 570	1 367	1 466	1 440	1 335	1 369	1 453	1 803	2 114	2 265
8 Tarifs d'éclairage public et Sent.	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
9 Tarif M	5 887	5 917	5 356	4 957	4 826	5 000	4 840	4 680	4 730	4 872	5 285	5 819	5 917
10 Tarif G9 et BR	312	331	322	339	303	316	298	307	331	316	346	363	363
11 Tarif LG	1 196	1 096	1 010	941	965	938	966	902	889	928	1 012	1 073	1 196
12 Tarif H	3	2	3	3	5	5	4	3	3	4	4	4	5
13 Total	9 800	9 650	8 747	7 948	7 603	7 862	7 685	7 364	7 461	7 711	8 587	9 511	9 883
14 Grands clients industriels													
15 Tarif L	843	842	611	751	674	814	786	776	740	707	738	840	843
16 Contrats spéciaux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Total	843	842	611	751	674	814	786	776	740	707	738	840	843
18 Réseaux autonomes													
19 Tarifs D, DM et DN	63	62	56	44	35	29	24	24	27	36	44	58	63
20 Tarif G	21	20	18	17	16	15	14	14	15	15	17	18	21
21 Tarif G9	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1
22 Tarif M	17	17	15	15	16	16	15	15	15	16	16	17	17
23 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
24 Total	103	100	90	77	67	61	54	53	58	68	77	95	103
25 Total sans Réseaux autonomes	30 640	28 457	27 647	20 938	17 046	16 290	15 682	15 562	15 362	18 354	23 258	28 623	30 876
26 Total avec Réseaux autonomes	30 743	28 556	27 737	21 015	17 113	16 352	15 736	15 615	15 419	18 422	23 335	28 717	30 979

TABLEAU B-14 :
PUISSANCES NON COÏNCIDENTES PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS – BASSE TENSION
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) Puissances non coïncidentes mensuelles (MW)												(14) Puissances non coïncidentes annuelles (MW)
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	
1 Domestique													
2 Tarifs D et DM	18 884	16 867	17 195	11 380	8 198	7 074	6 702	6 888	6 679	9 238	13 007	17 065	18 884
3 Tarif DP	247	225	196	183	129	108	131	130	126	157	178	208	247
4 Tarif DT	655	683	705	547	349	351	303	325	280	436	601	807	807
5 Total	19 787	17 775	18 096	12 110	8 676	7 534	7 136	7 343	7 085	9 831	13 786	18 080	19 938
6 Généraux													
7 Tarifs G et à forfait	2 234	2 137	1 893	1 549	1 348	1 446	1 420	1 317	1 350	1 433	1 778	2 086	2 234
8 Tarifs d'éclairage public et Sent.	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
9 Tarif M	4 689	4 713	4 266	3 948	3 844	3 983	3 855	3 728	3 768	3 881	4 210	4 635	4 713
10 Tarif G9 et BR	283	301	293	308	276	287	271	279	301	287	314	330	330
11 Tarif LG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Tarif H	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13 Total	7 344	7 289	6 589	5 943	5 606	5 853	5 684	5 461	5 557	5 739	6 440	7 188	7 415
14 Grands clients industriels													
15 Tarif L	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16 Contrats spéciaux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18 Réseaux autonomes													
19 Tarifs D, DM et DN	63	62	56	44	35	29	24	24	27	36	44	58	63
20 Tarif G	21	20	18	17	16	15	14	14	15	15	17	18	21
21 Tarif G9	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1
22 Tarif M	14	14	12	12	13	13	12	12	12	13	13	14	14
23 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
24 Total	99	96	87	74	64	58	51	50	55	65	74	91	99
25 Total sans Réseaux autonomes	27 131	25 064	24 686	18 053	14 282	13 387	12 819	12 804	12 642	15 570	20 226	25 268	27 353
26 Total avec Réseaux autonomes	27 230	25 160	24 773	18 128	14 346	13 445	12 870	12 855	12 697	15 635	20 300	25 359	27 452

TABLEAU B-15 :
CARACTÉRISTIQUES DE CONSOMMATION SERVANT À L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE FOURNITURE
ANNÉE TÉMOIN 2019

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Catégorie de consommateurs	Énergie ajustée (GWh)	Pertes (GWh)	Énergie ajustée avec pertes (GWh)	Puissance moyenne 300 heures de pointe (MW)	Facteur d'utilisation (%)	Taux de pertes (%)	Coût unitaire patrimonial (¢/kWh)	Part relative Énergie totale (%)	Consommation patrimoniale (GWh)
1 Domestique									
2 Tarifs D et DM	56 973	4 757	61 730	16 494	46,5%	8,3%	3,5	36,2%	36,2%
3 Tarif DP	910	76	986	206	60,2%	8,3%	3,1	0,6%	0,6%
4 Tarif DT	2 323	194	2 516	431	73,4%	8,3%	2,9	1,5%	1,5%
5 Total	60 206	5 026	65 233	-	-	-	-	38,3%	38,3%
6 Généraux									
7 Tarifs G et à forfait	8 568	715	9 283	1 974	59,1%	8,3%	3,1	5,4%	5,4%
8 Tarifs d'éclairage public et Sent.	506	42	548	82	84,1%	8,4%	2,8	0,3%	0,3%
9 Tarif M	28 689	2 306	30 995	5 176	74,8%	8,0%	2,9	18,2%	18,2%
10 Tarif G9 et BR	924	76	1 000	178	70,7%	8,2%	2,9	0,6%	0,6%
11 Tarif LG	9 285	597	9 883	1 803	68,3%	6,4%	2,9	5,9%	5,9%
12 Tarif H	6	0	7	1	72,9%	6,8%	2,9	0,0%	0,0%
13 Total	47 979	3 737	51 716	-	-	-	-	30,5%	30,5%
14 Grands clients industriels									
15 Tarif L	24 476	1 470	25 947	3 388	95,9%	6,0%	2,4	15,6%	15,6%
16 Contrats spéciaux	24 733	1 432	26 165	3 532	93,0%	5,8%	2,4	15,7%	15,7%
17 Total	49 209	2 902	57 395	-	-	-	-	31,3%	31,3%
18 Total sans réseaux autonomes	157 395	11 666	174 343	-	-	-	-	-	-
19 Réseaux autonomes									
20 Tarifs D, DM et DN	219	12	231	-	-	5,6%	-	-	-
21 Tarif G	91	5	96	-	-	5,6%	-	-	-
22 Tarif G9	2	0	2	-	-	5,6%	-	-	-
23 Tarif M	94	5	99	-	-	5,6%	-	-	-
24 Tarifs d'éclairage public et Sent.	1	0	2	-	-	5,6%	-	-	-
25 Total	407	23	430	-	-	-	-	-	-
26 Total sans Réseaux autonomes	157 395	11 666	174 343	-	-	-	-	-	-
27 Total avec Réseaux autonomes	157 802	11 689	174 774	-	-	-	-	-	-