

Stratégie Clientèle Stratégie tarifaire – Distribution

Table des matières

1. Contexte	7
1.1. Hausses par catégories de consommateurs	7
2. Stratégie relative aux tarifs domestiques	12
3. Stratégie relative aux tarifs généraux et industriel	15
4. Propositions pour les clientèles domestique et de petite puissance	16
4.1. Nouvelle offre de TDT	16
4.1.1. <i>Éléments considérés pour l'élaboration d'une TDT</i>	17
4.1.2. <i>Consultation auprès de la clientèle et balisage</i>	20
4.1.3. <i>Structure proposée</i>	21
4.2. Propositions de modification des options de TD pour les clientèles domestique et de petite puissance	25
4.2.1. <i>Contexte et objectifs</i>	25
4.2.2. <i>Portrait des clientèles domestique et de petite puissance à la TD</i>	26
4.2.3. <i>Révision des offres de TD</i>	27
4.2.4. <i>Opérationnalisation et commercialisation</i>	31
4.2.5. <i>Suivis des décisions</i>	32
4.3. Nouveau tarif pour les surconsommateurs de la clientèle domestique	32
4.3.1. <i>Clientèle visée</i>	33
4.3.2. <i>Orientations proposées</i>	33
4.3.3. <i>Programme d'assistance pour les surconsommateurs vulnérables</i>	34
4.3.4. <i>Évolution du tarif DP et suivi de décision</i>	35
5. Propositions pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle	35
5.1. Refonte des moyens de GDP pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle	35
5.1.1. <i>Principes retenus dans l'élaboration des options tarifaires</i>	36
5.1.2. <i>Nouvelles options tarifaires proposées</i>	37
5.1.3. <i>Choix possibles</i>	37
5.1.4. <i>Modifications proposées à la structure de crédit des options de GDP</i>	40
5.1.5. <i>Impacts des modifications</i>	42
5.1.6. <i>Autres modalités</i>	44
5.1.7. <i>Analyse économique</i>	45
5.2. Ajout d'une prime pour la puissance disponible inutilisée au tarif LG	46
5.2.1. <i>Contexte</i>	46
5.2.2. <i>Situation actuelle</i>	46
5.2.3. <i>Balisage</i>	47
5.2.4. <i>Proposition du Distributeur</i>	47
5.2.5. <i>Impacts clients</i>	48
5.3. Fermeture du TRI	49
5.4. Consommation non-autorisée pendant les périodes de restriction	50
5.4.1. <i>TRI</i>	50
5.4.2. <i>OÉA</i>	51
5.5. Introduction d'une modalité relative à l'utilisation d'un système de gestion de l'énergie électrique pour les clients au tarif L	51

5.5.1.	<i>Situation actuelle</i>	52
5.5.2.	<i>Contexte</i>	52
5.5.3.	<i>Proposition du Distributeur</i>	53
5.5.4.	<i>Impacts clients</i>	54
6.	Autres modifications	55
6.1.	Tarif BR	55
6.1.1.	<i>Évolution du portrait de la recharge publique</i>	56
6.1.2.	<i>Modifications proposées au tarif BR</i>	57
6.2.	Modifications apportées à l'option de mesurage net	60
6.2.1.	<i>Modifications proposées à l'Option I de mesurage net</i>	61
6.3.	Modifications proposées au chapitre 12 des Tarifs	62
6.3.1.	<i>Visilec et VigieLigne</i>	62
6.3.2.	<i>Service Signature</i>	62
6.4.	Modifications pour les réseaux autonomes	63
Annexe A – Impacts tarifaires		65
Annexe B – Consultations auprès de la clientèle à l'égard de la TDT		77
Annexe C – Balisage de la TDT		81
Annexe D – Suivi de décisions		87

Liste des figures

Figure 1	Cas type de 5 MW avec un FU de 85 % alimenté à 25 kV.....	10
Figure 2	Illustration de l'application des prix de la TDT comparativement au tarif de base.....	16
Figure 3	Profil de demande horaire moyen durant la période d'hiver (pour l'ensemble du réseau)	18
Figure 4	Profil de demande horaire moyen durant la période d'été (pour l'ensemble du réseau).....	19
Figure 5	Exemple d'application de la proposition du Distributeur sur la prime pour la puissance disponible autorisée inutilisée.....	48
Figure A-1	Évolution des tarifs d'électricité et des prix à la consommation 1998-2024.....	65
Figure B-1	Structure de la TDT de base	77
Figure B-2	Structure de la TDT de nuit	78
Figure B-3	Structure de la TDT annuelle.....	79

Liste des tableaux

Tableau 1	Ajustement tarifaire et indices d'interfinancement par catégories de consommateurs	11
Tableau 2	Tarifs domestiques de base proposés au 1 ^{er} avril 2025.....	13
Tableau 3	Impacts de l'ajustement tarifaire proposé au 1 ^{er} avril 2025 sur la facture des clients aux tarifs domestiques	14
Tableau 4	Tarifs généraux et industriel proposés au 1 ^{er} avril 2025.....	15
Tableau 5	Impact de la hausse proposée sur la facture mensuelle des clients aux tarifs généraux et industriel	16
Tableau 6	Principales caractéristiques du tarif D différencié dans le temps proposé.....	22
Tableau 7	Structure du tarif D différencié dans le temps	23

Tableau 8 Inscriptions à la TD au 31 mars 2020 à 2024 - Clientèle domestique.....	26
Tableau 9 Inscriptions à la TD aux 31 mars 2020 à 2024 - Clientèle de petite puissance.....	26
Tableau 10 Sommaire des modalités révisées au crédit hivernal.....	28
Tableau 11 Sommaire des modalités révisées au tarif Flex D.....	30
Tableau 12 Structure du tarif Flex D au 1 ^{er} avril 2025	31
Tableau 13 Choix possibles pour les options tarifaires de GDP	38
Tableau 14 Crédits fixe et variable et crédits totaux.....	41
Tableau 15 Primes à la GDP Engagement pour dépassement de la puissance de base déterminée par le client	42
Tableau 16 Écart de rémunération entre la GDP Engagement et la GDP Latitude	43
Tableau 17 Écart de rémunération entre la GDP Latitude et la GDP Affaires	43
Tableau 18 Consommation non-autorisée en période de restriction (TRI).....	50
Tableau 19 Structure du tarif expérimental BR.....	56
Tableau 20 Structure proposée du tarif BR	58
Tableau 21 Exemples d'application du tarif BR et comparaisons avec le tarif G9.....	59
Tableau A-1 Hausses tarifaires des distributeurs d'électricité au Canada.....	66
Tableau A-2 Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif D	67
Tableau A-3 Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif G	68
Tableau A-4 Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif M.....	69
Tableau A-5 Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif LG	70
Tableau A-6 Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif L.....	71
Tableau A-7 Revenus par composantes des tarifs domestiques.....	72
selon les tarifs en vigueur au 1 ^{er} avril 2024	72
Tableau A-8 : Revenus par composantes des tarifs généraux et industriel.....	73
selon les tarifs en vigueur au 1 ^{er} avril 2024	73
Tableau A-9 Description de la clientèle aux tarifs domestiques	74
Tableau A-10 Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel.....	75
Tableau B-1 Éléments facilitants identifiés par les participants au tarif D.....	80
Tableau C-1 Structure tarifaire de la TDT dans le cadre du projet pilote – Secteur domestique	81
Tableau C-2 Structure de la nouvelle TDT « Tarif d'électricité de nuit très bas ».....	82
Tableau C-3 Structure tarifaire proposée pour la « TDT optionnelle pour le résidentiel »	83
Tableau C-4 Caractéristiques des 31 offres de TDT analysées	84
Tableau C-5 Liste des distributeurs balisés sur la TDT	85
Tableau D-1 Prévision du nombre d'abonnements au tarif DT (en milliers)	88
Tableau D-2 Consommation du cas type au tarif DT.....	89
Tableau D-3 Comparaison des factures annuelles aux tarifs D et DT (Client du cas type biénergie-mazout après effacement).....	90
Tableau D-4 Bilan de l'utilisation de l'OÉA pour la culture des végétaux en 2023 – Abonnements de petite et moyenne puissance	96
Tableau D-5 Bilan de l'utilisation de l'OÉA pour la culture des végétaux en 2023 – Abonnements de grande puissance (tarif LG).....	97
Tableau D-6 Bilan des restrictions – 2023.....	97
Tableau D-7 Ventilation de la consommation et des revenus entre les serres horticoles et vivrières et les serres produisant du cannabis.....	98
Tableau D-8 Répartition mensuelle du nombre de clients – années 2022 et 2023	100
Tableau D-9 Répartition mensuelle du volume d'énergie – années 2022 et 2023	100
Tableau D-10 Répartition mensuelle des puissances maximales appelées – années 2022 et 2023	101

Tableau D-11 Prix mensuel moyen – années 2022 et 2023	102
Tableau D-12 Répartition mensuelle du nombre d’heures d’interruption – années 2022 et 2023.....	102
Tableau D-13 Répartition mensuelle de la participation par événement – années 2022 et 2023	103
Tableau D-14 Répartition mensuelle de la puissance totale interrompue – années 2022 et 2023.....	103
Tableau D-15 Dépassements de consommation pour le tarif CB de moyenne et de grande puissance.....	106
Tableau D-16 Caractéristiques des bornes de recharges rapides au tarif BR	109

1. Contexte

1 Le Distributeur présente sa stratégie tarifaire détaillée, les modifications souhaitées à l'offre
2 tarifaire ainsi que les suivis demandés par la Régie.

3 Les propositions de la présente stratégie tarifaire s'inscrivent dans le contexte où
4 Hydro-Québec a publié en novembre dernier son Plan d'action 2035 et visent à faire évoluer
5 les tarifs du Distributeur afin d'encourager l'ensemble de la clientèle à consommer moins et
6 au bon moment. Dans la foulée du Plan d'action 2035, Hydro-Québec est allée à l'écoute, de
7 novembre 2023 à avril 2024, de diverses parties prenantes dans les différentes régions du
8 Québec pour raffiner les pistes de solution et les moyens de les mettre en œuvre pour atteindre
9 ses objectifs.

10 Conformément à l'article 48.2 de la LRÉ, le Distributeur demande donc à la Régie de fixer des
11 tarifs ou de modifier les tarifs prévus à l'annexe I de la LHQ au 1^{er} avril 2025. À noter que les
12 propositions décrites dans les sections 4.1 et 5.5 prévoient des modalités d'adhésion ou
13 d'application à compter du 1^{er} décembre 2026 ou du 1^{er} avril 2027, selon le cas. Les
14 modifications au texte des *Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution*
15 *d'électricité* (les « Tarifs ») en vigueur sont présentées à la pièce HQD-6, Document 2
16 (3 colonnes)¹.

1.1. Hausses par catégories de consommateurs

17 Le Distributeur met en place une stratégie tarifaire ancrée dans l'évolution du contexte
18 énergétique et tenant compte à la fois des orientations gouvernementales et des mesures
19 ambitieuses qui seront requises pour l'atteinte des cibles fixées par le Plan d'action 2035.

20 Pour l'année tarifaire 2025-2026, la hausse moyenne, établie à 3,8 % comme mentionné à la
21 section 2 de la pièce HQD-1, Document 1, est appliquée par catégories de consommateurs
22 comme suit :

- 23 • 3,0 % pour les clients aux tarifs domestiques (3,9 % avant plafond – voir ci-après) ;
- 24 • 3,9 % pour les clients aux tarifs généraux ;
- 25 • 3,3 % pour les clients industriels de grande puissance au tarif L.

26 Tout d'abord, la fixation de la hausse des tarifs domestiques s'inscrit en cohérence avec
27 l'engagement d'Hydro-Québec de maintenir les tarifs abordables pour l'ensemble des
28 ménages québécois, comme énoncé dans le Plan d'action 2035, et avec l'intention du
29 gouvernement du Québec (le « Gouvernement ») de limiter la hausse des tarifs de distribution
30 d'électricité à 3,0 % pour la clientèle domestique.

¹ La version anglaise sera déposée ultérieurement. Par ailleurs, les versions française et anglaise finales et complètes des Tarifs seront produites lorsque l'examen des Tarifs aura été complété et que la Régie aura rendu sa décision sur les modalités proposées.

1 Le Distributeur n'entend ainsi pas récupérer le manque à gagner découlant de la hausse
2 appliquée aux clients aux tarifs domestiques auprès des autres catégories de clients, et ce,
3 afin de préserver le reste de la clientèle d'un impact tarifaire additionnel, notamment les PME
4 aux tarifs généraux. Conséquemment, le manque à gagner associé au différentiel entre la
5 hausse avant plafond et la hausse de 3 % aux clients aux tarifs domestiques, estimé à 60 M\$²,
6 ne sera pas récupéré par le biais des tarifs.

7 Le Distributeur présente par ailleurs les orientations d'un nouveau tarif pour les
8 surconsommateurs de la clientèle domestique qui, à partir de 2027, auraient une hausse
9 supérieure à celle des clients aux tarifs domestiques, afin d'inciter le 1 % des clients qui
10 consomment le plus à se mettre en action. Le détail se trouve à la section 4.3 du présent
11 document.

12 Ensuite, toujours dans le Plan d'action 2035, Hydro-Québec a pris l'engagement de maintenir
13 la position concurrentielle du Québec en ce qui concerne les tarifs industriels et commerciaux.
14 Ainsi, le Distributeur demande une hausse du tarif L, applicable à la clientèle industrielle de
15 grande puissance, de 3,3 %. Le Distributeur a pris la décision de fixer la hausse à 3,3 % afin
16 de refléter les coûts associés à la forte croissance de la demande industrielle. Cette hausse,
17 par ailleurs, a pour effet de maintenir la compétitivité de ce tarif à l'échelle internationale. Un
18 ajustement du signal de prix est donc nécessaire.

19 Le Distributeur constate une forte croissance de la demande industrielle. Cet engouement est
20 tel qu'en 2023, le Gouvernement a adopté la *Loi visant notamment à plafonner le taux
21 d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître
22 l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité* (la « Loi sur le plafonnement »)
23 notamment afin d'encadrer davantage l'obligation d'Hydro-Québec de distribuer de l'électricité.
24 Les modifications apportées visaient à donner au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de
25 l'Énergie le pouvoir d'autoriser Hydro-Québec à desservir les projets requérant une puissance
26 de 5 MW et plus. Dans un mémoire déposé en commission parlementaire lors des
27 consultations particulières et des audiences publiques tenues dans le cadre des étapes
28 préalables à l'adoption de la Loi sur le plafonnement, Hydro-Québec expliquait constater « un
29 engouement sans précédent pour notre électricité au sein de secteurs émergents, par exemple
30 ceux des batteries et de l'hydrogène vert »³.

31 De plus, comme mentionné à la pièce HQD-3, Document 2 du présent dossier, le Distributeur
32 prévoit des ventes d'électricité de 182,9 TWh pour l'année témoin 2025, soit une croissance
33 de 2 TWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2024. La reprise des
34 activités industrielles explique principalement la croissance de la demande prévue (+1,6 TWh).
35 Or, la croissance de la demande de 2024 à 2025, induit des coûts d'approvisionnement dont
36 le coût unitaire est en croissance. Cette croissance de la demande sera soutenue sur l'horizon
37 du Plan d'action 2035.

² Voir tableau A-2 à l'Annexe A de la pièce HQD-1, Document 1.

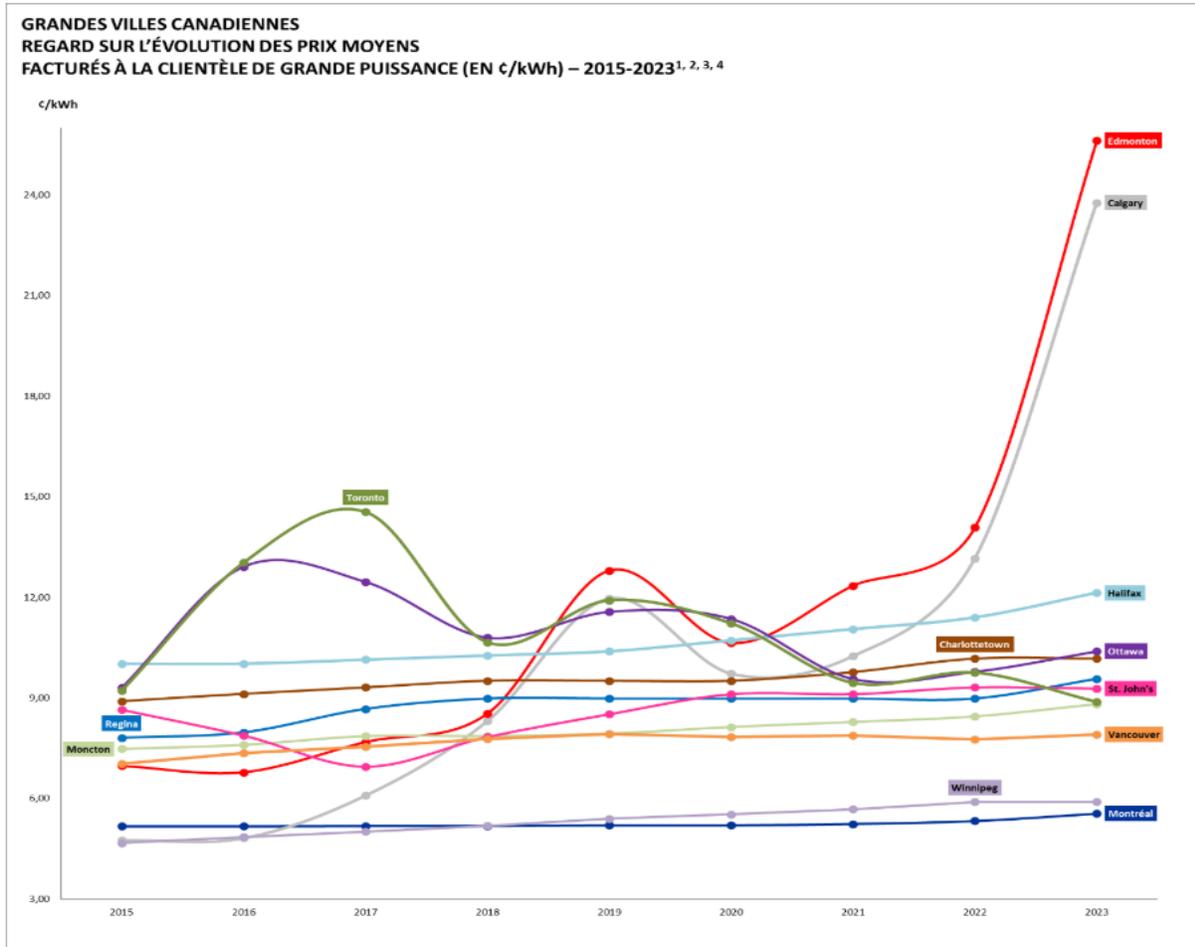
³ Hydro-Québec, Mémoire présenté à la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturel, *Projet de loi n° 2, Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'HydroQuébec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*, le 31 janvier 2023, page 4. [En ligne](#).

1 Le Distributeur observe également que le prix avantageux au tarif L peut nuire à la rentabilité
2 et à l'intérêt à mettre en place certaines mesures d'efficacité énergétique (« EÉ »). Face à ce
3 constat, le Distributeur propose au présent dossier d'ajouter une modalité au tarif L afin de
4 favoriser la consommation efficace (voir section 5). Considérant les cibles ambitieuses du
5 Distributeur en EÉ à l'horizon 2035, une hausse tarifaire adéquate dès maintenant est
6 également requise.

7 Relativement à la compétitivité du tarif L, la *Comparaison des prix de l'électricité dans les*
8 *grandes villes nord-américaines - Tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2023* (la « Comparaison des
9 prix ») montre que le tarif L est demeuré l'un des plus avantageux parmi les tarifs comparables
10 en vigueur dans les grandes villes nord-américaines⁴. La figure 1 illustre l'évolution de la
11 comparaison du tarif L pour un cas type de consommation d'un client industriel de grande
12 puissance sur la période 2015-2023 et montre que le tarif L est demeuré compétitif durant
13 cette période.

⁴ Selon le cas type de consommation, le tarif L se classe au 1^{er} ou 2^e rang des tarifs comparables en vigueur dans les grandes villes nord-américaines.

Figure 1
Cas type de 5 MW avec un FU de 85 % alimenté à 25 kV



Prix moyen pour un client de grande puissance (en ¢/kWh)^{1, 2, 3, 4}

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Villes canadiennes									
Montréal, QC	5,17	5,17	5,18	5,18	5,20	5,20	5,24	5,33	5,55
Calgary, AB	4,76	4,82	6,09	8,32	11,97	9,73	10,25	13,16	23,77
Charlottetown, PE	8,90	9,12	9,31	9,51	9,51	9,51	9,77	10,17	10,17
Edmonton, AB	6,97	6,78	7,68	8,53	12,80	10,64	12,35	14,08	25,62
Halifax, NS	10,02	10,02	10,14	10,26	10,39	10,72	11,05	11,40	12,13
Moncton, NB	7,48	7,60	7,86	7,86	7,93	8,13	8,28	8,44	8,81
Ottawa, ON	9,30	12,91	12,46	10,80	11,57	11,36	9,57	9,78	10,39
Regina, SK	7,81	7,97	8,67	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98	9,57
St. John's, NL	8,65	7,88	6,95	7,84	8,52	9,12	9,12	9,32	9,28
Toronto, ON	9,22	13,04	14,55	10,66	11,91	11,23	9,45	9,76	8,88
Vancouver, BC	7,04	7,35	7,54	7,77	7,91	7,84	7,88	7,76	7,91
Winnipeg, MB	4,67	4,85	5,01	5,18	5,39	5,53	5,68	5,90	5,90

1) Pour une consommation mensuelle de 3 060 000 kWh et une puissance appelée de 5 000 kW.
 2) En monnaie canadienne.
 3) Données provenant des publications *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines*, Hydro-Québec, 2015-2023.
 4) Prix moyen avant taxes.

1 D'ailleurs, dans sa décision D-2024-015⁵, la Régie constatait que, pour atteindre la parité avec
 2 le tarif L, la baisse tarifaire moyenne requise dans les autres juridictions nord-américaines était
 3 de l'ordre de 57 %.

⁵ Décision [D-2024-015](#) (R-4243-2023), paragraphes 36 et 37.

1 Conséquemment, le Distributeur juge qu'une hausse de 3,3 % pour le tarif L, soit la même que
 2 celle effectuée le 1^{er} avril 2024, est appropriée dans le présent contexte, car elle permet
 3 d'ajuster le signal de prix pour les clients industriels, tout en maintenant la compétitivité de ce
 4 tarif.

5 Enfin, le Distributeur a la volonté de limiter la pression sur les clients des tarifs généraux qui
 6 ont subi des hausses de 6,5 % en 2023 et 5,1 % en 2024. La hausse requise pour les tarifs
 7 généraux s'établit à 3,9 %.

8 En somme, les hausses pour chacune des catégories de consommateurs et les indices
 9 d'interfinancement en découlant sont présentés au tableau 1.

Tableau 1
Ajustement tarifaire et indices d'interfinancement
par catégories de consommateurs

Catégories de consommateurs	Ajustements différenciés proposés		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
1 Domestiques	3,0%	6 619	81,7
2 Généraux	3,9%	5 490	130,0
3 Tarif G	3,9%	1 206	129,2
4 Tarif M	3,9%	3 436	138,2
5 Tarif LG	3,9%	848	105,4
6 Grands industriels	3,3%	1 532	114,3
7 Total	-	13 642	99,6

¹ Incluant tarifs G, Flex G, biénergie de petite puissance et à forfait et éclairage public et Sentinelle.

² Incluant tarifs M, CB-moyenne puissance, G9, biénergie moyenne puissance et biénergie moyenne puissance à faible FU.

³ Incluant tarifs LG, CB-grande puissance et H.

10 De plus, afin de mettre en perspective l'ajustement tarifaire demandé, le Distributeur présente
 11 l'évolution des tarifs d'électricité et des prix à la consommation ainsi que les ajustements
 12 tarifaires appliqués ailleurs au Canada, respectivement à la figure A-1 et au tableau A-1 de
 13 l'Annexe A.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les ajustements tarifaires à compter du 1^{er} avril 2025 selon les prix proposés à la pièce HQD-6, Document 1.

2. Stratégie relative aux tarifs domestiques

1 Pour les tarifs domestiques, le Distributeur propose une application de l'ajustement tarifaire de
2 manière uniforme sur l'ensemble des composantes tarifaires, soit les frais d'accès au réseau,
3 les prix d'énergie ainsi que les primes de puissance, lorsqu'applicables, afin de maintenir le
4 signal de prix actuel. Conformément au Plan d'action 2035, cette stratégie vise à signifier à la
5 clientèle l'importance de faire une utilisation judicieuse de l'électricité en tout temps, en
6 envoyant le signal que le service rendu par Hydro-Québec a une valeur importante,
7 particulièrement dans un contexte de transition énergétique.

8 De plus, comme indiqué à la section 5 de la pièce HQD-2, Document 2.3, le plafonnement de
9 l'ajustement tarifaire à 3 % et la structure progressive des tarifs domestiques bénéficieront à
10 l'ensemble de la clientèle domestique, y compris les ménages à faible revenu (« MFR »).
11 Le Distributeur continuera également son accompagnement auprès de ces derniers,
12 notamment par l'entremise d'ententes de paiement adaptées.

13 Par ailleurs, le Distributeur mise également sur la bonification de son offre tarifaire, comme
14 présenté aux sections 4.1 à 4.3, afin d'inciter davantage la clientèle à consommer moins et au
15 bon moment.

16 Le Distributeur est confiant que cette stratégie tarifaire, jumelée à une commercialisation de
17 ses diverses offres d'ÉÉ et de gestion de la demande de puissance (« GDP »), permettra aux
18 clients de faire une meilleure consommation de l'énergie.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les ajustements tarifaires aux tarifs domestiques à compter du 1^{er} avril 2025 selon les prix proposés à la pièce HQD-6, Document 1.

19 Les tarifs domestiques au 1^{er} avril 2025, de même que les impacts incluant un ajustement
20 tarifaire de 3,0 %, sont présentés au tableaux 2 et 3.

Tableau 2
Tarifs domestiques de base⁶ proposés au 1^{er} avril 2025

	Tarifs 2024	Tarifs 2025	Écart
Tarif D			
Redevance (¢/jour)	44,810	46,154	3,0%
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40	40	-
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,704	6,905	3,0%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	10,342	10,652	3,0%
Tarif DP			
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/mois)	1 200	1 200	-
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,483	6,678	3,0%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	9,857	10,153	3,0%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,848	7,054	3,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	5,061	5,213	3,0%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	13,430	13,833	3,0%
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	20,146	20,750	3,0%
Tarif DM			
Redevance (¢/jour)	44,810	46,154	3,0%
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40	40	-
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,704	6,905	3,0%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	10,342	10,652	3,0%
Prime de puissance (\$/kW)	6,848	7,054	3,0%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	44,810	46,154	3,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,818	4,963	3,0%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	28,173	29,018	3,0%
Prime de puissance (\$/kW)	6,848	7,054	3,0%
Tarif DN			
Redevance (¢/jour)	44,810	46,154	3,0%
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40	40	-
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,704	6,905	3,0%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	45,683	47,054	3,0%
Prime de puissance (\$/kW)	6,848	7,054	3,0%
Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak			
Redevance (¢/jour)	44,810	46,154	3,0%
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40	40	-
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,704	6,905	3,0%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	20,096	20,699	3,0%
Prime de puissance (\$/kW)	6,848	7,054	3,0%

⁶ Le tarif Flex D est quant à lui présenté à la section 4.2.

Tableau 3
Impacts de l'ajustement tarifaire proposé au 1^{er} avril 2025
sur la facture des clients aux tarifs domestiques

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	16 849	126,00	129,78	3,78	3,0%
Moyenne des clients D	16 684	125,74	129,51	3,77	3,0%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	17 913	134,41	138,44	4,03	3,0%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 450	102,94	106,03	3,09	3,0%
Moyenne des clients DP	176 370	1 513,49	1 558,94	45,45	3,0%
Moyenne des clients DM	113 589	826,78	851,57	24,79	3,0%
Moyenne des clients DT	24 776	122,22	125,89	3,67	3,0%
Moyenne des clients DN	6 275	61,13	62,97	1,83	3,0%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Logement 5 ½ - 68 m ² (740 pi ²)	11 590	80,59	83,01	2,42	3,0%
Résidence unifamiliale					
111 m ² (1 195 pi ²)	20 494	150,86	155,38	4,52	3,0%
158 m ² (1 701 pi ²)	26 484	199,89	205,88	5,99	3,0%
207 m ² (2 228 pi ²)	32 054	246,39	253,78	7,39	3,0%
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062	383,58	395,08	11,50	3,0%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	911,26	938,58	27,32	3,0%
Segments de la clientèle au tarif D					
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	182,56	188,03	5,47	3,0%
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	80,83	83,26	2,42	3,0%
Propriétaires non-TAE	14 982	108,85	112,11	3,26	3,0%
Locataires	11 315	84,13	86,65	2,52	3,0%
Clients MFR	14 153	105,71	108,88	3,17	3,0%
Clients agricoles	30 487	245,10	252,44	7,35	3,0%
Segments de la clientèle au tarif DP					
Clients résidentiels	186 182	1 602,94	1 651,08	48,14	3,0%
Clients agricoles	165 829	1 416,76	1 459,31	42,55	3,0%
Consommations types mensuelles					
625 kWh	7 500	55,34	57,01	1,67	3,0%
750 kWh	9 000	63,72	65,64	1,92	3,0%
1 000 kWh	12 000	80,48	82,90	2,42	3,0%
2 000 kWh	24 000	176,63	181,93	5,30	3,0%
3 000 kWh	36 000	280,05	288,45	8,40	3,0%
4 000 kWh	48 000	383,47	394,97	11,50	3,0%
5 000 kWh	60 000	486,89	501,49	14,60	3,0%

3. Stratégie relative aux tarifs généraux et industriel

1 Pour le 1^{er} avril 2025, le Distributeur propose la stratégie tarifaire suivante, applicable aux tarifs
2 généraux et industriel :

- 3 • hausse uniforme des primes de puissance et des prix de l'énergie pour tous les tarifs
- 4 généraux et industriel en cohérence avec le contexte énergétique ;
- 5 • hausse des crédits d'alimentation selon l'ajustement des prix du tarif L.

6 Compte tenu de la stratégie proposée d'ajustements différenciés par catégories de
7 consommateurs, le Distributeur reporte au prochain dossier tarifaire la proposition de
8 rééquilibrage des tarifs généraux demandée par la Régie dans sa décision D-2018-025⁷.
9 Le Distributeur est conscient que l'ajustement différencié du tarif L ne constitue pas un
10 rééquilibrage des tarifs généraux. Toutefois, la hausse tarifaire résultante applicable aux tarifs
11 généraux permet de limiter l'ajustement tarifaire applicable à cette catégorie de
12 consommateurs et, ainsi, d'améliorer l'équilibre de la structure de récupération des coûts.

13 Les tarifs G, M, LG et L au 1^{er} avril 2025, de même que les écarts par rapport aux tarifs en
14 vigueur le 1^{er} avril 2024, sont présentés aux tableaux 4 et 5.

Tableau 4
Tarifs généraux et industriel proposés au 1^{er} avril 2025

Composantes tarifaires	Tarifs 2024	Tarifs 2025	Écart
Tarif G			
Redevance (\$/mois)	14,344	14,903	3,9%
Prime de puissance (\$/kW)	20,522	21,322	3,9%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	11,518	11,967	3,9%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,865	9,211	3,9%
Tarif M			
Prime de puissance (\$/kW)	16,962	17,623	3,9%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,851	6,079	3,9%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	4,339	4,508	3,9%
Tarif LG			
Prime de puissance (\$/kW)	15,426	16,022	3,9%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	4,025	4,180	3,9%
Tarif L			
Prime de puissance (\$/kW)	14,234	14,704	3,3%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,619	3,738	3,3%

⁷ Décision [D-2018-025](#) (R-4011-2017), paragraphe 752.

Tableau 5
Impact de la hausse proposée sur la facture mensuelle
des clients aux tarifs généraux et industriel

	Consommation mensuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	\$	%
Clients moyens					
Moyenne des clients G	2 988	363	377	14	3,9%
Moyenne des clients M	83 999	8 190	8 510	319	3,9%
Moyenne des clients LG	8 152 656	553 288	574 829	21 541	3,9%
Moyenne des clients L	12 411 333	690 756	713 507	22 751	3,3%

4. Propositions pour les clientèles domestique et de petite puissance

- 1 Le Distributeur propose l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps (la « TDT »)
- 2 pour la clientèle admissible au tarif D, afin de bonifier son offre actuelle de tarification
- 3 dynamique (la « TD »), composée du crédit hivernal et du tarif Flex.
- 4 Il propose également une révision de son offre de TD applicable aux clientèles domestiques
- 5 et de petite puissance ainsi que des orientations en lien avec l'introduction d'un nouveau tarif
- 6 destiné aux surconsommateurs de la clientèle domestique.

4.1. Nouvelle offre de TDT

- 7 La TDT est une forme de tarification qui se distingue des tarifs actuellement offerts par le
- 8 Distributeur puisqu'elle se caractérise par une structure de prix qui évolue en fonction de
- 9 différentes périodes (saison, jour, heure) et selon des périodes prédéfinies de pointe et hors
- 10 pointe. Les périodes de pointe sont associées aux heures de plus forte demande, auxquelles
- 11 est appliqué un prix plus élevé, tandis que les périodes hors pointe sont associées à des
- 12 heures de plus faible demande auxquelles un prix plus faible est attribué.

Figure 2
Illustration de l'application des prix de la TDT
comparativement au tarif de base

Jour de semaine



1 À la différence de la TD existante qui vise une gestion de la fine pointe hivernale, la TDT
2 présente une structure de prix prédéterminée qui s'applique durant l'ensemble des heures de
3 l'année. La structure prévisible de la TDT encouragerait ainsi la clientèle à modifier ses
4 comportements de façon durable plutôt qu'à modifier sa consommation uniquement de façon
5 ponctuelle, sur un nombre d'heures limité et à la demande du Distributeur. Ainsi, la TDT
6 pourrait convenir davantage aux consommateurs domestiques ayant une plus grande
7 consommation puisque ceux-ci sont plus enclins à avoir des usages plus facilement
8 déplaçables sur une base régulière, tels que la recharge de véhicules électriques (les « VÉ »).
9 La TD existante pourrait quant à elle davantage intéresser les clients domestiques ayant une
10 plus petite consommation puisque ceux-ci n'ont généralement que des usages hivernaux plus
11 facilement déplaçables, comme le chauffage des espaces. L'ajout de ce tarif permettrait de
12 diversifier l'offre du Distributeur et de répondre à la volonté des clients souhaitant réaliser des
13 gestes au quotidien, comme énoncé à la section 4.1.2, contribuant ainsi à augmenter le bassin
14 de clients prêts à déplacer une partie de leur charge à l'extérieur des périodes de plus forte
15 demande. Ainsi, les clients adhérant à la TDT, notamment les propriétaires de VÉ, auraient un
16 incitatif à mieux gérer quotidiennement leur consommation d'électricité et, par conséquent,
17 pourraient bénéficier d'une réduction de leur facture d'électricité.

18 La proposition d'une TDT répond à la priorité 2 du Plan d'action 2035, c'est-à-dire d'aider la
19 clientèle à faire une meilleure consommation de l'énergie. Elle s'inspire par ailleurs de la *Piste*
20 *de solution 1* proposée par la Régie dans son *Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer*
21 *les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*⁸ (l'« Avis »), publié en
22 juin 2017 en réponse à une demande du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles.

23 La TDT serait offerte à l'ensemble de la clientèle admissible au tarif D en 2026, pour une
24 adhésion sur une base volontaire.

4.1.1. Éléments considérés pour l'élaboration d'une TDT

Besoins du Distributeur

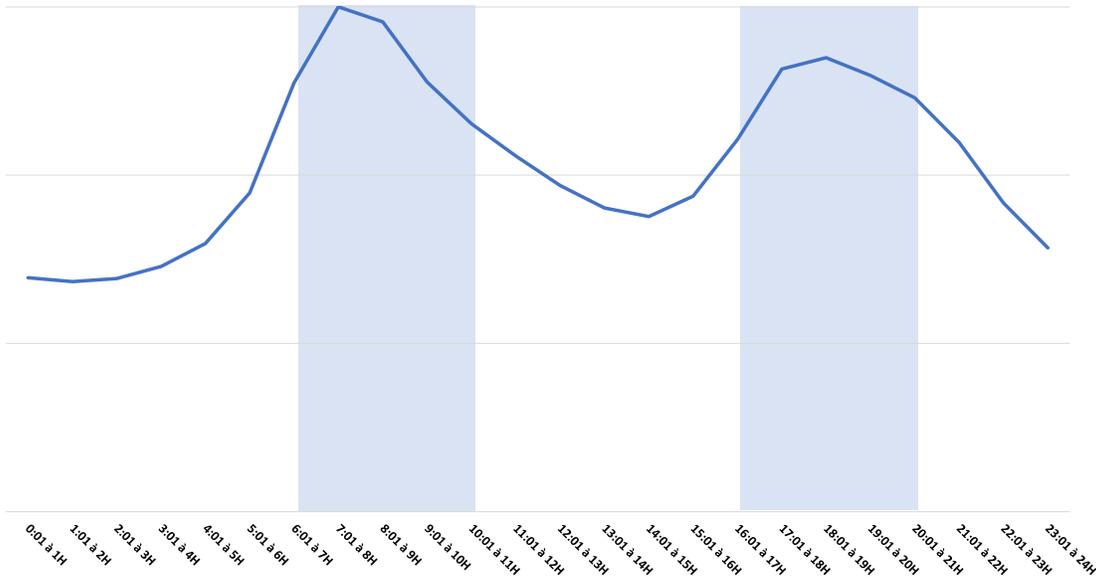
25 Dans un contexte de décarbonation et d'électrification de l'économie, le Distributeur fait face
26 à un rehaussement de la demande prévue qui résulte en un resserrement de ses bilans
27 énergétiques⁹. Pour répondre à la demande à venir, le Distributeur s'attend à devoir acquérir
28 des volumes importants d'énergie et de puissance. L'ajout d'une TDT à son portefeuille
29 existant représente donc un outil additionnel pour réduire ses besoins durant les heures où le
30 réseau est le plus fortement sollicité.

31 À titre illustratif, les figures 3 et 4 présentent le profil de demande horaire moyen du
32 Distributeur, sur une période de 24 heures. Pour la période hivernale, les deux périodes de
33 pointe correspondent aux heures de plus forte consommation de l'ensemble de la clientèle,
34 soit les plages horaires de 6 h à 10 h et de 16 h à 20 h.

⁸ [Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel| Perspectives 2030](#), 7 juin 2017.

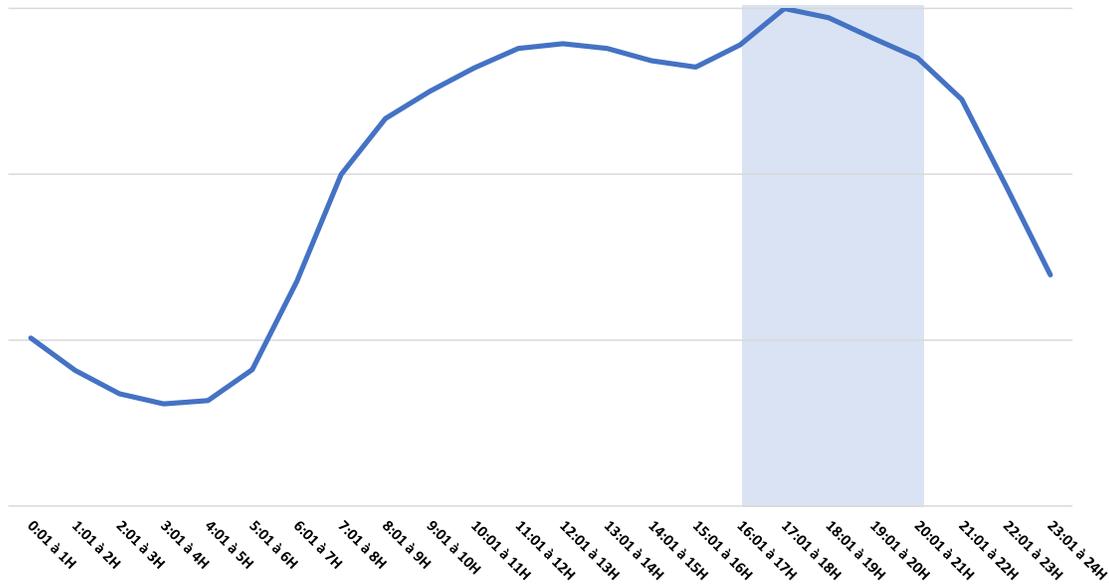
⁹ Voir : [État d'avancement 2023](#) du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* (l'« État d'avancement 2023 »).

Figure 3
Profil de demande horaire moyen durant la période d'hiver
(pour l'ensemble du réseau)



- 1 Considérant ce profil de demande, le Distributeur est d'avis que des tarifs ou options tarifaires
- 2 visant une diminution de la consommation durant ces deux périodes de quatre heures et un
- 3 déplacement de cette consommation vers d'autres périodes moins chargées permettront de
- 4 réduire les besoins en puissance à la pointe de l'hiver et contribueront à réduire les coûts pour
- 5 l'ensemble de sa clientèle.
- 6 Pour la période estivale, une seule période de pointe, soit la plage horaire de 16 h à 20 h,
- 7 permet d'englober les heures de plus forte consommation de l'ensemble de la clientèle.
- 8 Compte tenu de la croissance anticipée des VÉ, le maintien durant l'été de la période de pointe
- 9 du soir permet un déplacement continu de la recharge des VÉ vers les heures où le réseau
- 10 est le moins sollicité.

Figure 4
Profil de demande horaire moyen durant la période d'été
(pour l'ensemble du réseau)



Principes tarifaires

- 1 Les principes tarifaires suivants ont guidé le Distributeur dans l'élaboration de son offre
 2 de TDT :
- 3 • **Neutralité tarifaire** : calibrage neutre de la structure de la TDT par rapport au tarif D
 4 afin que les clients participants aient une facture similaire à celle du tarif D s'ils ne
 5 modifient pas leur comportement ;
 - 6 • **Efficienc**e : établissement de signaux de prix contribuant à une utilisation judicieuse
 7 de l'électricité et à la modification pérenne des habitudes de consommation et
 8 décourageant le gaspillage ;
 - 9 • **Simplicité** : tarif compréhensible pour la clientèle, cohérent par rapport au tarif D et
 10 peu propice à l'interprétation.

Signal de coûts évités

11 Les tarifs du Distributeur sont calibrés pour lui permettre de récupérer ses coûts et c'est à
 12 travers la structure de ses tarifs que le Distributeur transmet un signal de prix aux
 13 consommateurs, les incitant à faire une utilisation judicieuse de l'électricité. Pour ce faire,
 14 les coûts évités, lesquels reflètent les coûts des nouveaux approvisionnements nécessaires
 15 pour satisfaire les besoins du Distributeur, servent de balise dans l'établissement de ce signal
 16 de prix.

17 En premier lieu, l'introduction d'une TDT permet de réduire sur le long terme la demande en
 18 puissance et, par le fait même, le besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme
 19 en puissance. Pour refléter cet aspect, le coût évité en puissance de long terme de

1 164 \$/kW-an (\$ 2025)¹⁰ a été considéré comme balise supérieure pour encourager plus
2 fortement les clients à modifier leurs habitudes de consommation en période de pointe.

3 En deuxième lieu, la TDT proposée permet au Distributeur de réduire le coût de ses achats en
4 énergie sur les marchés de court terme. Le déplacement de la consommation de l'énergie hors
5 des heures de pointe permet au Distributeur de moduler différemment ses achats sur les
6 marchés pour combler les besoins en électricité et, ainsi, réduire ses coûts.

7 Afin de créer un incitatif fort pour encourager les clients à déplacer leur consommation des
8 heures de pointe vers les heures hors pointe, le Distributeur considère que le prix en période
9 de pointe doit être significativement plus élevé que celui en période hors pointe. Pour ce faire,
10 le Distributeur a tenu compte des coûts évités horaires pour l'ensemble de l'hiver¹¹, déposés
11 dans la pièce de HQD-3, Document 3, pour définir le prix associé à la période de pointe en
12 hiver et ainsi envoyer un signal qui reflète les prix des marchés de court terme.

4.1.2. Consultation auprès de la clientèle et balisage

13 Au cours de l'hiver 2022-2023, le Distributeur a tenu une consultation auprès de clients ayant
14 des abonnements aux tarifs D et G¹² sous forme de groupes de discussion¹³. Afin de favoriser
15 la participation et obtenir l'opinion de clients potentiels à la TDT, le Distributeur a sélectionné,
16 pour cette consultation, des clients potentiellement très ou assez intéressés par une nouvelle
17 option de TD qui pourrait les aider à mieux gérer leur consommation d'électricité et, ainsi,
18 potentiellement réduire leur facture d'électricité. Cette consultation visait à :

- 19 • sonder la compréhension, valider l'intérêt et identifier les préférences de la clientèle à
20 l'égard de la TDT et de ses différentes déclinaisons ;
- 21 • connaître la déclinaison préférée de la TDT de chacun des clients par rapport aux
22 options actuelles de TD ;
- 23 • jauger si les clients actuellement à la TD auraient l'intention de faire la transition vers
24 la TDT et, s'il y a lieu, identifier les motivations derrière ce choix.

25 Dans le cadre de ces groupes de discussion, le Distributeur a présenté trois variantes de TDT
26 qui prenaient compte de ses besoins en approvisionnement, des conditions des réseaux de
27 distribution et de transport, de la prévision de la demande, ainsi que de leur cohérence avec
28 les offres existantes. Ces trois variantes de TDT et les résultats de la consultation sont
29 présentés à l'Annexe B.

30 De plus, le Distributeur a effectué un balisage afin de comparer sa proposition à ce qui se fait
31 actuellement sur le marché. Pour ce faire, il a accordé une importance particulière aux offres

¹⁰ Voir la pièce HQD-3, Document 3, section 1.3.

¹¹ Voir : *Supra* note 9 ([État d'avancement 2023](#)), page 42.

¹² Parmi ces groupes, six étaient composés de clients résidentiels, soit quatre groupes de clients qui ne sont pas inscrits à la TD, un groupe de clients inscrits au crédit hivernal et un autre groupe de clients inscrits au tarif Flex D, et deux étaient composés de clients commerciaux.

¹³ En raison de la nature qualitative de ces groupes, les résultats obtenus ne peuvent être généralisés de manière statistique aux différentes cibles dans la population générale. Cependant, il est possible de tirer des conclusions fermes sur un grand nombre de thèmes abordés lors des discussions, lorsque les opinions des différents participants convergent.

1 de TDT en vigueur et en cours de développement chez les distributeurs canadiens, dont ceux
2 de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique. Les détails et résultats de
3 ce balisage sont présentés à l'Annexe C.

4.1.3. Structure proposée

4 Eu égard à ses besoins d'approvisionnement, aux commentaires provenant de la clientèle
5 sondée, à la priorité 2 du Plan d'action 2035 ainsi qu'aux pistes de solution proposées par la
6 Régie dans son Avis, plus particulièrement les pistes de solution 1 et 18, le Distributeur
7 propose l'introduction d'une TDT pour la clientèle admissible au tarif D (le « tarif D différencié
8 dans le temps »¹⁴), soit une TDT qui s'applique sur toute l'année et qui incorpore un très bas
9 prix la nuit. Cette nouvelle structure de tarif est calibrée comme étant neutre lorsque comparée
10 au tarif D prévu au 1^{er} avril 2025.

11 La structure proposée a pour avantage d'encourager la clientèle, par l'entremise de
12 l'application d'un très bas prix, à déplacer les usages facilement déplaçables durant la nuit,
13 comme la recharge de VÉ, et ce, tous les jours de l'année, pérennisant ainsi les bons
14 comportements en matière de consommation d'électricité. En effet, la proposition de TDT du
15 Distributeur est établie de façon à être particulièrement attrayante pour la recharge de VÉ,
16 compte tenu de la part importante de l'électrification des transports dans la croissance
17 anticipée des ventes du secteur résidentiel.

18 Le Distributeur est d'avis que l'introduction d'une structure de TDT incitant la clientèle à
19 déplacer leurs usages énergivores la nuit est essentielle à l'atteinte des objectifs du
20 Plan d'action 2035. Il est également d'avis que ses démarches en matière de
21 commercialisation et de communication permettront de conscientiser davantage les clients à
22 poser les bons gestes aux bons moments, permettant ainsi de diminuer la demande en
23 périodes de plus forte sollicitation du réseau, tout en maximisant le potentiel d'économies sur
24 leurs factures d'électricité. Par ailleurs, la proposition de TDT fait écho à la volonté du
25 Distributeur, exprimée dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2023-2032*, de mettre en
26 place des mesures lui permettant de gérer l'impact de l'intégration des VÉ sur son réseau et
27 d'inciter les clients à mieux consommer¹⁵. Elle constitue par ailleurs la première initiative
28 directe du Distributeur visant le déplacement de la recharge des VÉ hors des périodes de
29 pointe¹⁶.

30 Le Distributeur considère que l'introduction de la TDT est essentielle afin de répondre à la
31 volonté de la clientèle domestique d'avoir accès à un tarif l'encourageant à modifier ses
32 habitudes de consommation de façon pérenne, tout en lui offrant la possibilité de réaliser
33 davantage d'économies que celles permises par les tarifs et options présentement disponibles,
34 permettant par le fait même au Distributeur d'ajouter un moyen différent à son portefeuille.

¹⁴ Ce libellé est utilisé aux fins de la présente preuve. Il pourrait être sujet à modification au moment de sa commercialisation.

¹⁵ Dossier R-4210-2022 Phase 1, Notes sténographiques de l'audience du 13 juin 2023 par visioconférence – Volume 3 ([pièce A-0053](#)), page 54.

¹⁶ Décision [D-2023-109](#) (R-4210-2022 Phase 1), paragraphe 146.

1 En ce qui concerne la clientèle au tarif G, eu égard aux résultats de la consultation démontrant
 2 un intérêt très limité envers ce type de tarification, le Distributeur conclut que l'introduction
 3 d'une TDT pour cette clientèle n'est pas opportune à l'heure actuelle.

4 La proposition de libellé et des modalités du tarif D différencié dans le temps est présentée à
 5 la pièce HQD-6, Document 2.

Tarif différencié dans le temps pour la clientèle admissible au tarif D

6 Les principales caractéristiques du tarif D différencié dans le temps sont présentées au
 7 tableau 6.

Tableau 6
Principales caractéristiques du tarif D différencié dans le temps proposé

Caractéristiques	Hiver - 1er décembre au 31 mars	Été - 1er avril au 30 novembre
Application		
Période de pointe	AM et PM	PM
Période hors pointe	Toute l'année	Toute l'année
Période de nuit	Toute l'année	Toute l'année
Jours de la semaine		
Période de pointe	Lundi au vendredi*	Lundi au vendredi*
Période hors pointe	Tous les jours	Tous les jours
Période de nuit	Tous les jours	Tous les jours
Plages horaires		
Période de pointe	6 h - 10 h et 16 h - 20 h	16 h - 20 h
Période hors pointe (semaine)	10 h - 16 h et 20 h - 23 h	6 h - 16 h et 20 h - 23 h
Période hors pointe (fins de semaine et fériés)	6 h - 23 h	6 h - 23 h
Période de nuit	23 h - 6 h	23 h - 6 h
Nombre d'heures		
Période de pointe	664	676
Période hors pointe	1 393	3 472
Période de nuit	846	1 709

* Excluant les jours fériés.

8 Afin de maintenir la neutralité tarifaire de cette nouvelle offre par rapport au tarif D et d'envoyer
 9 un signal de prix favorisant l'ÉÉ, le maintien d'un seuil à la 1^{re} tranche d'énergie applicable aux
 10 périodes prédéfinies est nécessaire. Le maintien de ce seuil permet également au Distributeur
 11 de facturer la consommation correspondant aux usages de base à un plus bas prix que celui
 12 pour le reste de la consommation. Ainsi, pour l'établissement des seuils de la 1^{re} tranche des
 13 périodes prédéfinies, le Distributeur s'est appuyé sur le nombre de kWh dédiés au seuil de la
 14 1^{re} tranche d'énergie du tarif D (40 kWh/jour). Ensuite, il a réparti, au prorata, le nombre de
 15 kWh en fonction du nombre d'heures associées à chaque plage horaire prédéfinie en été et
 16 en hiver.

17 Comme mentionné à la section 4.1.1, afin d'établir le prix applicable à la 2^e tranche en période
 18 de pointe hivernale de la TDT, le Distributeur a utilisé les coûts évités en puissance et en
 19 énergie comme balise maximale. D'une part, un coût évité en énergie de 9,5 ¢/kWh est utilisé,
 20 ce qui correspond à la moyenne des coûts horaires durant la période hivernale. D'autre part,
 21 une portion du coût évité total en puissance de 164 \$/kW-an est ajouté au coût en énergie.

1 Ensuite, afin d’inciter le déplacement de la consommation durant la nuit, un très bas prix est
 2 appliqué. Le Distributeur précise que ce prix est supérieur au coût moyen de fourniture de
 3 l’électricité patrimoniale et post-patrimoniale de 4,54 ¢/kWh¹⁷.

4 En ce qui a trait aux prix en période d’été, afin de permettre à la clientèle de pérenniser ses
 5 bons comportements et d’avoir l’opportunité de réaliser davantage d’économies sur sa facture
 6 d’électricité, un signal de prix fort, mais légèrement moins prononcé qu’en hiver, est également
 7 appliqué lors des périodes de pointes estivales.

8 Finalement, les prix obtenus sont affinés afin d’obtenir une structure cohérente et neutre par
 9 rapport au tarif D tout en permettant un fort ratio¹⁸ entre le prix en périodes de pointe et le prix
 10 applicable durant la nuit et, par le fait même, offrir la juste valeur à la consommation déplacée.

11 Le tableau 7 présente la structure du tarif D différencié dans le temps.

Tableau 7
Structure du tarif D différencié dans le temps¹⁹

Structure et prix	Hiver			Été			Tarif D
	Pointe (AM/PM)	Hors pointe	Nuit	Pointe (PM)	Hors pointe	Nuit	
<i>Frais d’accès au réseau (¢/jour)</i>	46,154						
<i>Seuil 1^{re} tranche (kWh/jour)</i>	10	20	10	5	20	15	40
<i>Prix de l’énergie 1^{re} tranche (¢/kWh)</i>	10,272	5,737	4,972	8,742	6,905	4,972	6,905
<i>Prix de l’énergie 2^e tranche (¢/kWh)</i>	21,964	8,851		18,576	10,652		10,652

Évaluation des économies potentielles

12 La nouvelle offre de tarif D différencié dans le temps incite les clients participants à déplacer
 13 leur consommation en dehors des heures de pointe. Les économies potentielles dépendent
 14 principalement :

- 15 • du profil de consommation des clients ;
- 16 • du montant de la facture annuelle des clients ;
- 17 • des efforts réalisés pour déplacer les usages en dehors des périodes de pointe ;
- 18 • des outils dont disposent les clients (thermostats connectés, bornes de recharge
 19 connectées, etc.).

¹⁷ Voir la pièce HQD-5, Document 1, tableau 9.1.
¹⁸ Le Distributeur est d’avis que le ratio de 4,4 entre le prix applicable durant les heures de pointe et les heures de la nuit en hiver est en phase avec la littérature tarifaire et incitera les clients à déplacer une partie de leur consommation des périodes de pointe vers les heures de la nuit.
¹⁹ La structure du tarif D différencié dans le temps calibré neutre par rapport au tarif D prévu au 1^{er} avril 2025.

1 Ainsi, comparativement au tarif D, le tarif D différencié dans le temps peut permettre aux
2 clients qui ont les bons comportements de réaliser des économies sur leur facture d'électricité.
3 Le déplacement de la consommation en dehors des heures de pointe peut provenir,
4 entre autres :

- 5 • du déplacement de la période de recharge d'un VÉ ;
- 6 • de l'abaissement de la température de consigne du chauffage électrique en hiver lors
7 des périodes de pointe dans l'ensemble de la résidence ;
- 8 • du déplacement ou de la réduction de l'utilisation de l'eau chaude ;
- 9 • du contrôle de la climatisation en été durant les périodes de pointe.

10 Par exemple, un client propriétaire d'un VÉ inscrit au tarif D différencié dans le temps peut
11 réaliser des économies importantes, comparativement au tarif D, en déplaçant l'ensemble de
12 sa recharge durant la période de nuit. En effet, pour une consommation annuelle moyenne
13 d'environ 3 700 kWh associée à la recharge, un client pourrait bénéficier d'une économie
14 d'environ 105 \$/année²⁰.

Opérationnalisation et commercialisation

15 Le Distributeur demande la fixation du tarif D différencié dans le temps, dont la mise en vigueur
16 est prévue en 2026. Cela s'avère nécessaire pour adapter le système informatique et préparer
17 la commercialisation²¹ de cette nouvelle offre.

18 Par ailleurs, afin de favoriser et faciliter l'inscription des nouveaux clients, le Distributeur entend
19 notamment :

- 20 • poursuivre les communications à l'ensemble de la clientèle afin d'améliorer la
21 compréhension de l'offre TDT et de favoriser l'adoption de bons comportements visant
22 à diminuer la consommation durant les périodes de pointe ;
- 23 • faciliter le processus de décision pour s'inscrire ou migrer à l'offre TDT,
24 notamment avec des outils d'aide à la décision numériques personnalisés ;
- 25 • accroître la compatibilité des appareils pouvant être connectés à la centrale électrique
26 virtuelle (la « CÉV ») et offrir des appuis financiers²² pour ce type d'appareils afin
27 d'automatiser la participation des clients aux événements de pointe, réduisant ainsi
28 l'effort requis de leur part.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la fixation du tarif D différencié dans le temps, dont les modalités d'adhésion seraient appliquées à compter du 1^{er} décembre 2026.

²⁰ Recharge calculée au prix de la deuxième tranche du tarif D et au prix applicable lors des périodes de nuit.

²¹ L'envergure globale des coûts est estimée à environ 15 M\$. Cela inclut le développement de la solution TI, l'augmentation de la charge de travail en téléphonie ainsi que la commercialisation et le marketing.

²² Voir à cet effet la section 3 de la pièce HQD-2, Document 2.2.

4.2. Propositions de modification des options de TD pour les clientèles domestique et de petite puissance

4.2.1. Contexte et objectifs

1 À la suite de la décision D-2019-027²³, le Distributeur a introduit deux options de TD, soit le
2 crédit de pointe critique (le « crédit hivernal ») et le tarif de pointe critique (le « tarif Flex ») sur
3 une base volontaire pour les clientèles domestique et de petite puissance. Ces deux options
4 ont été déployées de manière progressive pendant les trois premiers hivers d'application,
5 soit de 2019-2020 à 2021-2022, afin d'offrir un accompagnement optimal à la clientèle, pour
6 ensuite être offertes à l'ensemble des clients admissibles à compter de l'hiver 2022-2023.

7 Parallèlement, Hydro-Québec a lancé en octobre 2019 sa filiale Hilo²⁴, qui offre un service de
8 maison intelligente²⁵. La clientèle inscrite au service Hilo reçoit une récompense en argent
9 pour les bons comportements qu'elle adopte en périodes de pointe hivernale. Ces
10 comportements sont facilités par l'installation d'appareils connectés et une assistance à
11 distance. En juin 2024, l'intégration complète des activités de la filiale chez Hydro-Québec a
12 été annoncée²⁶.

13 Les offres de TD, ainsi que l'offre Hilo, visent une gestion de la fine pointe hivernale pour les
14 ménages en mesure de déplacer leur consommation d'énergie hors des périodes de pointe à
15 la demande du Distributeur.

16 Dans l'intention d'innover et de poursuivre l'effort déployé pour inciter la clientèle à consommer
17 moins et au bon moment tel qu'énoncé dans la priorité 2 du Plan d'action 2035, le Distributeur
18 revoit les modalités applicables aux options de TD offertes aux tarifs D et G. En outre,
19 cette révision permet de simplifier et de rendre plus attractives les offres disponibles et ainsi
20 d'encourager davantage la clientèle admissible à s'y inscrire.

21 Par ailleurs, le Distributeur précise vouloir faire évoluer l'offre Hilo afin que les clients qui y
22 sont inscrits soient éventuellement rémunérés par le biais d'une option de TD.

²³ Décision [D-2019-027](#) (R-4057-2018 Phase 1), paragraphe 811.

²⁴ Communiqué de presse : [L'énergie devient intelligente avec Hilo, nouvelle marque d'Hydro-Québec.](#)

²⁵ Voir la pièce HQD-2, Document 2.2.

²⁶ Communiqué de presse : [Intégration d'Hilo au sein d'Hydro-Québec.](#)

4.2.2. Portrait des clientèles domestique et de petite puissance à la TD

- 1 L'évolution des inscriptions aux options de TD est présentée au tableau 8.
- 2 Bien que le nombre de clients soit significativement moindre par rapport au crédit hivernal,
- 3 la part de clients TD inscrits au tarif Flex D demeure stable depuis son introduction.

Tableau 8
Inscriptions à la TD au 31 mars 2020 à 2024 - Clientèle domestique

	Crédit hivernal		Flex D		Total
	Nombre	Part (%)	Nombre	Part (%)	Nombre
31 mars 2020	17 072	88 %	2 359	12 %	19 431
31 mars 2021	52 051	86 %	8 188	14 %	60 239
31 mars 2022	141 791	90 %	16 015	10 %	157 806
31 mars 2023	201 529	89 %	25 390	11 %	226 919
31 mars 2024	271 165	89 %	33 673	11 %	304 838

4 L'effacement moyen rémunéré par client domestique inscrit aux options de TD est de 0,8 kW
5 par événement de pointe pour l'hiver 2023-2024, représentant une économie moyenne pour
6 la période hivernale de 25 \$ pour le crédit hivernal et estimée à 67 \$ pour le tarif Flex D en
7 fonction des données disponibles.

8 Sur l'ensemble des quatre hivers, 71 %²⁷ des clients inscrits au tarif Flex D ont indiqué un
9 niveau de satisfaction élevé, comparativement à 61 % pour les clients inscrits au crédit
10 hivernal²⁸.

11 Le tableau 9 présente l'évolution des inscriptions à la TD pour la clientèle de petite puissance.

Tableau 9
Inscriptions à la TD aux 31 mars 2020 à 2024 - Clientèle de petite puissance

	Crédit hivernal		Flex G		Total
	Nombre	Part (%)	Nombre	Part (%)	Nombre
31 mars 2020	358	94 %	24	6 %	382
31 mars 2021	377	96 %	17	4 %	394
31 mars 2022	594	94 %	39	6 %	633
31 mars 2023	669	93 %	47	7 %	716
31 mars 2024	992	94 %	66	6 %	1 058

²⁷ Calculé sur la base de la moyenne des résultats des sondages pour les périodes d'hivers 2019-2020 à 2022-2023.

²⁸ Les résultats ne sont pas disponibles pour la clientèle de petite puissance adhérant à la TD, en raison du faible taux de réponse aux questions posées.

1 Pour l'hiver 2023-2024, l'effacement moyen rémunéré des clients de petite puissance
2 participant au crédit hivernal ou au tarif Flex G est de 0,4 kW par événement de pointe, ce qui
3 se traduit par des économies annuelles moyennes respectives de 23 \$ et estimée à 41 \$ par
4 client en fonction des données disponibles.

4.2.3. Révision des offres de TD

5 Le crédit hivernal et le tarif Flex sont les premières offres de TD commercialisées par le
6 Distributeur à l'ensemble des clientèles domestique et de petite puissance. Le crédit hivernal
7 se veut une option sans risque pour le client, appliquée en sus du tarif de base, tandis que le
8 tarif Flex vise une clientèle moins averse au risque et désireuse de potentiellement faire plus
9 d'économies sur sa facture. Au crédit hivernal, l'économie octroyée au client est établie sur un
10 calcul de l'effacement par rapport à une consommation de référence estimée, alors qu'au
11 tarif Flex, elle repose sur des données de consommation mesurées.

12 L'expérience des derniers hivers a démontré qu'un certain nombre de participants inscrits au
13 crédit hivernal interviennent sur leur consommation de référence afin d'augmenter indûment
14 le crédit octroyé sur leur facture d'électricité. Pour cette raison, le Distributeur désire ajuster la
15 méthode d'estimation applicable au crédit hivernal et entend favoriser dans l'avenir des tarifs
16 dynamiques pour lesquels la consommation est mesurée. En effet, le recours au tarif mesuré
17 élimine la complexité associée à l'estimation de la référence, ce qui rend le tarif plus
18 compréhensible et transparent pour la clientèle.

19 Toutefois, bien que les économies associées au tarif Flex soient supérieures en moyenne à
20 celles du crédit hivernal pour l'ensemble des clientèles, les clients sont tout de même réticents
21 à s'y inscrire. Ainsi, afin d'augmenter l'attractivité du tarif Flex et d'encourager davantage les
22 clients à s'y inscrire, le Distributeur revoit quelques-unes de ses modalités.

23 Par ailleurs, en lien avec l'intégration de la filiale Hilo, les abonnements à l'offre Hilo seront
24 transférés ou invités à l'option de crédit hivernal en prévision du 1^{er} avril 2025, lequel
25 s'apparente à leur offre actuelle. Les clients auraient également la possibilité de migrer vers le
26 tarif Flex, s'ils le souhaitent. Afin d'accélérer l'adoption d'équipements connectés à la CÉV
27 d'Hilo, le Distributeur introduit un programme d'aide financière à l'achat d'équipements
28 connectés pour la clientèle domestique inscrite à la TD qui adhère aussi au Programme Hilo
29 comme mentionné dans la pièce HQD-2, Document 2.2.

Révision des modalités du crédit hivernal²⁹

30 Le Distributeur propose la révision de six modalités du crédit hivernal applicables dès le
31 1^{er} avril 2025 aux clientèles domestique et de petite puissance, soit :

- 32 1. La prolongation de la plage du matin d'une heure, afin d'harmoniser la période de
33 pointe aux heures de plus forte consommation de l'ensemble du réseau durant la
34 période hivernale ;

²⁹ Cette appellation est sujette à modification pour la commercialisation.

- 1 2. L'augmentation du nombre d'heures d'appel maximal de 100 heures à 120 heures³⁰,
- 2 afin d'acquérir une plus grande disponibilité dans l'utilisation des moyens de gestion
- 3 mis à la disponibilité du Distributeur lors des pointes hivernales ;
- 4 3. L'ajout de la transmission des avis d'événement de pointe par le biais d'une notification
- 5 poussée sur l'application mobile Hydro-Québec ou Hilo avant 17 h le jour précédant
- 6 l'événement de pointe, afin de rejoindre plus efficacement les clients ;
- 7 4. Le retrait du seuil minimal d'effacement (de 2 kWh à 0 kWh), afin de valoriser tous les
- 8 efforts faits par les clients participants ;
- 9 5. L'application d'un plafond proportionnel pour les effacements de 40 kWh et plus par
- 10 événement, afin de limiter les gains indus au crédit hivernal par la méthode dite
- 11 « 3 de 5 »³¹.
- 12 6. La méthode d'estimation des effacements est maintenue pour les effacements
- 13 inférieurs à 40 kWh par événement. Pour les effacements de 40 kWh et plus par
- 14 événement, un plafond sur l'ajustement de température associé à la méthode
- 15 « 3 de 5 » est désormais appliqué. L'ajustement apporté à la méthode « 3 de 5 » vise
- 16 à limiter l'optimisation malveillante en considérant le profil de consommation du
- 17 participant.

18 Le sommaire des nouvelles modalités proposées relatives à l'option de crédit hivernal et la
 19 comparaison avec les modalités actuelles est présenté au tableau 10.

Tableau 10
Sommaire des modalités révisées au crédit hivernal

Caractéristiques	Modalités actuelles	Modalités proposées
<i>Plages horaires*</i>		
Période de pointe AM	6 h 00 à 9 h 00	6 h 00 à 10 h 00
Période de pointe PM	16 h 00 à 20 h 00	16 h 00 à 20 h 00
<i>Nombre d'heures d'appel maximal par période d'hiver</i>	100	120
<i>Effacement</i>		
Seuil d'effacement minimal	2 kWh	Aucun
Effacement maximal par événement	Aucun	Plafond proportionnel pour effacement supérieur à 40 kWh/ événement
<i>Avis d'événement de pointe</i>		
Mode de transmission	Courriel	Application mobile / courriel

*Hiver : 1^{er} décembre au 31 mars inclusivement.

³⁰ Pour un maximum de 30 événements par période hivernale.

³¹ Pour plus de détails sur la méthode « 3 de 5 », voir : Dossier R-4057-2018 Phase 1, HQD-14, Document 1.1 ([B-0062](#)), réponse à la question 45.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, page 125.

Structure proposée pour le crédit hivernal

1 Le Distributeur maintient l'application du crédit hivernal, en sus du tarif de base,
2 comme proposé dans sa forme initiale. Lors de l'introduction du crédit hivernal, le coût évité
3 de long terme en puissance a servi de balise supérieure afin de déterminer le montant maximal
4 pouvant être octroyé au client en échange d'un service d'effacement en périodes de fine
5 pointe. Une portion du coût évité a été utilisée afin d'établir le crédit offert aux clients pour un
6 effacement de 100 h en période de pointe.

7 Au 1^{er} avril 2024, comme le prévoit la Loi sur la simplification, le taux d'indexation des prix des
8 tarifs domestiques, dont le crédit hivernal au tarif D, a été plafonné à 3 %, tandis que
9 l'indexation appliquée aux tarifs de petite et de moyenne puissance a été fixée à 5,1 %.
10 Conséquemment, le crédit hivernal associé aux tarifs D et G a connu une croissance
11 différenciée. Par souci de cohérence et de continuité, le Distributeur applique le même
12 ajustement tarifaire.

13 Toutefois, puisque le Distributeur propose d'augmenter le nombre d'heures d'appel maximal
14 par période d'hiver de 100 à 120 heures, la rémunération offerte à la clientèle domestique pour
15 le crédit hivernal passe à 68 \$/kW-hiver au 1^{er} avril 2025, équivalant à un crédit pour
16 effacement de 57 ¢/kWh multiplié par 120 h. Pour le crédit hivernal applicable aux clients de
17 petite puissance, la rémunération offerte passe à 73 \$/kW-hiver au 1^{er} avril 2025, équivalant à
18 un crédit pour effacement de 60 ¢/kWh par période de pointe multiplié par 120 h.

Révision des modalités du tarif Flex³²

19 Le Distributeur propose la révision de cinq modalités du tarif Flex, applicables dès le
20 1^{er} avril 2025 à la clientèle au tarif D ³³ :

- 21 1. La prolongation d'une heure de la plage associée à la pointe du matin. L'allongement
22 de la période de pointe du matin vise à adapter celle-ci aux heures de plus forte
23 consommation de l'ensemble du réseau durant la période hivernale ;
- 24 2. L'augmentation du nombre d'heures d'appel maximal de 100 heures à 120 heures³⁴
25 afin d'acquiescer une plus grande flexibilité dans l'utilisation des moyens de gestion mis
26 à la disponibilité du Distributeur lors des pointes hivernales ;
- 27 3. L'ajout de la transmission des avis d'événement de pointe par le biais d'une notification
28 poussée sur l'application mobile Hydro-Québec ou Hilo avant 17 h le jour précédant
29 l'événement de pointe, afin de rejoindre plus efficacement les clients et modification du
30 délai de transmission de l'envoi par courriel ;
- 31 4. L'ajout de la possibilité que les événements de pointe puissent désormais survenir la
32 fin de semaine ;

³² Cette appellation est sujette à modification pour la commercialisation.

³³ Pour les clients ayant une puissance maximale appelée inférieure à 50 kW.

³⁴ Pour un maximum de 30 événements par hiver.

1 5. L'ajout de la possibilité de s'inscrire au tarif Flex en tout temps, afin de faciliter
 2 l'expérience client³⁵.

3 Le sommaire des nouvelles modalités proposées relatives aux tarif Flex D et la comparaison
 4 avec les modalités actuelles est présenté au tableau 11.

Tableau 11
Sommaire des modalités révisées au tarif Flex D

Caractéristiques	Actuelles	Proposées
<i>Jours de la semaine</i>		
Événement de pointe AM et PM	Lundi au vendredi	Lundi au dimanche
<i>Plages horaires*</i>		
Période de pointe AM	6 h 00 à 9 h 00	6 h 00 à 10 h 00
Période de pointe PM	16 h 00 à 20 h 00	16 h 00 à 20 h 00
<i>Nombre d'heures d'appel maximal par période d'hiver</i>	100	120
<i>Autre</i>		
Période d'inscription	Avant le 20 novembre	À l'année
Mode de transmission	Courriel	Application mobile / courriel

* Hiver : 1^{er} décembre au 31 mars inclusivement.

Structure applicable au tarif Flex D

5 Le tarif Flex est neutre par rapport au tarif D applicable au 1^{er} avril 2025. Ainsi, les participants
 6 qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe auraient, en moyenne,
 7 la même facture annuelle qu'au tarif D. C'est donc en réduisant ou en déplaçant leur
 8 consommation des périodes de pointe vers les périodes hors pointe que les clients
 9 réaliseraient des économies sur leur facture annuelle.

10 Le Distributeur a calibré le tarif proposé en fonction de 110 heures d'appel, plutôt que le
 11 maximum de 120 heures, intégrant ainsi une solution avancée par la Régie dans sa décision
 12 D-2019-027³⁶. Le calibrage sur cette base permet de minimiser le biais favorable pour la
 13 clientèle participante dans le cas hypothétique où le Distributeur appellerait les clients moins
 14 de 120 heures par hiver.

15 Durant les périodes de pointe en hiver, la consommation serait facturée à un haut prix de
 16 45 ¢/kWh pour le tarif Flex D, tandis que le prix appliqué à la consommation en dehors des
 17 événements de pointe serait inférieur aux prix applicables au tarif D. Pour la période de pointe,
 18 le Distributeur propose une atténuation du signal de prix pour le tarif Flex D afin d'augmenter
 19 son attractivité. Pour la clientèle, la perception de risque associé au prix actuel de pointe est
 20 prépondérante sur le potentiel d'économies associé au bas prix de la période hors pointe.

³⁵ Le tarif Flex sera en vigueur le lendemain suivant l'acceptation d'Hydro-Québec.

³⁶ *Supra* note 23 (D-2019-027), paragraphes 809 à 811.

- 1 Ainsi, le Distributeur désire atténuer la perception de risque auprès de sa clientèle, tout en
2 maintenant un signal de prix approprié pour une période de fine pointe et vise l'atteinte d'un
3 niveau d'économie substantiel par l'introduction d'appareils connectés.
- 4 Le Distributeur propose également un prix en période de pointe avec un écart moins prononcé
5 par rapport au tarif D que celui de la structure actuelle, afin d'augmenter l'attractivité du tarif
6 Flex D. En période d'été, les prix du tarif Flex D sont identiques à ceux du tarif de base.
- 7 Le tableau 12 présente la structure du tarif Flex D qui prend en compte les éléments
8 mentionnés ainsi que la comparaison avec la structure du tarif actuel, projeté en fonction de
9 la hausse applicable au 1^{er} avril 2025.

Tableau 12
Structure du tarif Flex D au 1^{er} avril 2025

Composantes tarifaires	Tarif actuel projeté	Tarif proposé
Frais d'accès au réseau (¢/jour)	46,154	46,154
Période d'hiver :		
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40	40
Prix de l'énergie – 1 ^{re} tranche hors pointe (¢/kWh)	4,861	4,774
Prix de l'énergie – 2 ^e tranche hors pointe (¢/kWh)	8,359	8,699
Prix de l'énergie en pointe (¢/kWh)	56,786	45,088
Période d'été :		
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	40	40
Prix de l'énergie – 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	6,905	6,905
Prix de l'énergie – 2 ^e tranche (¢/kWh)	10,652	10,652

4.2.4. Opérationnalisation et commercialisation

- 10 Afin de favoriser l'inscription des nouveaux clients et d'accroître la performance des clients
11 déjà inscrits, le Distributeur entend notamment :
- 12 • poursuivre les communications à l'ensemble de la clientèle afin d'améliorer la
13 compréhension des offres TD et de favoriser l'adoption de bons comportements visant
14 à diminuer la consommation durant les périodes de pointe ;
 - 15 • faciliter le processus de décision pour s'inscrire ou migrer à l'une ou l'autre des offres
16 TD, notamment avec des outils d'aide à la décision numériques personnalisés ;
 - 17 • accroître la compatibilité des appareils pouvant être connectés à la CÉV et offrir des
18 appuis financiers³⁷ pour ce type d'appareils afin d'automatiser la participation des

³⁷ Voir à cet effet la section 3 de la pièce HQD-2, Document 2.2.

1 clients aux événements de pointe, réduisant ainsi l'effort requis de leur part et
2 augmentant la performance de l'effacement en moyenne.

4.2.5. Suivis des décisions

3 À la demande de la Régie³⁸, le Distributeur dépose annuellement un suivi administratif relatif
4 au déploiement des options de TD.

5 La Régie avait également demandé au Distributeur de tenir une séance de travail avec les
6 intervenants et le personnel technique de la Régie en lien avec le suivi des offres TD³⁹.
7 La séance de travail avait pour objectif de présenter les constats et résultats des analyses
8 effectués en vue de proposer des modifications de modalités. Compte tenu de l'adoption de la
9 Loi sur la simplification, la séance de travail n'a pas eu lieu.

10 En raison de l'expérience acquise par le Distributeur, de la fin de la phase de déploiement des
11 options de TD et de la révision des options de TD présentée ci-dessus, le Distributeur
12 considère que ces suivis sont caducs et ne déposera pas cet automne le suivi administratif
13 relatif au déploiement des options de TD.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver ses propositions de modification des options de TD pour les clientèles domestique et de petite puissance et de considérer les deux suivis mentionnés dans la présente section comme étant caducs et, ainsi, de mettre fin à ces suivis.

4.3. Nouveau tarif pour les surconsommateurs de la clientèle domestique⁴⁰

14 L'électricité est un bien collectif et une ressource précieuse que le Distributeur désire maintenir
15 abordable pour tous les ménages québécois. Au cours des dernières années, le Distributeur
16 a observé une croissance marquée de la consommation de certains usages accessoires par
17 la clientèle domestique ainsi qu'une hausse des demandes d'alimentation pour des
18 installations électriques dont l'intensité nominale du coffret de branchement principal est de
19 plus de 200 ampères (A).

20 La surconsommation contribue à l'accroissement des besoins en approvisionnement du
21 Distributeur. Tout nouvel approvisionnement coûte plus cher et a un impact à la hausse sur le
22 prix moyen de l'électricité. Dans le contexte énergétique actuel, il importe à Hydro-Québec
23 d'envoyer un signal clair aux surconsommateurs pour les inciter à mieux consommer l'énergie.
24 Ainsi, le Distributeur entend aller plus loin dans l'effort de sensibilisation et d'encadrement de
25 certaines catégories de clientèle qui consomment beaucoup d'électricité afin d'instaurer une
26 culture de l'ÉÉ chez cette clientèle.

³⁸ Décision [D-2020-055](#) (R-4100-2019), paragraphes 64 et 65.

³⁹ *Ibid.*, paragraphe 131.

⁴⁰ Clientèle résidentielle et agricole.

1 Afin de répondre à l'un des objectifs de la priorité 2 du Plan d'action 2035, soit celui d'élargir
2 ses offres tarifaires afin d'encourager les comportements souhaités, le Distributeur présente
3 les orientations d'un nouveau tarif domestique obligatoire pour les surconsommateurs facturés
4 aux tarifs D et DP qu'il entend appliquer à compter du 1^{er} avril 2027. Ce tarif aurait pour objectif
5 d'envoyer un signal de prix suffisamment incitatif pour amener les clients qui consomment de
6 gros volumes à revoir leur façon de consommer l'électricité, à consommer moins et au bon
7 moment.

8 Le Distributeur présente, dans les prochaines sections, la clientèle qui serait visée par ce
9 nouveau tarif ainsi que les orientations souhaitées quant à la structure de celui-ci. Le
10 Distributeur entend déposer en temps opportun la structure tarifaire cible et les modalités de
11 ce nouveau tarif.

4.3.1. Clientèle visée

12 Le tarif serait appliqué aux clients admissibles au tarif D qui consomment 50 000 kWh et plus
13 annuellement, ce qui représente près de trois fois la consommation moyenne des clients
14 domestiques actuels⁴¹. Un tel niveau de consommation peut notamment être associé, en tout
15 ou en partie, et à titre illustratif, à :

- 16 • une très grande superficie de maison ;
- 17 • un spa ;
- 18 • une piscine chauffée ;
- 19 • une entrée de garage chauffante ;
- 20 • une température de consigne élevée fixée en continu durant la période de chauffage,
21 et ce, dans toutes les pièces.

22 De plus, l'ensemble des clients facturés au tarif DP, soit ceux facturés pour leurs appels de
23 puissance excédant 50 kW, seraient également transférés à ce nouveau tarif.

24 À la première année d'application, le tarif pour les surconsommateurs s'appliquerait à 1 % des
25 clients qui consomment le plus, soit environ 50 000 clients.

26 Lors du dépôt du tarif, le Distributeur entend analyser la possibilité de revoir le seuil
27 d'application du tarif pour que celui-ci vise progressivement davantage de clients.

4.3.2. Orientations proposées

28 La clientèle ciblée par ce nouveau tarif consomme un volume d'énergie largement supérieur à
29 la consommation moyenne des autres clients domestiques. Le Distributeur est d'avis qu'un
30 tarif dont les prix sont différenciés dans le temps représente une structure adéquate pour
31 inciter les clients à adopter les bons comportements pour consommer moins et au bon
32 moment. En effet, ces clients ciblés ont un potentiel supérieur à déplacer et à réduire leur
33 consommation par rapport à la moyenne des ménages québécois.

⁴¹ À cet effet, voir le tableau 3.

1 Afin d'inciter la clientèle qui surconsomme à ajuster ses habitudes de consommation de façon
2 pérenne tout au long de l'année, le Distributeur propose d'introduire une TDT annuelle avec
3 des prix variant en fonction des périodes de pointe et hors pointe. Puisque les clients facturés
4 au tarif DP seraient visés par le tarif proposé, la structure inclurait une facturation de la
5 puissance consommée.

6 Le Distributeur entend calibrer ce nouveau tarif en cohérence avec le tarif D différencié dans
7 le temps proposé dans la section 4.1 pour les autres clients domestiques.

8 De plus, afin de transmettre un signal fort à la clientèle visée pour l'inciter à revoir sa façon de
9 consommer l'électricité et à entreprendre des actions afin d'abaisser sa consommation, sans
10 toutefois lui causer de choc tarifaire, le Distributeur entend instaurer, dès son introduction, une
11 majoration à la hausse applicable à ce tarif de 2 % annuellement par rapport à la hausse
12 prévue au tarif D. Cette majoration permettrait par ailleurs au Distributeur de récupérer
13 davantage ses coûts auprès de cette clientèle.

14 Par des gestes concrets, il serait alors possible aux clients de déplacer leur consommation
15 d'électricité à l'extérieur des heures de pointe, tels que :

- 16 • l'abaissement de la température de consigne du chauffage électrique dans l'ensemble
17 de la résidence ;
- 18 • la réduction de l'utilisation de l'eau chaude ;
- 19 • le contrôle de la climatisation;
- 20 • le déplacement de la période de recharge d'un VÉ.

21 Les clients ciblés auraient également l'opportunité d'adopter de bons comportements en EÉ
22 pour mitiger les impacts sur leur facture d'électricité et, ultimement, retourner au tarif D s'ils
23 abaissent leur consommation annuelle sous le seuil prescrit. Pour ce faire, ils devraient
24 prendre en charge leur consommation en revoyant leurs habitudes de consommation, entre
25 autres, en abaissant en hiver la température de consigne de 1 à 2°C, et même davantage dans
26 les pièces inoccupées, en investissant dans des systèmes leur permettant de réduire leur
27 consommation d'électricité, comme l'installation de thermopompes, ainsi qu'en s'assurant de
28 bien isoler leur spa et d'avoir des équipements efficaces pour leur piscine chauffée. Le
29 Distributeur offre d'ailleurs des appuis financiers pour plusieurs de ces mesures.

30 Le Distributeur précise que ce nouveau tarif ne viserait pas les MFR qui auront été identifiés
31 par voie d'autodéclaration. Il s'agit d'un processus d'identification similaire à celui déjà utilisé
32 par le Distributeur dans le cadre des ententes de paiement pour cette clientèle.

4.3.3. Programme d'assistance pour les surconsommateurs vulnérables

33 Le Distributeur entend être proactif et travailler avec les associations spécialisées pour
34 s'assurer que la clientèle plus vulnérable ne soit pas affectée par cette mesure.

1 De plus, le Distributeur désire améliorer le niveau d'accompagnement des programmes déjà
2 établis afin de mieux supporter la clientèle vulnérable qui serait concernée par la
3 surconsommation.

4.3.4. Évolution du tarif DP et suivi de décision

4 Puisque les clients du tarif DP seraient transférés au 1^{er} avril 2027 au nouveau tarif pour les
5 surconsommateurs présenté aux sections précédentes, le tarif DP serait abrogé à compter de
6 cette date. Par conséquent, le Distributeur ne dépose aucune proposition relativement à la
7 structure cible du tarif DP dans le cadre du présent dossier, comme demandé par la Régie
8 dans les décisions D-2018-025⁴² et D-2020-055⁴³.

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte des orientations à l'égard de la stratégie tarifaire relative à un nouveau tarif domestique pour les surconsommateurs de la clientèle domestique facturés aux tarifs D et DP et de mettre fin au suivi relatif à la structure cible du tarif DP.

5. Propositions pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle

5.1. Refonte des moyens de GDP pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle

9 Depuis l'hiver 2015-2016, le Distributeur a constaté un effritement de la contribution de l'option
10 d'électricité interruptible (l'« OÉI ») au bilan de puissance de plusieurs centaines de
11 mégawatts (MW). Cet effritement rappelle un contexte similaire ayant mené le Distributeur,
12 dans le dossier R-3891-2014⁴⁴, à demander à la Régie de bonifier les crédits de l'OÉI pour la
13 clientèle de grande puissance, ce que la Régie a approuvé dans sa décision D-2014-156⁴⁵.

14 Un autre enjeu recensé par le Distributeur est celui de la dégressivité de la structure de
15 rémunération à l'Option de gestion de la demande de puissance pour la clientèle d'affaires
16 (la « GDP Affaires »), qui est perçue par les clients participants comme un désincitatif à
17 augmenter leur contribution et qui va par ailleurs à l'encontre des objectifs ambitieux de
18 réduction de puissance figurant au Plan d'action 2035. À cet effet, le Distributeur rappelle que
19 certains clients ont soulevé l'inadéquation de la rémunération, particulièrement la dégressivité
20 des tranches de réduction de puissance étant donné que le coût et l'effort pour mettre en place
21 des mesures pour effacer davantage de kilowatts sont croissants. Également, l'augmentation
22 du prix des combustibles a exercé une forte pression sur la rentabilité de l'opération pour ceux
23 ayant utilisé une génératrice ⁴⁶.

⁴² *Supra* note 7 (décision [D-2018-025](#)), paragraphes 744 et 745.

⁴³ Décision [D-2020-055](#) (R-4100-2019), paragraphe 106.

⁴⁴ Dossier R-3891-2014, HQD-1, Document 1 ([B-0004](#)).

⁴⁵ Décision [D-2014-156](#) (R-3891-2014).

⁴⁶ Dossier R-4208-2022, HQD-3, Document 1 ([B-0050](#)), page 11.

1 De plus, le Distributeur constate la tendance soutenue de décarbonation des juridictions
2 limitrophes. À cet effet, le Distributeur mentionne que ISO New-England prévoit que leur
3 période de pointe passerait de l'été à l'hiver d'ici 2035⁴⁷.

4 Le Distributeur conclut que, sans aucune action de sa part, il aurait de la difficulté à convaincre
5 les clients à adhérer à une option de GDP ou à améliorer leur performance et leur engagement,
6 ce qui compromettrait l'atteinte des MW inscrits au bilan de puissance, sur l'horizon du *Plan*
7 *d'approvisionnement 2023-2032*⁴⁸.

8 Face à l'évolution du contexte énergétique, le Distributeur a sondé l'intérêt de sa clientèle de
9 grande puissance à l'égard de diverses approches par le biais de projets pilotes. Ces derniers
10 visaient à tester l'atténuation de certains éléments identifiés par les clients participants comme
11 étant des freins à leur participation aux options tarifaires actuelles de GDP, notamment à l'OÉI.
12 C'est pourquoi des efforts de commercialisation supplémentaires ont été déployés pour
13 convaincre ces clients qui, jusqu'à présent, ne voulaient pas participer ou n'avaient pas toute
14 l'information ou les ressources nécessaires pour le faire.

15 Au regard des résultats des projets pilotes et de l'impact des efforts de commercialisation et
16 d'accompagnement réalisés et afin d'améliorer la performance et le taux de participation aux
17 options tarifaires et d'atteindre les valeurs inscrites au *Plan d'approvisionnement 2023-2032*,
18 le Distributeur conclut qu'il est nécessaire de procéder à une refonte de ses options tarifaires
19 de GDP pour les clients d'affaires et industriels. À cet effet, le Distributeur a reconsidéré les
20 crédits et la flexibilité rattachés à ces options de GDP.

21 De l'avis du Distributeur, cette refonte devrait permettre d'améliorer l'attractivité des options
22 tarifaires et d'encourager les comportements souhaités des clients, permettant ainsi de
23 déplacer une partie de la consommation en dehors des périodes de pointe. Dès l'hiver
24 2024-2025, le Distributeur s'attend à une contribution en GDP de 1 615 MW de la part des
25 clients d'affaires et industriels, pour atteindre environ 2 000 MW sur l'horizon du
26 *Plan d'approvisionnement 2023-2032*.

5.1.1. Principes retenus dans l'élaboration des options tarifaires

27 Afin d'être en mesure d'atteindre les MW prévus au *Plan d'approvisionnement 2023-2032*,
28 tout en assurant une évolution graduelle vers la nouvelle offre en matière de GDP,
29 le Distributeur s'est doté de quatre principes directeurs lors de l'élaboration de cette dernière :

- 30 1. **Pérennité** : établir une structure tarifaire stable à long terme visant un équilibre
31 entre les besoins des clients et ceux du Distributeur ;
- 32 2. **Équité** : offrir un crédit semblable aux clients affaires et industriels pour une valeur
33 de service rendu au Distributeur similaire pour la réduction de puissance ;
- 34 3. **Complémentarité** : assurer la cohérence entre les options aux clients,
35 notamment les options tarifaires et les programmes commerciaux ;

⁴⁷ ISO New England, The Changing System Over the Next Ten Years and Beyond : Environmental Business Council of New England, page 13 ([PDF](#)).

⁴⁸ *Supra* note 9 ([État d'avancement 2023](#)), tableau 3.2, page 22.

1 4. **Simplicité** : garder les options de GDP simples de compréhension pour le client et
2 d'application pour le Distributeur.

3 Ces principes directeurs sont à la base des modifications proposées aux options de GDP pour
4 les clients affaires et industriels.

5.1.2. Nouvelles options tarifaires proposées

5 Le Distributeur propose de remplacer la GDP Affaires et l'OÉI par deux nouvelles options
6 de GDP offrant des modalités plus flexibles pour les clients afin de s'adapter aux
7 différentes réalités :

- 8 • L'option de GDP – Latitude (la « GDP Latitude »), dont la rémunération serait basée
9 sur la puissance interruptible effective calculée selon des modalités semblables à la
10 GDP Affaires. Cette option ne comporte aucune pénalité et serait accessible aux clients
11 aux tarifs G, M, G9, LG ainsi qu'aux clients au tarif L pour un abonnement d'une
12 puissance de moins de 50 000 kW. Les clients abonnés à la GDP Affaires seraient
13 automatiquement transférés à l'option GDP Latitude, pour un bloc de 40 h, mais
14 pourraient changer le nombre d'heures dans leur Espace client;
- 15 • L'option de GDP – Engagement (la « GDP Engagement »), dont la rémunération,
16 composée d'un crédit fixe et d'un crédit variable, serait basée sur l'atteinte de la
17 contribution contractuelle fixée par le client, soit la puissance interruptible effective, et
18 calculée selon des modalités semblables à celles de l'OÉI. Des pénalités seraient
19 également applicables dans le cas de la non-atteinte de cette contribution
20 contractuelle. Cette option serait accessible aux clients aux tarifs G, M, LG ainsi qu'aux
21 clients au tarif L. Les clients admissibles seraient ceux qui peuvent fournir une
22 puissance interruptible similaire d'une année à l'autre et qui ont un profil de
23 consommation stable avec un FU supérieur à 60 %. Pour cette option, l'heure de début
24 de la période serait fixée au moment de chaque appel par le Distributeur selon ses
25 besoins et non pas prédéterminée comme pour la GDP Latitude. La rémunération de
26 l'option GDP Engagement serait supérieure à celle de l'option GDP Latitude.

5.1.3. Choix possibles

27 Avec ces nouvelles options tarifaires, le client devrait faire différents choix de modalités
28 d'effacement, permettant ainsi une meilleure correspondance à sa réalité opérationnelle,
29 en contrepartie d'une rémunération conséquente. Ces choix sont résumés dans le tableau 13.

Tableau 13
Choix possibles pour les options tarifaires de GDP

Type de participation	Heures d'interruptions par année	Période de la semaine	Nombre d'interruptions par jour (matin et/ou soir)
Engagement	20	Lundi-Vendredi ou Lundi-Dimanche	1 fois ou 2 fois par jour
	40		
	60		
	80		
	100		
Latitude	20	Lundi-Vendredi	2 fois par jour
	40		
	60		
	80		
	100		
	Fin de semaine	Samedi-Dimanche	

Choix 1 : type de participation

1 D’abord, les clients admissibles pourraient décider s’ils adhèrent à la GDP Engagement ou à
 2 la GDP Latitude. Le Distributeur croit que les clients actuellement à la GDP Affaires et à l’OÉI
 3 adhèreraient à la GDP Latitude et à la GDP Engagement, respectivement, étant donné la
 4 ressemblance entre les modalités de base de ces options.

5 Le Distributeur vise également à faire migrer progressivement vers la GDP Engagement les
 6 clients actuellement à la GDP Affaires qui ont un profil de consommation assez stable et qui
 7 maîtrisent la gestion de leur puissance.

8 L’expérience du Distributeur confirme qu’une option avec engagement et pénalité en cas de
 9 non-respect, comme l’OÉI, permet une meilleure prévisibilité des MW effectifs qu’une option
 10 sans ces contraintes, comme la GDP Affaires.

11 Cette meilleure prévisibilité a une plus grande valeur pour le Distributeur, mais s’avère plus
 12 contraignante pour le client. De l’avis du Distributeur, ces aspects doivent se refléter dans la
 13 rémunération offerte au client. Pour cette raison, la structure de crédit proposée serait
 14 financièrement plus avantageuse pour les clients qui s’inscriront à la GDP Engagement plutôt
 15 qu’à la GDP Latitude.

Choix 2 : nombre d’heures d’interruption par année

16 Par la suite, les clients devraient choisir un bloc d’heures d’interruption, ce qui leur permettrait
 17 une certaine prévisibilité dans la conduite de leurs opérations, peu importe les besoins du
 18 Distributeur. Plus les clients seraient en mesure d’offrir un grand nombre d’heures
 19 d’effacement au Distributeur, plus ils seraient rémunérés.

20 Cinq blocs d’heures d’effacement seraient offerts aux clients, peu importe qu’ils soient à la
 21 GDP Engagement ou à la GDP Latitude :

- 22 • 20 heures ;

- 1 • 40 heures ;
- 2 • 60 heures ;
- 3 • 80 heures ;
- 4 • 100 heures.

5 Le choix serait fixé pour l'année et ne pourrait être modifié qu'après la première période
6 annuelle d'adhésion des clients. Avec les options actuelles, le nombre d'heures maximal est
7 fixé à 100 h, mais n'est jamais atteint. Il y a donc une incertitude pour les clients quant aux
8 heures réellement appelées par rapport aux heures prévues. À l'avenir, les heures choisies
9 pourraient être réellement appelées étant donné l'augmentation des besoins.

10 Compte tenu du contexte énergétique, le Distributeur souhaite inciter les clients à adhérer aux
11 plus grands blocs d'heures.

12 En se basant sur l'historique des heures appelées des dernières années à l'OÉI et à la
13 GDP Affaires, ainsi que sur les discussions et sondages réalisés avec des participants actuels
14 aux options de GDP, le Distributeur prévoit que la majorité des clients choisiraient à court
15 terme les blocs de 20 h et de 40 h afin de tester les nouvelles modalités et de mitiger leurs
16 risques.

17 Ainsi, le Distributeur juge que les blocs d'heures proposés permettront une transition
18 progressive tout en habituant les clients au fait que le Distributeur prévoit appeler
19 systématiquement la majorité, voire l'ensemble, des heures des blocs auxquels ces derniers
20 souscriront.

Choix 3 : période de la semaine

21 Pour la GDP Engagement, la nouvelle structure de crédit prévoit que les clients pourraient
22 choisir de participer du lundi au vendredi (5 jours) ou du lundi au dimanche (7 jours).
23 La période de sept jours étant la plage optimale pour le Distributeur en termes de contribution
24 au bilan de puissance, le crédit serait donc plus généreux avec les clients qui choisiraient
25 cette option.

26 Pour la GDP Latitude, la nouvelle structure de base ne prévoit que la plage de cinq jours,
27 comme c'est le cas avec la GDP Affaires, étant donné que les clients à cette option sont
28 généralement moins susceptibles de réduire leur consommation la fin de semaine.

29 Malgré tout, pour la GDP Latitude, la participation à des événements durant la fin de semaine,
30 à la demande du Distributeur, pourrait tout de même être possible pour un client.
31 La participation serait volontaire et similaire à l'option sur semaine, qui est sur appel du
32 Distributeur. Le client participe si cela lui convient et il n'y a aucune pénalité s'il ne le fait pas,
33 comme c'est le cas la semaine. S'il participe la fin de semaine, le client n'affecterait pas sa
34 moyenne de semaine et, en contrepartie, recevrait une rémunération additionnelle.
35 Par exemple, un gestionnaire d'immeubles à bureaux pourrait, lors des jours de fin de
36 semaine, baisser sa température de consigne de 18 à 16 degrés Celsius.

1 Dans les deux cas, plus le client est flexible quant au choix de la période de la semaine, plus il
2 sera rémunéré.

Choix 4 : nombre d'interruptions par jour

3 Pour les clients qui choisiraient la GDP Engagement, la nouvelle structure de crédit prévoit
4 qu'ils pourraient choisir de participer aux événements de pointe un maximum de deux fois par
5 jour. S'ils choisissent l'option une fois par jour, ils seraient appelés par le Distributeur soit le
6 matin ou le soir, selon les besoins de ce dernier. Le crédit serait plus généreux pour les clients
7 qui choisiraient l'option prévoyant la possibilité de deux interruptions par jour.

8 Dans l'établissement de la structure, un accent a été mis sur la portion variable afin de mieux
9 rémunérer les clients pour les désagréments associés à plusieurs appels, notamment les
10 arrêts consécutifs pendant des vagues de froid, pendant lesquelles le Distributeur peut appeler
11 pendant plusieurs jours consécutifs.

12 Pour les clients qui choisiraient la GDP Latitude, la nouvelle structure prévoit qu'ils pourraient
13 devoir s'interrompre deux fois par jour, comme c'est le cas pour la GDP Affaires.

5.1.4. Modifications proposées à la structure de crédit des options de GDP

14 Le calibrage des crédits applicables aux options proposées par le Distributeur utilise comme
15 point de départ le crédit moyen de la GDP Affaires fixé par la Régie dans sa décision
16 D-2023-131⁴⁹, auquel l'ajustement tarifaire 2024 de même qu'un facteur additionnel de 4 %
17 pour 2025 ont été ajoutés⁵⁰. L'utilisation de ce signal de prix comme point de départ, pour un
18 bloc de 40 heures⁵¹, est jugée adéquate compte tenu de la stabilité du bassin de participants
19 à cette option.

20 En conformité avec le principe d'équité mentionné plus haut, les deux options, soit la GDP
21 Engagement et la GDP Latitude, ont la même base de rémunération et sont calibrées en
22 fonction de ce même point de départ, et ce, peu importe le tarif auquel est assujetti le client
23 participant.

24 Au-delà de ce point de départ, le Distributeur a également considéré les paramètres présentés
25 ci-dessus dans l'élaboration de son offre, soit la qualité de participation (type de participation,
26 nombre d'heures, période) et le maximum d'interruptions par jour. Ainsi, plus il y a de
27 contraintes pour le client, plus le crédit fixe serait élevé. Par exemple, afin d'inciter les clients
28 à opter pour des blocs à nombre d'heures élevé, le Distributeur s'assure que l'incrément dans
29 le crédit total soit suffisamment important entre les blocs.

30 La nouvelle grille des crédits progressifs proposée est présentée au tableau 14.

⁴⁹ Décision [D-2023-131](#) (R-4208-2022 Phase 2), paragraphe 102.

⁵⁰ $66 \text{ \$/kW} \times 1,051 \times 1,04 = 72 \text{ \$/kW}$.

⁵¹ Le calibrage sur 40 h vient du nombre moyen d'heures appelées entre 2017-2018 et 2022-2023 à la GDP Affaires, soit 29 h, ainsi que du maximum d'heures appelées au cours de la même période, soit 53 h. Elle est donc basée sur le nombre d'heures réellement appelées plutôt que sur les anciennes heures contractuelles.

Tableau 14
Crédits fixe et variable et crédits totaux⁵²

Type de participation	Heures d'interruptions	Période de la semaine	Crédit fixe \$/kW	Crédit variable ¢/kWh		Crédit total (100% des heures appelées)	
				Maximum 1 interruption par jour (matin ou soir) ¢/kWh	Maximum 2 interruptions par jour (matin et/ou soir) ¢/kWh	Maximum 1 interruption par jour (matin ou soir) \$/kW	Maximum 2 interruptions par jour (matin et/ou soir) \$/kW
Engagement	20	Lundi-Vendredi	50	5	35	51	57
		Lundi-Dimanche	52			53	59
	40	Lundi-Vendredi	65			67	79
		Lundi-Dimanche	67			69	81
	60	Lundi-Vendredi	67			70	88
		Lundi-Dimanche	69			72	90
	80	Lundi-Vendredi	69			73	97
		Lundi-Dimanche	71			75	99
	100	Lundi-Vendredi	71			76	106
		Lundi-Dimanche	73			78	108
Latitude	20	Lundi-Vendredi	43	Non applicable	Non applicable	43	
	40		72			72	
	60		82			82	
	80		89			89	
	100		96			96	
	Fin de semaine	Samedi-Dimanche	1,81 (3h) ou 2,42 (4h)				1,81 (3h) ou 2,42 (4h)

1 Le Distributeur propose également une modification à la méthodologie de calcul des crédits et
2 de la prime en cas de non-respect des engagements. À la suite de plusieurs commentaires de
3 clients concernant l'inclusion du FU durant les heures utiles dans le coefficient de contribution,
4 le Distributeur l'a retiré du calcul des crédits fixe et variable, de même que du calcul de la prime
5 en cas de non-respect⁵³, car cela désavantage plus particulièrement les clients à faible FU.
6 Avec son approche prudente de limiter l'accessibilité aux clients ayant un profil de
7 consommation stable avec un FU supérieur à 60 %, le Distributeur serait en mesure de bien
8 contrôler l'impact de ce changement.

9 Il est à noter que le crédit de fin de semaine pour les clients à la GDP Latitude serait de
10 1,81 \$/kW pour un bloc de trois heures et de 2,42 \$/kW pour un bloc de quatre heures et que
11 la participation serait volontaire⁵⁴.

12 Avec cette nouvelle structure ainsi que les nouveaux programmes et initiatives envisagés en
13 GDP, le Distributeur est d'avis que cela contribuerait à l'atteinte des valeurs inscrites à son
14 bilan de puissance dans les années à venir.

15 Enfin, le crédit total de 57 \$/kW pour le bloc de 20 h à la GDP Engagement est inférieur à
16 l'appui financier moyen de 66 \$/kW approuvé par la Régie dans sa décision D-2023-131.
17 Le but de cette proposition est d'inciter le participant à la GDP Engagement à opter pour le

⁵² Le crédit de la GDP Engagement pour 40 h du lundi au dimanche avec deux interruptions par jour (79 \$/kW) est en rouge pour fins de comparaison avec le crédit à la GDP Latitude pour 40 h du lundi au dimanche à deux interruptions par jour (72\$/kW).

⁵³ Voir les modifications aux articles 6.14, 6.22, 6.23, 6.57 et 6.87 présentées dans la pièce HQD-6, Document 2.

⁵⁴ Le crédit de fin de semaine a été calibré selon le prix du crédit hivernal de 58,168 ¢/kWh, multiplié par trois ou quatre heures, auquel l'équivalent de l'ajustement tarifaire 2024 a été ajouté, de même qu'un facteur additionnel de 4 % pour 2025.

1 bloc de 40 h, pour lequel le crédit total est de 79 \$/kW. Cela devrait ainsi permettre un plus
 2 grand effacement de la part des clients, tout en maintenant la rentabilité pour le Distributeur.

3 Pour la GDP Engagement, les clients devraient déterminer une puissance de base qu'ils
 4 s'engagent à ne pas dépasser pendant les événements de pointe, comme mentionné dans la
 5 section 5.1.2. Afin d'inciter les clients qui étaient à la GDP Affaires à passer à la
 6 GDP Engagement, le Distributeur appliquerait une prime moins élevée lors du premier
 7 événement de la première période d'hiver pour lequel il y aurait un dépassement, c'est-à-dire
 8 une consommation au-delà de la puissance de base déterminée. À partir du deuxième
 9 événement avec dépassement durant une même période d'hiver, les primes seraient
 10 beaucoup plus importantes, reflétant la contrepartie d'avoir une rémunération plus grande à la
 11 GDP Engagement qu'à la GDP Latitude. Les primes proposées sont présentées au
 12 tableau 15.

Tableau 15
Primes à la GDP Engagement pour dépassement de la puissance de base
déterminée par le client

	1 ^{er} événement avec dépassement	2 ^e événement avec dépassement
Prime pour chaque kW en dépassement (\$/kW)	1,51	4,31
Prime maximale pour une interruption (\$/kW)	6,05	17,24

13 Le Distributeur propose une prime équivalente à celle de l'OÉI pour le premier événement de
 14 pointe avec un dépassement pour s'assurer qu'un client qui choisit la GDP Engagement
 15 obtienne une meilleure rémunération qu'à la GDP Latitude lors d'un événement de pointe avec
 16 dépassement. Cet aspect est important d'un point de vue commercial étant donné la volonté
 17 de convertir les clients performants de la GDP Affaires vers la GDP Engagement et puisque
 18 la prime est un frein important à cette conversion. Toutefois, à partir du deuxième événement,
 19 la prime serait plus élevée et permettrait d'atteindre la prime maximale de 150 % pour
 20 l'engagement minimal de 20 heures (basé sur l'hypothèse de cinq appels de quatre heures⁵⁵).

5.1.5. Impacts des modifications

21 Le Distributeur présente aux tableaux 16 et 17, respectivement, le gain comparatif entre la
 22 GDP Engagement et la GDP Latitude et celui entre la GDP Latitude et l'actuelle option de
 23 GDP Affaires. Les résultats présentés permettent d'illustrer la progression de la rémunération
 24 entre les différentes options du Distributeur, à savoir :

⁵⁵ 150 % * 50 \$/kW = 75 \$/kW de prime maximale. En appliquant les primes proposées avec cinq événements, le même montant est calculé : 6,05 \$/kW + quatre événements * 17,24 \$/kW = 75,01 \$/kW, le maximum est atteint à 75 \$/kW engagé.

- 1 • une rémunération plus avantageuse pour la GDP Engagement, qui est une option plus
- 2 contraignante pour le client que la GDP Latitude. Cette différenciation du signal de prix
- 3 vise notamment à renforcer l'attractivité de la GDP Engagement en valorisant les
- 4 contraintes associées à un engagement contractuel de la part du client ;
- 5 • une rémunération de plus en plus avantageuse pour la GDP Latitude, comparativement
- 6 à la GDP Affaires, à mesure que le nombre d'heures d'interruption croît.

Tableau 16
Écart de rémunération entre la GDP Engagement et la GDP Latitude

	% de différence entre la GDP Engagement et la GDP Latitude ⁵⁶				
	20h	40h	60h	80h	100h
Pour tout kW	32 %	10 %	8 %	10 %	11 %

Tableau 17
Écart de rémunération entre la GDP Latitude et la GDP Affaires

kW	% de différence entre la GDP Latitude et la GDP Affaires				
	20h	40h	60h	80h	100h
10	-47 %	-12 %	0 %	8 %	17 %
100	-47 %	-12 %	0 %	8 %	17 %
400	-41 %	-2 %	11 %	20 %	30 %
800	-38 %	4 %	18 %	27 %	37 %
1 600	-35 %	9 %	24 %	34 %	44 %
10 000	-29 %	18 %	34 %	45 %	56 %

7 Le tableau 16 permet de constater que les clients seraient davantage rémunérés à la
 8 GDP Engagement qu'à la GDP Latitude, et ce, pour un même niveau d'engagement et
 9 d'heures choisis.

10 Également, comme montré dans le tableau 17, un client en mesure d'offrir un grand nombre
 11 d'heures d'effacement aurait, de façon générale, un crédit plus avantageux avec la GDP
 12 Latitude qu'avec la GDP Affaires.

⁵⁶ Comparaison pour deux interruptions par jour, du lundi au vendredi. La comparaison se fait avec le même nombre d'heures et le même nombre de kilowatts, ce qui fait que ce sont seulement les ratios de la rémunération totale GDP Engagement vs GDP Latitude qui s'appliquent.

5.1.6. *Autres modalités*

1 Certains crédits et modalités seraient également ajoutés pour bonifier la grille de crédit et
2 donner plus de flexibilité aux clients et au Distributeur. Ils sont présentés ci-dessous.

Crédit pour participation à un événement à la suite d'un préavis plus court

3 Le préavis de deux heures avant un événement de pointe est considéré par certains clients
4 comme un risque pour leurs opérations et une barrière à une participation accrue de leur part.
5 Or, dans la pratique, le Distributeur appelle ses clients avec un préavis supérieur à deux
6 heures, sauf en cas de circonstances exceptionnelles. À cet effet, le Distributeur propose un
7 préavis plus long, qui serait transmis à 15 h la veille d'un événement, tout en se gardant une
8 marge de manœuvre en maintenant sa capacité à appeler ses clients jusqu'à deux heures de
9 préavis, lors de circonstances exceptionnelles.

10 Dans ce cas, le Distributeur propose un crédit variable supplémentaire de 70 ¢/kWh pour
11 inciter les clients à participer à ces événements.

Crédit pour engagement pluriannuel

12 Le Distributeur propose une majoration du crédit fixe à tout client à la GDP Engagement qui
13 s'engagerait à y participer jusqu'à trois années consécutives. Ces clients recevraient 5 % de
14 crédit additionnel sur le crédit fixe pour un engagement pluriannuel de deux ans et un crédit
15 additionnel de 10 % sur le crédit fixe pour un engagement pluriannuel de trois ans.

16 Dans le cas où le client se retirerait complètement de l'engagement pluriannuel, le Distributeur
17 cesserait la majoration du crédit fixe lié à son engagement pluriannuel et lui facturerait la
18 totalité de la pénalité du crédit fixe pour le restant de la durée de l'entente.

Rodage pour des blocs de puissance interruptible additionnels (GDP Engagement)

19 Lors des entretiens avec les clients, certains d'entre eux ont démontré une ouverture à
20 contribuer davantage à la gestion de la puissance en offrant des blocs de puissance
21 interruptible au-delà de ce qu'ils fournissaient historiquement à l'OÉI. Toutefois, ils ont
22 également exprimé de la réticence à s'engager contractuellement sur ces blocs additionnels
23 en raison des pénalités prévues dans l'option proposée.

24 Le Distributeur propose donc une nouvelle formule plus flexible dans laquelle il permettrait aux
25 clients d'ajouter, sous forme de rodage, un bloc additionnel de puissance interruptible.
26 Les primes pour non-respect prévues à l'article 6.24 des Tarifs ne s'appliqueraient pas sur ce
27 bloc additionnel inscrit au rodage.

28 Pour avoir accès à l'option de rodage, le client devrait déjà avoir au moins un bloc de puissance
29 interruptible inscrit à la GDP Engagement correspondant minimalement à sa puissance
30 interruptible historique fournie à l'OÉI⁵⁷. Le rodage s'appliquerait à la puissance interruptible

⁵⁷ Si la puissance interruptible historique moyenne n'existe pas ou si elle ne reflète plus le profil habituel de consommation du client, Hydro-Québec se réserve le droit d'utiliser toute autre méthode jugée plus adéquate pour l'établir.

1 qui n'est pas déjà inscrite à la GDP Engagement. De plus, le client devrait justifier pourquoi
2 cette puissance additionnelle interruptible est disponible et attester qu'elle n'a pas déjà
3 bénéficié de la GDP Affaires, du tarif de relance industrielle (le « TRI ») ou de l'option
4 d'électricité additionnelle (l' « OÉA »). Le rodage ne serait valide que pour la première année
5 pendant laquelle le client souhaiterait adhérer à cette option pour un bloc de puissance
6 interruptible non testé antérieurement.

7 Si le client parvient à respecter l'ajout de puissance interruptible attirée au rodage, il serait
8 payé selon les mêmes paramètres que ceux prévus à la grille des crédits de la section 5.1.4
9 pour la GDP Engagement. S'il n'y parvient pas, il n'y aurait pas de conséquence au niveau de
10 la prime, permettant ainsi au client de tester l'arrêt d'un équipement additionnel ou d'une ligne
11 de production qui ne l'était pas auparavant. Le client serait par la suite en mesure de prendre
12 une décision concernant l'ajout du bloc additionnel de puissance interruptible pour l'année
13 suivante.

Ajustement du crédit de base en fonction du nombre d'événements sans réduction de puissance (GDP Latitude)

14 Présentement, le crédit versé aux clients à la GDP Affaires est nul dès le 4^e événement raté
15 par le client. Puisque le Distributeur envisage un recours accru aux options de GDP au cours
16 des années à venir, le Distributeur propose une nouvelle formule moins contraignante pour la
17 GDP Latitude afin de favoriser l'adhésion des clients. Ainsi, le crédit serait nul si le client ne
18 participe pas à plus de la moitié des appels de réduction de puissance.

19 Le Distributeur croit que cet ajustement est nécessaire pour permettre aux clients qui ont de
20 plus grandes contraintes opérationnelles face aux événements consécutifs de les minimiser,
21 étant donné le nombre d'heures d'interruption potentiellement plus élevé par rapport à leur
22 historique.

23 Par ailleurs, le Distributeur se réserve le droit d'exclure un client qui, au cours de deux années
24 consécutives, n'aurait pas atteint le seuil minimal de 10 kW ou qui n'aurait pas participé à au
25 moins la moitié des événements.

5.1.7. Analyse économique

26 En fonction de l'adhésion anticipée aux différentes options offertes jusqu'à l'horizon de l'hiver
27 2034-2035, le Distributeur anticipe verser une rémunération moyenne de 66 \$/kW-an,
28 soit 1,0 G\$ (\$2025). En contrepartie, le Distributeur estime à 1,7 G\$ la valeur des
29 approvisionnements en puissance sur la même période, résultant en un TNT de
30 0,7 G\$ (\$2025).

31 En posant l'hypothèse que la totalité de la clientèle attendue à la GDP Engagement se
32 prévaudrait de la prime pour engagement pluriannuelle maximale (10 %), la rémunération
33 moyenne de la clientèle d'affaires se situerait à 70 \$/kW-an, pour un total de 1,1 G\$ sur 10 ans
34 et un TNT de 0,6 G\$ pour la même période (\$2025).

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la refonte des options tarifaires de GDP pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle et, à cet effet, les nouvelles options GDP Latitude et GDP Engagement en remplacement de la GDP Affaires et de l'OÉI.

5.2. Ajout d'une prime pour la puissance disponible inutilisée au tarif LG

5.2.1. Contexte

1 Le Distributeur observe une augmentation de la demande d'électricité associée à la
2 décarbonation et à la venue de projets porteurs pour le Québec. Pour accueillir ces nouvelles
3 charges, le Distributeur devra faire des investissements considérables sur son réseau. À cet
4 effet, dans son Plan d'action 2035, Hydro-Québec s'est engagée à faire preuve d'innovation
5 pour encourager sa clientèle à considérer l'électricité comme une ressource précieuse qui
6 mérite que tous et toutes collaborent pour mieux la consommer.

7 Dans ce contexte, le Distributeur propose de réviser certains encadrements tarifaires afin
8 d'améliorer la gestion de la puissance disponible autorisée (la « PDA ») allouée aux clients
9 déjà présents sur le réseau et d'envoyer un signal aux nouveaux clients pour les inciter à faire
10 des demandes d'alimentation en cohérence avec leur besoins réels de puissance.

5.2.2. Situation actuelle

11 Le Distributeur fixe par contrat la PDA d'un client de grande puissance en fonction des
12 informations inscrites dans sa demande d'alimentation. La PDA est en fait une capacité de
13 transit réservée sur le réseau pour le client. Elle est donc l'intrant principal dans le
14 dimensionnement du réseau, dont les lignes et les postes.

15 Dans un contexte de forte demande pour le raccordement de nouveaux projets, la PDA
16 inutilisée ne permet pas à Hydro-Québec d'optimiser l'utilisation de son réseau actuel et peut
17 en limiter l'accès à de nouveaux clients. En effet, puisque le dimensionnement des lignes et
18 des postes est basé sur le critère de PDA, l'intégration d'un nouveau client sur le réseau doit
19 passer par des investissements de rehaussement additionnels plutôt que la réallocation des
20 capacités disponibles et inutilisées par les autres clients. La réallocation de la PDA inutilisée
21 d'un client vers un nouveau client pourrait ainsi permettre à Hydro-Québec d'éviter ou de
22 reporter d'importants investissements de renforcement sur le réseau qui devraient être
23 assumés en partie ou en totalité par l'ensemble de la clientèle.

24 La puissance disponible inutilisée est principalement la résultante d'une demande
25 d'alimentation initialement surestimée par rapport aux besoins réels du client ou, pour certains
26 clients au tarif LG, de l'estimation de besoins électriques établie en fonction d'une montée en
27 charge très lente. Pour les clients dont le plan d'affaires repose sur ce type de pratique,
28 ces derniers formulent généralement leurs demandes d'alimentation en considérant le

1 potentiel de croissance à long terme dans leurs besoins de départ. Pour ces clients,
2 la demande d'une puissance disponible supérieure à leurs besoins contemporains réels est
3 une pratique avantageuse puisqu'elle leur permet d'intégrer en amont l'arrivée de projets futurs
4 sans nécessairement avoir à refaire de demande d'ajout de capacité électrique au Distributeur
5 lorsque le besoin se présentera.

6 L'article 15.2.2 des CS permet de réviser à la baisse la PDA à un client si le Distributeur
7 constate que la puissance maximale appelée est inférieure à celle-ci. Or, cet article est utilisé
8 principalement avec les clients qui rencontrent notamment des changements structurels,
9 qui n'ont jamais consommé leur PDA ou dont la puissance disponible autorisée n'est plus
10 nécessaire dans leurs activités. L'article 15.2.2 n'a pas été appliqué dans le cadre de montée
11 en charge très lente.

12 Pour ces raisons, le Distributeur considère que la configuration du tarif LG ne permet pas
13 d'envoyer de signal au client sur la valeur de la PDA inutilisée.

14 Le Distributeur n'entend pas proposer un tel encadrement pour les clients au tarif L puisque la
15 réservation de puissance et les lentes montées en charge ne sont pas des pratiques observées
16 chez la clientèle industrielle.

5.2.3. Balisage

17 Le Distributeur a observé un encadrement tarifaire relatif à la PDA dans l'établissement de la
18 prime de puissance pour les clients de grande puissance chez six distributeurs canadiens.
19 Dans ces cas, la facturation de la puissance est calculée à partir de la valeur la plus élevée
20 entre la puissance maximale appelée, la puissance à facturer minimale établie sur une base
21 annuelle ou le pourcentage de la PDA définie dans l'entente de raccordement avec le client.
22 Pour ce dernier élément, les pourcentages appliqués varient entre 25 % et 100 %, selon les
23 distributeurs.

24 Un encadrement similaire est également en application chez Duke Energy qui dessert,
25 entre autres, la Caroline du Nord. La modalité relative à la puissance disponible autorisée
26 désignée au contrat est définie à 75 %.

27 La prise en compte de la PDA dans le calcul de la prime de puissance est donc une pratique
28 utilisée dans l'industrie, laquelle permet d'envoyer un signal de prix au client quant à la valeur
29 de la PDA et représente un incitatif financier pour l'amener à bien définir ses besoins.

5.2.4. Proposition du Distributeur

30 Afin d'inciter les clients à établir une meilleure estimation de leurs besoins en puissance lors
31 de la demande d'alimentation et d'encourager les clients présents à réviser la PDA pour qu'elle
32 reflète leurs réels besoins, le Distributeur propose d'ajouter une prime pour la PDA inutilisée
33 au tarif LG qui serait applicable à compter du 1^{er} avril 2025. Cette prime permettrait, de l'avis
34 du Distributeur, d'optimiser l'exploitation du réseau dans le contexte actuel de transition
35 énergétique et de hausse des besoins.

1 Cette prime serait facturée mensuellement aux clients dont le plus grand appel de puissance
 2 réelle établi au cours des 12 dernières périodes de consommation consécutives est inférieure
 3 à 60 % de la PDA et serait appliquée sur la différence entre 60 % de cette PDA et l'appel de
 4 puissance réelle maximale au cours des 12 dernières périodes. Un client dont le plus grand
 5 appel de puissance réelle des 12 dernières périodes est à 60 % ou plus de la PDA ne serait
 6 pas visé par cette mesure.

7 En tout temps, le client pourra communiquer avec le Distributeur pour une révision de la PDA
 8 qui lui est allouée et ainsi éviter de devoir payer pour un bloc de puissance inutilisé.

9 Le Distributeur propose d'établir le prix de la prime à 37,089 \$/kW, soit le prix de la puissance
 10 au tarif LG additionné du prix de l'énergie selon un facteur d'utilisation (« FU ») de 70 %, soit le
 11 FU moyen des clients au tarif LG.

12 Ainsi, avec cette nouvelle modalité, le client qui maintient le plus grand appel de puissance
 13 réelle sous le seuil de 60 % de la puissance disponible autorisée aura deux options :

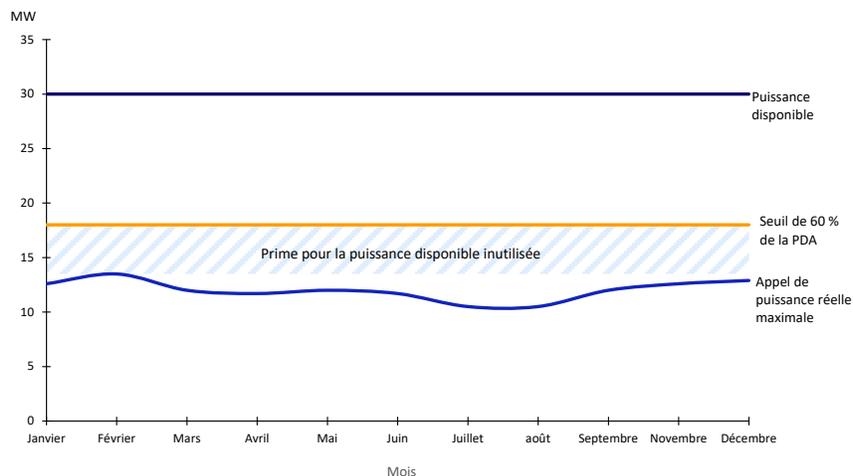
- 14 • choisir de payer la prime pour la PDA inutilisée ; ou
- 15 • revoir sa PDA.

16 Le Distributeur estime que cette proposition pourrait toucher un parc d'environ 300 MW de
 17 PDA inutilisée sur son réseau en encourageant les clients concernés à revoir leur PDA à la
 18 baisse.

5.2.5. Impacts clients

19 Afin d'illustrer l'impact de la mesure, le Distributeur présente à la figure 5 un cas théorique de
 20 l'application de la proposition sur un client fictif dont la PDA serait de 30 MW et l'appel de
 21 puissance réelle maximale au cours des 12 dernières périodes s'établit à 13,5 MW.

Figure 5
Exemple d'application de la proposition du Distributeur
sur la prime pour la puissance disponible autorisée inutilisée



1 En résultante, pour ce cas, la somme des primes mensuelles pour la PDA inutilisée
2 correspondrait à environ 2 M\$ annuellement pour le client. Selon les modalités de la
3 proposition, le client pourrait demander de revoir la PDA en fonction de ses besoins réels et
4 ainsi éviter en partie ou en totalité la pénalité.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'ajout d'une prime pour la PDA inutilisée au tarif LG applicable aux clients dont le plus grand appel de puissance réelle est inférieur à 60 % de cette PDA.

5.3. Fermeture du TRI

5 Le Distributeur souhaite cesser d'accepter de nouvelles adhésions au TRI compte tenu
6 notamment des changements au contexte énergétique depuis la mise en place de ce tarif.

7 Dans les dossiers R-4011-2017⁵⁸ et R-4057-2018⁵⁹, le Distributeur a proposé, pour les
8 clientèles industrielles de grande puissance et de moyenne puissance, la création d'un
9 nouveau tarif encourageant la remise en exploitation de capacités de production inutilisées
10 ainsi que la conversion à l'électricité de procédés industriels. Le Distributeur précisait que sa
11 proposition visait essentiellement « à accorder plus de souplesse tarifaire à la clientèle
12 industrielle tout en contribuant, d'une part, à l'écoulement de surplus et, d'autre part, à
13 l'amélioration de la compétitivité des grands clients industriels »⁶⁰.

14 Dans ses décisions D-2018-025 et D-2019-027, la Régie a accepté l'introduction du TRI
15 destiné aux grands consommateurs industriels et aux clients de moyenne puissance,
16 notamment en considérant que le TRI serait offert sur une base non ferme, qu'il ne devrait pas
17 affecter les besoins de puissance du Distributeur et que des surplus étaient prévus pour les
18 dix prochaines années⁶¹.

19 Or, la situation prévue de l'équilibre énergétique est différente de celle qui prévalait lors de la
20 mise en place du TRI.

21 De plus, l'absence de rentabilité de l'option est patente et son maintien se ferait au détriment
22 de l'ensemble de la clientèle. Le coût évité en énergie de long terme est établi à 11,8 ¢/kWh
23 en 2025. Or, le prix moyen payé par les clients sera bien inférieur à ce montant. En période
24 estival, il atteindra 4,508 ¢/kWh et 3,738 ¢/kWh respectivement pour les clients de moyenne
25 et de grande puissance.

26 En période hivernale, il est tributaire du coût évité en énergie pour la période d'hiver et pourrait
27 vraisemblablement croître au cours des prochaines années considérant le resserrement des
28 bilans et l'augmentation du nombre d'heures d'achats sur les marchés. Malgré cela, le prix

⁵⁸ Dossier R-4011-2017, HQD-13, Document 2 ([B-0047](#)).

⁵⁹ Dossier R-4057-2018 Phase 1, HQD-13, Document 1 révisé ([B-0045](#)).

⁶⁰ Dossier R-4011-2017, HQD-15, Document 1.6 ([B-0127](#)), réponse à la question 21.1 de la demande de renseignements n° 6 de la Régie, page 65.

⁶¹ *Supra* note 7 ([D-2018-025](#)), paragraphe 809 et note 23 ([D-2019-027](#)), paragraphe 709.

- 1 annuel moyen payé pour l'énergie par les clients pourrait osciller entre 5 et 6 ¢/kWh sur cette
- 2 période, soit bien en deçà du coût évité de long terme.
- 3 À l'instar de la fermeture récente de toute nouvelle demande d'adhésion du tarif de
- 4 développement économique (le « TDÉ »), le Distributeur propose la fermeture du TRI pour les
- 5 clients de grande puissance et de moyenne puissance, et ce, autant pour les nouvelles
- 6 demandes que pour des demandes de renouvellement.
- 7 Le Distributeur honorera les contrats déjà signés jusqu'à leur échéance.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa demande de fermeture du TRI et de cesser d'accepter toutes nouvelles adhésions à ce tarif.

5.4. Consommation non-autorisée pendant les périodes de restriction

- 8 Le Distributeur propose de hausser la prime pour la consommation d'électricité non-autorisée
- 9 pendant une période de restriction à 1 \$/kWh pour les clients bénéficiant du TRI ou de l'OÉA.
- 10 Le Distributeur est d'avis qu'il est nécessaire d'envoyer un signal de prix fort aux clients
- 11 récalcitrants qui consomment durant les périodes de grands besoins. En effet, les stratégies
- 12 d'approvisionnement du Distributeur sont établies en tenant compte de l'effacement prévu des
- 13 clients qui sont inscrits à ces options tarifaires. Or, si ces clients consomment alors qu'ils ne
- 14 sont pas supposés le faire, une des conséquences possibles pour le Distributeur pourrait être
- 15 l'acquisition d'approvisionnements additionnels, au détriment de l'ensemble des clientèles.
- 16 Le Distributeur propose également de hausser le tarif pour la consommation non-autorisée
- 17 pour les clients dont l'abonnement est assujéti au tarif CB. À cet effet, voir la section 6.1 de
- 18 l'Annexe D.

5.4.1. TRI

- 19 En 2023, cinq clients ont consommé de l'électricité pendant une période de restriction,
- 20 soit environ 20 % de la totalité des clients au TRI. Parmi eux, deux clients (8 % du total) étaient
- 21 responsables de 95 % de l'ensemble des dépassements.
- 22 Le tableau 18 présente la situation en lien avec la consommation non autorisée pendant les
- 23 périodes de restriction au cours des trois dernières années

**Tableau 18
Consommation non-autorisée en période de restriction (TRI)**

Année	2021	2022	2023
	TRI	TRI	TRI
Consommation non autorisée (dépassement) en période de restriction (kWh)	48 kWh	36 998 kWh	9 669 kWh
Montant de la consommation non autorisée en période de restriction (\$)	24 \$	18 770 \$	5 025 \$
Nombre client avec consommation non autorisée en période de restriction	1	4	5

5.4.2. OÉA

1 L'OÉA a été créée pour offrir aux clients admissibles l'opportunité de consommer, en dehors
2 des heures de pointe du Distributeur, une quantité d'électricité qu'ils n'auraient pas
3 consommée autrement, à un prix combinant puissance et énergie et représentant le coût
4 d'approvisionnement à la marge du Distributeur. Cette option tarifaire est non-ferme, ce qui
5 implique que le Distributeur peut interdire la consommation d'électricité fournie à titre
6 d'électricité additionnelle en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité de son
7 réseau.

8 Lors de ces périodes de restriction, toute consommation au-delà de la puissance de
9 référence⁶² est facturée à un prix de 58,168 ¢/kWh. Ce niveau de prix était jugé nécessaire
10 pour éviter que la consommation à l'option d'électricité additionnelle d'un client occasionne
11 des coûts d'approvisionnement supplémentaires au Distributeur.

12 Bien que la grande majorité des clients respectent les périodes de restriction, le Distributeur
13 constate que certains clients récalcitrants dépassent leur puissance de référence lors de ces
14 périodes :

- 15 • À l'OÉA, huit clients, soit environ 30 % de la totalité des clients à l'OÉA, n'ont pas
16 respecté les périodes de restriction en 2023 et trois d'entre eux (11 % du total) étaient
17 responsables de plus de 88 % de la consommation totale en période de restriction en
18 2023 ;
- 19 • Quant à l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse ou le chauffage d'espaces destinés
20 à la culture des végétaux (l'« OÉA pour la culture des végétaux »), entre 10 et 12 clients
21 n'ont pas respecté les différentes périodes de restriction en 2023 (environ 11 % de la
22 totalité). Trois d'entre eux étaient responsables de plus de 70 % de la consommation
23 totale en période de restriction en 2023.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa proposition visant à hausser la prime pour la consommation d'électricité non-autorisée pendant une période de restriction à 1 \$/kWh pour les clients bénéficiant du TRI et de l'OÉA.

5.5. Introduction d'une modalité relative à l'utilisation d'un système de gestion de l'énergie électrique pour les clients au tarif L

24 L'atteinte de la cible de 21 TWh en EÉ mentionnée dans le Plan d'action 2035 nécessitera des
25 efforts de tous les clients et des initiatives du Distributeur pour inciter l'ensemble de sa clientèle
26 à mieux consommer. Par ailleurs, Hydro-Québec a également annoncé dans ce
27 Plan d'action 2035 que des conditions de service et des tarifs adaptés seraient envisagés pour

⁶² Puissance de référence : Hydro-Québec peut établir la puissance de référence en fonction du profil normal de consommation sans l'éclairage de photosynthèse et le chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux.

1 encourager les entreprises de secteurs qui consomment beaucoup d'électricité à réduire leur
2 consommation.

3 Dans ce contexte, le Distributeur souhaite introduire une nouvelle modalité tarifaire favorisant
4 la mise en place de mesures en EÉ et visant à développer une culture de l'EÉ chez les clients
5 au tarif L.

5.5.1. Situation actuelle

6 Les clients au tarif L disposent de prix d'électricité compétitifs. Le maintien de la compétitivité
7 du tarif L est d'ailleurs prévu dans l'article 22.0.1.1 de la LHQ pour les années d'indexation.
8 Toutefois, le Distributeur note que le niveau des prix au tarif L peut réduire l'intérêt à implanter
9 des mesures en EÉ⁶³.

10 Le Distributeur offre déjà des appuis financiers aux clients pour identifier des mesures
11 permettant de limiter la surconsommation par le biais de son Programme Systèmes de gestion
12 de l'énergie électrique⁶⁴. Un système de gestion de l'énergie électrique (« SGÉÉ ») est un
13 processus systématique d'amélioration permettant l'établissement en continu d'objectifs
14 d'économies d'énergie électrique et de moyens pour assurer la mise en œuvre et le suivi des
15 mesures d'EÉ. Il assure également une meilleure visibilité des entreprises sur le portrait de
16 leur situation énergétique. À cet effet, la mise en place d'un SGÉÉ est une stratégie
17 d'intervention qui permet à ces entreprises de bâtir les fondations pour instaurer une culture
18 de l'EÉ, tout en les positionnant avantageusement pour l'adoption des évolutions
19 technologiques futures.

20 À ce jour, moins de dix clients au tarif L ont implanté et maintenu un SGÉÉ. Le Distributeur
21 évalue que l'une des causes potentielles de la faible participation à son programme est que la
22 compétitivité du tarif L réduit l'attrait économique des investissements dans l'EÉ.

23 Pour les clients au tarif L qui ont implanté un SGÉÉ dans les dernières années, le Distributeur
24 constate que ceux-ci ont obtenu des économies d'énergie d'environ 2 % annuellement à la
25 suite de la mise en place des stratégies et des mesures identifiées dans le cadre du SGÉÉ,
26 ce qui représente des quantités d'énergie non négligeables considérant la taille de ces clients.

5.5.2. Contexte

27 L'introduction d'une modalité visant à inciter les clients à mieux consommer est cohérente avec
28 des mesures mises de l'avant récemment par d'autres acteurs.

29 Dans son Plan de mise en œuvre 2024-2029 visant la réalisation du Plan pour une économie
30 verte 2030 (le « PEV »), le Gouvernement a annoncé son intention d'améliorer la productivité
31 énergétique des grandes industries afin de maximiser la création de richesse. Pour ce faire, il
32 compte encourager les entreprises à produire un plan d'implantation des mesures d'économie

⁶³ Dans l'État de l'énergie au Québec (édition 2024), la Chaire de gestion du secteur de l'énergie du HEC Montréal note que la faiblesse des prix de l'énergie peut expliquer en partie la faible productivité énergétique au Canada et qu'« [i]l n'est en effet moins intéressant de chercher à optimiser la consommation d'énergie lorsque celle-ci coûte peu ». [En ligne](#) (page 43 du rapport).

⁶⁴ Voir le [Programme](#) Systèmes de gestion de l'énergie électrique.

1 d'énergie ou à instaurer un SGÉE⁶⁵. À cet effet, le volet Management de l'énergie du
2 programme ÉcoPerformance offert par le Gouvernement rend disponible de l'aide financière
3 pour encourager l'implantation d'un SGÉE⁶⁶.

4 De manière similaire, le gouvernement fédéral a lancé le 8 juillet 2024 le volet Installations
5 industrielles du Programme des installations industrielles et manufacturières vertes qui offre
6 une aide financière en soutien à la mise en œuvre de solutions en matière d'ÉE et de gestion
7 de l'énergie dans les cinq domaines d'application suivants :

- 8 • la formation des praticiens de la gestion de l'énergie ;
- 9 • les évaluations et audits énergétiques ;
- 10 • les gestionnaires de l'énergie ;
- 11 • les systèmes de gestion de l'énergie ;
- 12 • les investissements en capital⁶⁷.

13 Aux États-Unis, l'approche Better Plants, qui vise à ce que les entreprises industrielles se
14 dotent, entre autres, d'un SGÉE, a permis de générer des gains d'intensité énergétique⁶⁸ de
15 l'ordre de 2 % en moyenne par année⁶⁹. Le gouvernement fédéral américain fournit également
16 en exemple que les entreprises industrielles qui ont mis en œuvre la norme ISO 50001 ont
17 réalisé des économies d'énergie cumulative de près de 10 % au cours des deux premières
18 années⁷⁰.

19 L'Allemagne a quant à elle adopté la Loi sur l'efficacité énergétique en novembre 2023.
20 Cette dernière vise à améliorer l'ÉE en harmonie avec la directive européenne en favorisant
21 les gains énergétiques, en promouvant les pratiques durables et en encourageant une culture
22 de l'ÉE dans plusieurs secteurs de l'économie⁷¹. De manière spécifique, cette loi prévoit
23 également que toute entreprise avec une consommation supérieure à 7,5 GWh par année au
24 cours des trois dernières années devra implanter un SGÉE ISO 50 0001 avant le 18 juillet
25 2025 ou, pour une nouvelle entreprise, sur une période maximale de 20 mois⁷².

5.5.3. Proposition du Distributeur

26 En lien avec l'intention du Gouvernement mentionnée précédemment, le Distributeur
27 collaborera avec ce dernier et fera preuve de leadership pour encourager la clientèle à

⁶⁵ Voir le [Plan de mise en œuvre 2024-2029 du PEV](#), page 23 (page 29 du PDF).

⁶⁶ Voir le [volet Management de l'énergie du programme ÉcoPerformance](#).

⁶⁷ Voir le [volet Installations industrielles du Programme des installations industrielles et manufacturières vertes](#).

⁶⁸ Selon Statistique Canada, les intensités énergétiques de production sont mesurées comme l'utilisation directe et indirecte d'énergie par millier de dollars de production (en dollars courants ou en dollars enchaînés) voir la note numéro 2 du site Web <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3810010801>.

⁶⁹ U.S. Department of Energy, *Better Plants. 2021 Progress Update*. [En ligne](#).

⁷⁰ Norme ISO 50001 pour les systèmes de gestion de l'énergie. [En ligne](#).

⁷¹ Organisation des nations unies pour l'alimentation et l'agriculture, base de données FAOLEX. *Energy Efficiency Act*. [En ligne](#).

⁷² Voir : Gossen Metrawatt, *Energy Efficiency Act Adopted*. [En ligne](#). Voir également : [Energy Efficiency Act](#) (loi allemande), page 8 (traduction libre)

1 considérer l'électricité comme une ressource précieuse et à augmenter sa productivité
2 énergétique⁷³.

3 En conséquence, le Distributeur propose d'introduire, pour les clients au tarif L qui n'implantent
4 pas un SGÉÉ, une modalité au tarif L qui prévoit la facturation d'une prime mensuelle pour
5 encourager la mise en place d'initiatives en EÉ. Pour envoyer un signal de prix fort, la prime
6 serait fixée à 3 % de la facture totale d'électricité.

7 Cette prime ne serait applicable qu'à compter du 1^{er} avril 2027, afin que les entreprises
8 puissent se préparer à sa mise en place. À ce titre, le Distributeur continuera d'offrir un
9 accompagnement personnalisé aux clients du tarif L et travaillera en collaboration avec eux
10 pour élaborer les plans de mise en œuvre des SGÉÉ, pour identifier les opportunités
11 d'économies d'énergie et pour assurer le suivi de leur mise en place.

12 Selon le Distributeur, la mise en place d'un incitatif tarifaire permettrait de convaincre
13 davantage de clients au tarif L à implanter un SGÉÉ et à participer plus activement à la mise
14 en place de mesures en EÉ.

15 La proposition du Distributeur est par ailleurs cohérente avec d'autres stratégies tarifaires qui
16 ont été introduites au fil du temps pour influencer le comportement de ses clients⁷⁴.

5.5.4. Impacts clients

17 Pour illustrer l'impact de l'introduction d'une prime de 3 %, le Distributeur a considéré le cas
18 théorique d'un client au tarif L avec un appel de puissance de 50 MW et un facteur d'utilisation
19 de 85 %. Pour ce client, l'application d'une prime de 3 % sur sa facture annuelle de 20 M\$
20 résulterait en un montant additionnel de 600 K\$.

21 Le Distributeur estime qu'il sera avantageux pour les clients de mettre en place un SGÉÉ et
22 de ne pas payer la prime mensuelle. D'abord, tel que mentionné précédemment, de
23 nombreuses aides financières sont offertes par les distributeurs d'énergie et les
24 gouvernements provincial et fédéral. À cet effet, les aides offertes par le Distributeur
25 permettent de financer 50 % des coûts admissibles, jusqu'à concurrence de 175 000 \$, pour
26 l'implantation d'un SGÉÉ et une bonification de 1¢/kWh par année, jusqu'à concurrence de
27 5 ¢/kWh, lorsque de nouvelles mesures d'EÉ sont mises en œuvre.

28 De plus, le Distributeur rappelle qu'un SGÉÉ se veut un processus d'amélioration en continu
29 où les mesures sont mises en place graduellement. De manière générale, les premières
30 mesures identifiées et mises en place par les clients sont relatives à l'amélioration des
31 opérations et de la maintenance. Ces mesures permettent ainsi une courte période de
32 récupération de l'investissement puisqu'elles ne nécessitent peu ou pas de capital. Ces

⁷³ La notion de productivité énergétique est plus amplement détaillée dans ce [rapport](#) de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal.

⁷⁴ À titre d'exemple, avec l'article 5.6 des Tarifs, le Distributeur impose une prime de dépassement de 25,026 \$/kW aux clients au tarif L dont la puissance maximale appelée excède 110 % de la puissance souscrite. Cette prime a été établie afin d'inciter le client à optimiser sa puissance souscrite au tarif L et permettre au Distributeur une meilleure prévision des charges.

1 mesures sont par ailleurs admissibles à des aides financières dans le cadre du programme du
2 Distributeur.

3 Finalement, comme mentionné à la section 5.5.1, le Distributeur évalue que les clients ayant
4 implanté un SGÉÉ ont réalisé des économies d'énergie d'environ 2 % annuellement.

5 Pour ces raisons, le Distributeur estime que sa proposition est raisonnable, qu'elle favorisera
6 l'implantation d'un SGÉÉ chez sa clientèle au tarif L et qu'elle permettra à celle-ci de s'engager
7 dans la réalisation de mesures en EÉ en continu.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la fixation d'une modalité pour les clients au tarif L qui consisterait en la facturation d'une prime mensuelle de 3 % pour les clients n'implantant pas un SGÉÉ. Cette modalité serait appliquée à compter du 1^{er} avril 2027.

6. Autres modifications

6.1. Tarif BR

8 Dans la décision D-2017-022⁷⁵, la Régie approuvait la proposition du Distributeur relative à la
9 mise en place d'un tarif expérimental visant l'alimentation des bornes de recharge de VÉ de
10 400 V et plus à courant continu (les « BRCC »)⁷⁶. La proposition du Distributeur visait alors
11 une offre tarifaire adaptée pour ce nouvel usage caractérisé notamment par une très faible
12 utilisation de la puissance.

13 Le tarif expérimental BR permettait d'assurer une continuité tarifaire entre le tarif G et le tarif
14 G9, tout en offrant un signal de prix pour gérer la puissance et améliorer le FU pour les charges
15 excédant 50 kW. La structure de type Wright⁷⁷, retenue pour ce tarif, permet d'offrir un signal
16 de prix en puissance adapté pour des utilisations de très courtes durées.

17 La structure du tarif expérimental BR en vigueur est présentée au tableau 19.

⁷⁵ Décision [D-2017-022](#) (R-3980-2016), paragraphe 737.

⁷⁶ Le tarif expérimental BR peut également servir à l'alimentation d'une ou de plusieurs bornes de 240 volts.

⁷⁷ Tarif sans prime de puissance, mais dont les prix en énergie prennent en compte la puissance maximale appelée et le FU.

Tableau 19
Structure du tarif expérimental BR

Tranches	Prix de l'énergie
Consommation associée aux 50 premiers kW de puissance appelée, calculée en multipliant la puissance maximale appelée jusqu'à concurrence de 50 kW par le facteur d'utilisation et le nombre d'heures de la période de consommation	12,844 ¢/kWh
Consommation associée à la puissance maximale appelée excédant 50 kW, calculée en multipliant cette puissance excédentaire par le facteur d'utilisation, jusqu'à concurrence de 3 %, et le nombre d'heures de la période de consommation	24,070 ¢/kWh
Reste de l'énergie consommée	18,929 ¢/kWh

1 Le développement d'un réseau de recharge publique étant un complément nécessaire au
2 déploiement massif des VÉ, une tarification pérenne adaptée aux caractéristiques de la
3 recharge électrique demeure l'avenue la plus adéquate pour soutenir l'expansion du réseau
4 de BRCC et du parc de VÉ.

5 Conséquemment, le Distributeur propose, pour les raisons mentionnées dans les sections
6 ci-dessous, d'intégrer de manière définitive à son offre tarifaire, le tarif BR pour la tarification
7 de l'électricité livrée à un abonnement associé à une BRCC dont la consommation est mesurée
8 distinctement et facturée à son propriétaire qui offre un service de recharge aux usagers,
9 mettant ainsi fin au statut expérimental du tarif. Les usages connexes directement liés à
10 l'exploitation de la borne, tel l'éclairage, seraient également admissibles au tarif BR jusqu'à
11 concurrence de 10 kW.

6.1.1. Évolution du portrait de la recharge publique

12 Depuis l'introduction du tarif expérimental BR en 2018, les abonnements assujettis à ce tarif
13 ont connu une croissance soutenue. Cette trajectoire croissante reflète notamment le virage
14 électrique amorcé du parc de véhicules au Québec encadré, entre autres, par diverses
15 initiatives du Gouvernement et des autres acteurs du milieu, comme le Circuit électrique.

16 Le renforcement de la norme Véhicules Zéro Émission (VZE) ainsi que l'interdiction de vente
17 de véhicules neufs à combustion à partir de 2035, sont des initiatives qui devraient soutenir la
18 croissance du nombre de VÉ. D'ailleurs, le nombre de VÉ en circulation prévu à l'horizon 2032
19 est évalué à 2,2 millions, soit 39 % du parc automobile québécois⁷⁸. Dans ce contexte, il est
20 donc nécessaire de soutenir le déploiement des infrastructures de recharge publique pour
21 répondre à la demande.

⁷⁸ Dossier R-4210-2022 Phase 1, HQD-2, Document 2 (B-0009), page 12. La cible de 2 millions de VÉ est maintenue dans le [Plan de mise en œuvre 2024-2029](#) du PEV.

1 Le FU moyen des bornes de recharge au tarif expérimental BR est actuellement de l'ordre de
2 6 %, comparativement à 3 % en 2017⁷⁹. Lorsque le FU d'un site de recharge s'intensifie au-
3 delà de 10 %, le tarif G9 devient alors plus avantageux. Le tarif BR demeure toutefois
4 intéressant pour les sites de recharge dont l'achalandage est limité en raison de leur situation
5 géographique ou de leur nouveauté. Ainsi, le Distributeur est d'avis qu'il est important de
6 maintenir les bons signaux de prix à l'endroit de cet usage auprès des exploitants de réseaux
7 de recharge, afin de trouver le bon équilibre entre la minimisation du temps d'attente et
8 l'optimisation de leur profil de consommation.

6.1.2. Modifications proposées au tarif BR

9 Au regard des objectifs visant le déploiement des VÉ et de l'évolution du FU des abonnements
10 au tarif BR, le Distributeur propose d'intégrer de manière définitive le tarif BR à son offre
11 tarifaire et de maintenir la neutralité du calibrage du tarif BR avec le tarif G9 pour un FU de
12 10 %⁸⁰.

13 Afin de refléter adéquatement le profil de consommation actuel, le Distributeur propose
14 toutefois d'ajuster le calibrage des prix des tranches d'énergie de façon à refléter le FU moyen
15 actuel des abonnements au tarif BR, soit 6 %.

Proposition de structure

16 À l'instar du tarif expérimental BR actuel, le tarif BR proposé est également composé de trois
17 tranches d'énergie. Le prix de la 1^{re} tranche est calibré sur la base du tarif G et vise la
18 consommation associée aux 50 premiers kW de puissance maximale appelée. Le prix
19 applicable est le prix unitaire du tarif G pour un appel de puissance de 50 kW et un FU de 6 %,
20 soit 12,700 ¢/kWh. Ce prix assure la neutralité tarifaire entre le tarif G et le tarif BR pour une
21 BRCC ayant un appel de puissance maximale de 50 kW.

22 Pour la consommation au-delà des 50 premiers kW, deux tranches basées sur deux plages
23 de FU sont proposées, soit de 0 à 6 % (2^e tranche) et de 6 à 10 % (3^e tranche). Le Distributeur
24 propose de dériver les prix de ces 2 dernières tranches à partir d'une structure binôme
25 jumelant une prime de puissance correspondant à 10 % de celle du tarif M et un prix de
26 l'énergie permettant la neutralité tarifaire avec le tarif G9 à un FU de 10 %, soit une prime de
27 puissance de 1,762 \$/kW et un prix de l'énergie de 16,837 ¢/kWh.

28 Afin de maintenir un signal de prix adéquat visant l'amélioration du FU des bornes de recharge
29 publique et la migration vers le tarif G9, le Distributeur propose de maintenir une dégressivité
30 explicite des prix pour ces deux dernières tranches. Pour ce faire, le Distributeur propose de
31 fixer le prix de la 3^e tranche, soit pour un FU entre 6 et 10 %, au prix de la composante énergie
32 de la structure binôme et de dériver le prix applicable à la 2^e tranche en résultante.

33 Ainsi, le prix de la 3^e tranche est fixé au prix de la composante énergie de la structure binôme,
34 soit 16,837 ¢/kWh. Le prix de la 2^e tranche est quant à lui fixé à 24,574 ¢/kWh, soit la somme

⁷⁹ Le Distributeur présente, à l'Annexe D, le bilan du déploiement du tarif BR, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2017-022.

⁸⁰ Relativement au seuil de 10 %, voir : Dossier R-3980-2016, HQD-14, Document 2 ([B-0052](#)), page 44.

- 1 du prix de l'énergie de 16,837 ¢/kWh, majorée à 20,495 ¢/kWh, et de la prime de puissance
- 2 de 1,762 \$/kW ramenée en énergie sur la base de 43,2 heures⁸¹. La majoration du prix de
- 3 l'énergie de la 2^e tranche vise à compenser les revenus plus faibles associés à la 1^{re} tranche
- 4 visant les 50 premiers kW.
- 5 La structure proposée du tarif BR est présentée au tableau 20.

Tableau 20
Structure proposée du tarif BR

Tranches	Prix de l'énergie
Consommation associée aux 50 premiers kW de puissance appelée, calculée en multipliant la puissance maximale appelée jusqu'à concurrence de 50 kW par le FU et le nombre d'heures de la période de consommation	12,700 ¢/kWh
Consommation associée à la puissance maximale appelée excédant 50 kW, calculée en multipliant cette puissance excédentaire par le FU, jusqu'à concurrence de 6 %, et le nombre d'heures de la période de consommation	24,574 ¢/kWh
Reste de l'énergie consommée	16,837 ¢/kWh

- 6 Le Distributeur précise que les composantes du tarif BR évolueront en fonction des tarifs G, M
- 7 et G9 auxquels elles se rattachent.
- 8 Enfin, le Distributeur présente au tableau 21 des exemples d'application du tarif BR proposé
- 9 ainsi que des comparaisons avec le tarif G9.

⁸¹ Soit 720 heures * le FU moyen de 6 %.

Tableau 21
Exemples d'application du tarif BR et comparaisons avec le tarif G9

Données de consommation		Tarif BR				Tarif G9	
kW		50	50	50	50	kW	50
FU		3%	5%	7%	10%	FU	10%
kWh		1 080	1 800	2 520	3 600	kWh	3600
1re tranche	50	1 080	1 800	2 520	3 600	Énergie	N/A
2e tranche	6%	0	0	0	0	Puissance	N/A
3e tranche	reste	0	0	0	0		
Facture						Facture	
1re tranche	0,12700 ¢/kWh	137,2 \$	228,6 \$	320,0 \$	457,2 \$	Énergie	N/A
2e tranche	0,24574 ¢/kWh	- \$	- \$	- \$	- \$	Puissance	N/A
3e tranche	0,16837 ¢/kWh	- \$	- \$	- \$	- \$		N/A
Total		137,2 \$	228,6 \$	320,0 \$	457,2 \$		N/A
Coût moyen (\$/kW)		0,13 \$	0,13 \$	0,13 \$	0,13 \$		N/A
		Tarif BR				Tarif G9	
kW		100	100	100	100	kW	100
FU		3%	6%	8%	10%	FU	10%
kWh		2 160	4 320	5 760	7 200	kWh	7 200
1re tranche	50	1 080	2 160	2 880	3 600	Énergie	7 200
2e tranche	6%	1 080	2 160	2 160	2 160	Puissance	100
3e tranche	reste	0	0	720	1 440		
Facture						Facture	
1re tranche	0,12700 ¢/kWh	137,2 \$	274,3 \$	365,8 \$	457,2 \$	Énergie	0,1218 ¢/kWh 877,2
2e tranche	0,24574 ¢/kWh	265,4 \$	530,8 \$	530,8 \$	530,8 \$	Puissance	5,113 \$/kW 511,3
3e tranche	0,16837 ¢/kWh	- \$	- \$	121,2 \$	242,5 \$		1 388,5
Total		402,6 \$	805,1 \$	1 017,8 \$	1 230,5 \$		
Coût moyen (\$/kW)		0,19 \$	0,19 \$	0,18 \$	0,17 \$		0,19 \$
		Tarif BR				Tarif G9	
kW		200	200	200	200	kW	200
FU		3%	6%	8%	10%	FU	10%
kWh		4 320	8 640	11 520	14 400	kWh	14 400
1re tranche	50 kW	1 080	2 160	2 880	3 600	Énergie	14 400
2e tranche	6%	3 240	6 480	6 480	6 480	Puissance	200
3e tranche	reste	0	0	2 160	4 320		
Facture						Facture	
1re tranche	0,12700 ¢/kWh	137,2 \$	274,3 \$	365,8 \$	457,2 \$	Énergie	0,1218 ¢/kWh 1 754,4 \$
2e tranche	0,24574 ¢/kWh	796,2 \$	1 592,4 \$	1 592,4 \$	1 592,4 \$	Puissance	5,113 \$/kW 1 022,6 \$
3e tranche	0,16837 ¢/kWh	- \$	- \$	363,7 \$	727,4 \$		2 777,0 \$
Total		933,4 \$	1 866,7 \$	2 321,8 \$	2 777,0 \$		
Coût moyen (\$/kW)		0,22 \$	0,22 \$	0,20 \$	0,19 \$		0,19 \$

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver de manière définitive le tarif BR et sa nouvelle structure tarifaire à compter du 1^{er} avril 2025 selon les prix proposés à la pièce HQD-6, Document 1.

6.2. Modifications apportées à l'option de mesurage net

1 Dans sa décision D-2006-28⁸², la Régie approuvait la proposition du Distributeur visant à
2 soutenir l'autoproduction. Les options de mesurage net actuelles visent à apporter un soutien
3 aux clients dont les installations de production distribuée permettent de combler, en partie ou
4 en totalité, leurs besoins. Ainsi, par l'autoconsommation de l'énergie produite par son
5 installation de production distribuée, le client réduit sa consommation nette auprès du
6 Distributeur et, conséquemment, réduit sa facture d'électricité.

7 L'option de mesurage net s'applique actuellement autant en réseau intégré (l' « Option I de
8 mesurage net ») qu'en réseaux autonomes (l' « Option III de mesurage net »).

9 L'autoproduction demeure peu répandue au Québec. Au 31 décembre 2023, le Distributeur
10 dénombrait 841 clients aux options de mesurage net, en grande majorité des clients
11 résidentiels (94 %), qui utilisent principalement l'énergie solaire photovoltaïque (98 %) comme
12 source de production.

13 Dans le dossier R-4057-2018⁸³, le Distributeur demandait une modification des dispositions
14 relatives à l'Option I de mesurage net afin notamment de revoir le traitement économique des
15 injections sur le réseau de façon à accorder une juste valeur au service de stockage et
16 d'équilibrage, limitant ainsi le transfert de coûts vers le reste de la clientèle. Dans sa décision
17 D-2018-129⁸⁴, la Régie jugeait qu'il n'était pas opportun de traiter cette demande dans le cadre
18 de ce dossier et demandait au Distributeur de présenter ses propositions de modifications
19 dans le cadre d'un dossier distinct portant spécifiquement sur les modifications à apporter aux
20 dispositions relatives aux options de mesurage net.

21 Cependant, dans sa décision D-2020-055 qui suivait l'adoption de la Loi sur la simplification,
22 la Régie acceptait de traiter les suivis relatifs aux options de mesurage net en réseau intégré
23 et en réseaux autonomes⁸⁵, au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026.

24 À cet égard, le Distributeur présente au présent dossier ses propositions de modifications à
25 l'Option I de mesurage net applicable. Ces modifications tiennent notamment compte de
26 l'évolution du contexte énergétique, des possibilités d'intégration de la production distribuée
27 au portefeuille des moyens de production d'Hydro-Québec et de la complémentarité avec
28 l'offre tarifaire du Distributeur. Le Distributeur est d'avis que ces modifications permettront
29 d'assurer un soutien plus efficient aux efforts actuels de sa clientèle associés à la transition
30 énergétique et la décarbonation de l'économie du Québec. D'ailleurs, dans son Plan d'action
31 2035, Hydro-Québec a comme objectif de faciliter l'installation de panneaux solaires chez plus
32 de 125 000 clients et clientes afin de contribuer à satisfaire une partie ou la totalité de leurs
33 besoins et donc de la demande croissante en énergie.

⁸² [D-2006-28](#) (R-3551-2004).

⁸³ Dossier R-4057-218 Phase 1, HQD-13, Document 1 ([B-0030](#)), page 33

⁸⁴ [D-2018-129](#) (R-4057-2018 Phase1), paragraphe 38.

⁸⁵ Pour les réseaux autonomes, dans sa décision D-2019-027, la Régie réitérait sa demande d'étude d'une option visant à mieux valoriser l'énergie produite par les autoproducteurs, sans encourager l'injection d'énergie sur le réseau aux heures de faible demande.

1 Quant à l'Option III de mesurage net, le Distributeur n'entend pas proposer de modification à
2 cette option dans le présent dossier.

6.2.1. Modifications proposées à l'Option I de mesurage net

3 Afin d'encourager la clientèle à réduire sa consommation, à consommer au bon moment et à
4 adopter des technologies permettant l'autoproduction, le Distributeur entend modifier le
5 domaine d'application de l'Option I de mesurage net et de modifier les règles de disposition
6 de la banque de surplus.

Révision du domaine d'application et des conditions d'admissibilité

7 Le Distributeur propose de hausser à 1 MW la capacité maximale d'autoproduction de
8 l'Option I de mesurage net et d'étendre son domaine d'application au tarif M. Ce rehaussement
9 permettrait d'élargir le bassin potentiel de clients autoproducteurs.

10 Comme prévu à l'option actuelle, afin d'assurer un dimensionnement adéquat du système de
11 production, la capacité installée des systèmes de production serait fixée selon le minimum
12 entre la puissance maximale appelée de l'abonnement et 1 MW.

13 Également, le Distributeur propose de réviser, au 1^{er} avril 2026, les conditions d'admissibilité
14 relatives aux options de TD afin de permettre aux clients inscrits à l'Option I de mesurage net
15 d'y adhérer. Cette modification encouragerait la participation aux options TD et de gestion de
16 la puissance des clients autoproducteurs dont le système de production distribuée permet un
17 effacement en période de pointe.

Modification à la banque de surplus

18 Le Distributeur propose également une révision des règles de disposition de la banque de
19 surplus. Selon les modalités actuelles, la banque de surplus est ramenée à zéro à l'intérieur
20 de 24 mois suivant la date d'adhésion de l'autoproducteur, sans qu'aucune compensation ne
21 lui soit octroyée pour l'énergie inutilisée.

22 Dans le but d'améliorer l'expérience client et soutenir l'attractivité de l'autoproduction,
23 le Distributeur propose de rémunérer l'énergie comprise dans la banque de surplus lors de la
24 remise à zéro, à un prix correspondant au coût moyen de fourniture tel que présenté au
25 tableau 9.1 de la pièce HQD-5, Document 1.

26 Compte tenu du maintien de la condition visant le dimensionnement adéquat des systèmes de
27 production distribuée, soit le minimum entre 1 MW et la puissance maximale appelée,
28 le Distributeur ne prévoit pas un nombre important de remboursements monétaires lors de la
29 remise à zéro de la banque de surplus. À titre illustratif, en 2023, seulement 12 clients (1,4 %
30 des abonnements) inscrits à l'Option I de mesurage net avaient un solde supérieur à zéro lors
31 de la remise à zéro.

Restriction

1 Enfin, étant donné que les modifications proposées portant sur l'Option I de mesurage net
2 auraient un impact potentiel sur l'exploitation et la conception du réseau de distribution
3 d'électricité et que les investissements sur le réseau se feront progressivement en fonction de
4 l'augmentation du nombre de clients autoproducteurs, le Distributeur se réserve le droit de
5 limiter certains projets.

Autre élément

6 Afin d'encourager l'installation de panneaux solaires chez les clients résidentiels et
7 commerciaux, le Distributeur entend offrir un appui financier dès 2026. Les modalités de cet
8 appui restent à définir et seront annoncées en temps opportun.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver ses propositions visant la modification de l'Option I de mesurage net, soit la révision du domaine d'application et des conditions d'admissibilité, la rémunération de l'énergie comprise dans la banque de surplus lors de sa remise à zéro et l'ajout de la possibilité de limiter certains projets.

6.3. Modifications proposées au chapitre 12 des Tarifs

9 Le chapitre 12 des Tarifs comporte trois sections : le service Visilec, le service VigieLigne ainsi
10 que le service Signature. Le Distributeur propose les modifications à ces services décrites
11 dans les sections ci-dessous.

6.3.1. Visilec et VigieLigne

12 Les services Visilec et VigieLigne permettent aux clients d'accéder, par Internet, aux profils de
13 charge d'un ou de plusieurs points de livraison sous forme de graphiques et de rapports.
14 Ces services sont payants.

15 Or, le Distributeur est d'avis que les services Visilec et VigieLigne ne sont plus requis puisque
16 les profils de charge sont dorénavant disponibles sans frais aux clients d'affaires et industriels
17 dans leur Espace client.

6.3.2. Service Signature

18 Quant au service Signature, il vise essentiellement à faire rapport au client d'événements
19 électriques qui entraînent une perte de charge et à suivre les harmoniques en continu.

20 Le Distributeur propose de retirer les services suivants à son offre actuelle (article 12.16
21 des Tarifs) :

- 22 • Le recours aux experts d'Hydro-Québec prévu dans le service de base ;

- 1 • L'option complémentaire de tableau de bord local.
- 2 D'abord, le recours aux experts d'Hydro-Québec en lien avec les enjeux de la qualité de
3 l'alimentation électrique est un service disponible pour tous les grands clients. Or, le texte de
4 l'article 12.16 peut laisser croire au client qu'il obtiendrait un traitement particulier du fait de
5 son abonnement au service Signature, ce qui n'est pas le cas. À cet effet, le Distributeur
6 propose de retirer cette mention du service de base du service Signature.
- 7 Par ailleurs, le Distributeur propose également de retirer l'option complémentaire de tableau
8 de bord local, qui comprend les principaux paramètres mesurés, puisqu'elle ne suscite aucun
9 intérêt de la part des clients.

Le Distributeur demande à la Régie d'abroger les sections 1 et 2 du chapitre 12 des Tarifs relatives aux services Visilec et VigieLigne et d'approuver les modifications proposées à la section 3 du chapitre 12 des Tarifs relative au service Signature.

6.4. Modifications pour les réseaux autonomes

- 10 Le Distributeur propose trois modifications à l'actuel chapitre 8 des Tarifs⁸⁶ traitant des tarifs
11 applicables dans les réseaux autonomes :
- 12 • L'article 8.11 relatif à la révision des prix de l'énergie pour l'application du tarif MA est
13 modifié afin de retirer la source de données utilisée pour l'établissement des variables
14 C et D. Depuis juillet 2023, Bloomberg ne publie plus le prix moyen du diesel
15 n° 6 (2 % s) ou tout autre prix relatif à ce produit. Pour cette raison, le Distributeur
16 entend dorénavant utiliser le prix moyen du diesel n° 6 (1 % s) pour établir les valeurs
17 de ces deux variables auprès d'un nouveau fournisseur. Cette modification est
18 accessoire et permet le maintien de la formule actuelle ;
- 19 • L'article 8.29 relatif au calcul du crédit variable de l'option d'électricité interruptible avec
20 préavis est modifié afin de retirer la référence à Bloomberg dans l'établissement des
21 variables C et D ;
- 22 • L'article 8.46 relatif à la détermination des prix du tarif domestique biénergie – Réseau
23 d'Inukjuak est modifié afin d'harmoniser la majoration du prix de la deuxième tranche
24 d'énergie avec la Loi sur la simplification. Dans la décision D-2019-173⁸⁷, la Régie a
25 approuvé le processus de fixation du prix de la deuxième tranche d'énergie, qui inclut
26 une majoration de ce prix à l'IPC Canada. Toutefois, considérant l'arrivée de la Loi sur
27 la simplification en décembre 2019, le Distributeur propose de modifier l'IPC Canada
28 par l'IPC Québec pour des fins d'harmonisation. À cet effet, l'évolution moyenne des
29 25 dernières années est comparable entre l'IPC Québec et l'IPC Canada⁸⁸.

⁸⁶ Le chapitre 8 devient le chapitre 9 dans les Tarifs proposés.

⁸⁷ [D-2019-173](#) (R-4091-2019), paragraphe 114.

⁸⁸ L'évolution moyenne entre 1999 et 2023 est de 2,1 % pour l'IPC Québec et de 2,2 % pour l'IPC Canada.

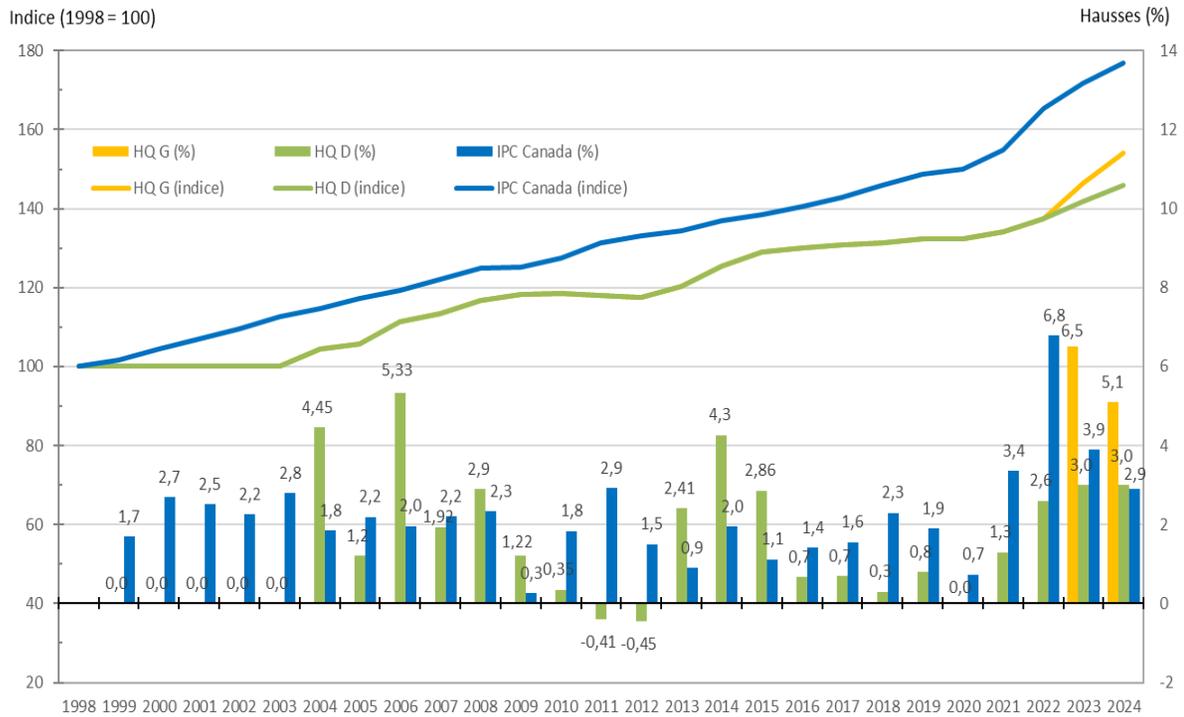
- 1 Ces modifications sont présentées dans la pièce HQD-6, Document 2 (3 colonnes).

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux actuels articles 8.11, 8.29 et 8.46 des Tarifs.

Annexe A – Impacts tarifaires

Figure A-1

Évolution des tarifs d'électricité et des prix à la consommation 1998-2024^{89, 90, 91, 92}



⁸⁹ Entre 2015 et 2019, hausse moyenne pour tous les tarifs, à l'exception du tarif L.

⁹⁰ Entre 2020 et 2022, indexation des tarifs à l'IPC Québec, à l'exception du tarif L.

⁹¹ À partir du 1^{er} avril 2023, la Loi sur le plafonnement vient limiter la hausse des tarifs domestiques à 3 %.

⁹² La donnée pour l'IPC Canada de 2024 représente une prévision.

Tableau A-1
Hausses tarifaires des distributeurs d'électricité au Canada

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
Hausses tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1er avril 2023	3,0 %	Hausse clientèle domestique
	1er avril 2023	6,5 %	Hausse clientèle affaire à l'exception du tarif L
	1er avril 2024	3,0 %	Hausse clientèle domestique
	1er avril 2024	5,1 %	Hausse clientèle affaire à l'exception du tarif L
BC Hydro (BC)	1er avril 2023	1,2 %	
	1er avril 2024	6,4 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1er avril 2023	5,6 %	
	1er avril 2024	9,3 %	Hausse moyenne sans la charge du compte de variation
ENMAX Calgary (AB)	1er janvier 2023	9,3 %	Portion distribution seulement
	1er avril 2023	49,5 % ⁽¹⁾	
	1er janvier 2024	17,9 %	Portion distribution seulement
	1er avril 2024	-22,3 % ⁽¹⁾	
EPCOR Energy (AB)	1er avril 2023	42,6 % ⁽¹⁾	
	1er avril 2024	-13,7 % ⁽¹⁾	
Hydro Ottawa (ON)	1er janvier 2023	4,9 % ⁽²⁾	
	1er novembre 2023	2,7 % ⁽²⁾	
	1er janvier 2024	3,6 % ⁽²⁾	
Manitoba Hydro (MB)	1er septembre 2023	1,0 %	
	1er avril 2024	1,0 %	
Maritime Electric (PE)	1er mai 2023	2,6 %	Ajustement général des tarifs
	1er octobre 2023	1,7 % à 3,2 %	Mécanisme d'ajustement des coûts énergétiques (ECAM)
	1er mars 2024	2,6 %	Ajustement général des tarifs
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1er juillet 2022	0,0 % ⁽³⁾	
	1er janvier 2023	15,4 % ⁽³⁾	Ajustement au plan de stabilisation des taux
	1er juillet 2023	0,1 % ⁽³⁾	
Newfoundland Power (NL)	1er juillet 2022	-0,3 %	
	1er juillet 2023	6,9 %	
Nova Scotia Power (NS)	2 février 2023	6,9 %	
	1er janvier 2024	6,9 %	
SaskPower (SK)	1er avril 2023	4,0 %	
Toronto Hydro (ON)	1er janvier 2023	3,0 % ⁽¹⁾	
	1er avril 2023	11,1 % ⁽¹⁾	
	1er janvier 2024	4,6 % ⁽¹⁾	
Hausses tarifaires demandées/prévues			
Hydro-Québec			
BC Hydro (BC)	1er avril 2025	8,5 %	Proposé - Sujet à changement
	1er avril 2026	1,3 %	Proposé - Sujet à changement
	1er avril 2027	3,5 %	Proposé - Sujet à changement
	1er avril 2028	2,2 %	Proposé - Sujet à changement
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1er avril 2025	9,3 %	Hausse approuvée
Manitoba Hydro (MB)	2025 à 2030	2,0 %	Trajectoire proposée de long-terme
Maritime Electric (PE)	1er mars 2025	2,7 %	Hausse approuvée
Toronto Hydro (ON)	2025-2029	7,0 %	Distribution - Proposé - clientèle résidentielle
	2025-2029	7,4 % à 9 %	Distribution - Proposé - clientèle affaires
	2025-2029	2,0 %	Après taxes et programmes - Proposé - clientèle résidentielle
	2025-2029	0,7 % à 2,3 %	Après taxes et programmes - Proposé - clientèle affaires

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

2) Hausse moyenne pour la clientèle résidentielle

3) Hausse moyenne pour la clientèle industrielle

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 2024)								
Redevance	\$	13,44	13,44	13,44	13,44	13,44	13,44	13,44
Énergie								
1 ^{re} tranche	\$	41,90	50,28	67,04	80,45	80,45	80,45	80,45
2 ^e tranche	\$	-	-	-	82,74	186,16	289,58	393,00
Total	\$	55,34	63,72	80,48	176,63	280,05	383,47	486,89
	¢/kWh	8,85	8,50	8,05	8,83	9,33	9,59	9,74
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2025)								
Redevance	\$	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85
Énergie								
1 ^{re} tranche	\$	43,16	51,79	69,05	82,86	82,86	82,86	82,86
2 ^e tranche	\$	-	-	-	85,22	191,74	298,26	404,78
Total	\$	57,00	65,63	82,90	181,92	288,44	394,96	501,48
	¢/kWh	9,12	8,75	8,29	9,10	9,61	9,87	10,03
Écart								
	\$	1,66	1,91	2,41	5,30	8,40	11,50	14,60
	%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

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 2024)					
Redevance	\$	14,34	14,34	14,34	14,34
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	86,39	230,36	1 151,80	1 727,70
2 ^e tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	102,61
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	102,61
Total	\$	100,73	244,70	1 166,14	1 844,65
	¢/kWh	13,43	12,24	11,66	12,30
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2025)					
Redevance	\$	14,90	14,90	14,90	14,90
Énergie					
1 ^{re} tranche	\$	89,75	239,34	1 196,72	1 795,08
2 ^e tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	106,61
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	106,61
Total	\$	104,66	254,25	1 211,62	1 916,60
	¢/kWh	13,95	12,71	12,12	12,78
Écart					
	\$	3,93	9,55	45,48	71,95
	%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%

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 2024)						
Énergie						
1 ^{re} tranche	\$	1 170,20	1 462,75	11 702,00	12 287,10	12 287,10
2 ^e tranche	\$	-	-	-	8 244,10	41 654,40
Puissance						
Prime	\$	932,91	1 696,20	8 481,00	16 962,00	42 405,00
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	-2 706,00
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	-489,93
<i>Sous-total</i>	\$	<i>932,91</i>	<i>1 696,20</i>	<i>8 481,00</i>	<i>16 962,00</i>	<i>39 209,08</i>
Total	\$	2 103,11	3 158,95	20 183,00	37 493,20	93 150,58
	¢/kWh	10,52	12,64	10,09	9,37	7,96
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2025)						
Énergie						
1 ^{re} tranche	\$	1 215,83	1 519,79	12 158,28	12 766,19	12 766,19
2 ^e tranche	\$	-	-	-	8 565,55	43 278,58
Puissance						
Prime	\$	969,29	1 762,34	8 811,69	17 623,38	44 058,44
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	-2 795,32
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	-506,10
<i>Sous-total</i>	\$	<i>969,29</i>	<i>1 762,34</i>	<i>8 811,69</i>	<i>17 623,38</i>	<i>40 757,03</i>
Total	\$	2 185,11	3 282,12	20 969,97	38 955,12	96 801,80
	¢/kWh	10,93	13,13	10,48	9,74	8,27
Écart						
	\$	82,00	123,17	786,97	1461,92	3651,22
	%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%

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 2024)						
Énergie	\$	94 185,00	123 165,00	231 840,00	705 180,00	941 850,00
Puissance						
Prime	\$	77 130,00	77 130,00	154 260,00	462 780,00	771 300,00
Crédits						
25 kV	\$	-5 412,00	-5 412,00	-	-	-
120 kV	\$	-	-	-29 560,00	-88 680,00	-147 800,00
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-979,85	-979,85	-1 959,70	-5 879,10	-9 798,50
<i>Sous-total</i>	\$	<i>70 738,15</i>	<i>70 738,15</i>	<i>122 740,30</i>	<i>368 220,90</i>	<i>613 701,50</i>
Total	\$	164 923,15	193 903,15	354 580,30	1 073 400,90	1 555 551,50
	¢/kWh	7,05	6,34	6,16	6,13	6,65
Facture au tarif proposé (au 1^{er} avril 2025)						
Énergie	\$	97 822,76	127 922,08	240 794,50	732 416,59	978 227,64
Puissance						
Prime	\$	80 110,10	80 110,10	160 220,20	480 660,60	801 101,00
Crédits						
25 kV	\$	-5 590,64	-5 590,64	-	-	-
120 kV	\$	-	-	-30 535,57	-91 606,71	-152 677,85
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-1 012,19	-1 012,19	-2 024,38	-6 073,14	-10 121,90
<i>Sous-total</i>	\$	<i>73 507,27</i>	<i>73 507,27</i>	<i>127 660,25</i>	<i>382 980,75</i>	<i>638 301,25</i>
Total	\$	171 330,03	201 429,35	368 454,75	1 115 397,34	1 616 528,89
	¢/kWh	7,32	6,58	6,40	6,37	6,91
Écart						
	\$	6 406,88	7 526,20	13 874,45	41 996,44	60 977,39
	%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%

Tableau A-6
Exemples de calcul de factures mensuelles
pour des consommations types – Tarif L

		5 000	5 000	10 000	30 000	50 000	50 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 250 000	23 400 000	30 600 000	32 750 000
Facture au tarif actuel (au 1er avril 2024)								
Énergie	\$	84 684,60	110 741,40	208 454,40	624 277,50	846 846,00	1 107 414,00	1 185 222,50
Puissance								
Prime	\$	71 170,00	71 170,00	142 340,00	427 020,00	711 700,00	711 700,00	711 700,00
Crédits								
25 kV	\$	-5 412,00	-5 412,00	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	-29 560,00	-88 680,00	-147 800,00	-147 800,00	-147 800,00
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-979,85	-979,85	-1 959,70	-5 879,10	-9 798,50	-9 798,50	-9 798,50
<i>Sous-total</i>	\$	<i>64 778,15</i>	<i>64 778,15</i>	<i>110 820,30</i>	<i>332 460,90</i>	<i>554 101,50</i>	<i>554 101,50</i>	<i>554 101,50</i>
Total	\$	149 462,75	175 519,55	319 274,70	956 738,40	1 400 947,50	1 661 515,50	1 739 324,00
	c/kWh	6,39	5,74	5,54	5,55	5,99	5,43	5,31
Facture au tarif proposé (au 1er avril 2025)								
Énergie	\$	87 469,20	114 382,80	215 308,80	644 805,00	874 692,00	1 143 828,00	1 224 195,00
Puissance								
Prime	\$	73 520,00	73 520,00	147 040,00	441 120,00	735 200,00	735 200,00	735 200,00
Crédits								
25 kV	\$	-5 590,65	-5 590,65	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	-30 535,60	-91 606,80	-152 678,00	-152 678,00	-152 678,00
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-1 012,20	-1 012,20	-2 024,40	-6 073,20	-10 122,00	-10 122,00	-10 122,00
<i>Sous-total</i>	\$	<i>66 917,15</i>	<i>66 917,15</i>	<i>114 480,00</i>	<i>343 440,00</i>	<i>572 400,00</i>	<i>572 400,00</i>	<i>572 400,00</i>
Total	\$	154 386,35	181 299,95	329 788,80	988 245,00	1 447 092,00	1 716 228,00	1 796 595,00
	c/kWh	6,60	5,92	5,73	5,73	6,18	5,61	5,49
Écart								
	\$	4 923,60	5 780,40	10 514,10	31 506,60	46 144,50	54 712,50	57 271,00
	%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%

Tableau A-7
Revenus par composantes des tarifs domestiques
selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2024⁹³

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif D		
Redevance (¢/jour)	44,81	627
Énergie - 1re tranche (¢/kWh)	6,70	2 689
Énergie - 2e tranche (¢/kWh)	10,34	2 485
Total		5 801
Tarif DP		
Énergie - 1re tranche (¢/kWh)	6,48	7
Énergie - 2e tranche (¢/kWh)	9,86	130
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,85	4
Prime de puissance - Été (\$/kW)	5,06	6
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	13,43	0
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	20,15	0
Total		147
Tarif DM		
Redevance (¢/kWh)	44,81	31
Énergie - 1re tranche (¢/kWh)	6,70	119
Énergie - 2e tranche (¢/kWh)	10,34	24
Prime de puissance - (>50 kW) (\$/kW)	6,85	1
Total		175
Tarif DT		
Redevance (¢/kWh)	44,81	13
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,82	93
Énergie - Pointe (¢/kWh)	28,17	10
Prime de puissance - (>50 kW) (\$/kW)	6,85	1
Total		116

⁹³ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023.

**Tableau A-8 :
Revenus par composantes des tarifs généraux et industriel
selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2024⁹⁴**

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
Tarif G		
Redevance ¹ (\$/mois)	14,34	46
Énergie - 15 090 premiers kWh (¢/kWh)	11,52	988
Reste de l'énergie (¢/kWh)	8,87	18
Prime de puissance ² (> 50 kW) (\$/kW)	20,52	17
Total		1 068
Tarif M		
Énergie - 210 000 premiers kWh (¢/kWh)	5,851	1 329
Reste de l'énergie (¢/kWh)	4,34	414
Prime de puissance ² (\$/kW)	16,96	1 403
Total		3 146
Tarif LG		
Énergie (¢/kWh)	4,025	437
Prime de puissance ² (\$/kW)	15,43	299
Total		736
Tarif L		
Énergie (¢/kWh)	3,619	932
Prime de puissance ² (\$/kW)	14,23	501
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	8,34	0
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	25,03	0
Total		1 434

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.

⁹⁴ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023.

Tableau A-9
Description de la clientèle aux tarifs domestiques⁹⁵

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif D			
Clientèle résidentielle	3 802 869	63 009	5 693
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 767 987	49 375	4 443
<i>Autres types de chauffage</i>	1 034 882	13 634	1 250
Clientèle agricole	41 568	1 132	108
Total - Tarif D	3 844 437	64 141	5 801
Tarif DP			
Clientèle résidentielle	4 209	784	81
<i>Chauffage tout électrique</i>	3 363	631	65
<i>Autres types de chauffage</i>	846	153	16
Clientèle agricole	3 897	646	66
Total - Tarif DP	8 106	1 430	147
Tarif DM			
Clientèle résidentielle et agricole	17 612	2 001	175
<i>Chauffage tout électrique</i>	13 177	1 658	144
Sans puissance facturée	11 776	1 030	90
Avec puissance facturée	1 401	628	55
<i>Autres types de chauffage</i>	4 435	343	31
Sans puissance facturée	4 239	242	22
Avec puissance facturée	196	101	9
Total - Tarif DM	17 612	2 001	175
Sans puissance facturée	16 015	1 272	111
Avec puissance facturée	1 597	729	64
Tarif DT	79 363	1 966	116

⁹⁵ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2024.

Tableau A-10
Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel⁹⁶

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif G			
Agricole	1 269	41	5
Dont la puissance est facturée	90	8	1
Commercial	196 409	7 143	867
Dont la puissance est facturée	10 453	1 191	149
Industriel	8 551	364	45
Dont la puissance est facturée	943	96	12
Institutionnel	20 471	752	92
Dont la puissance est facturée	1 793	200	25
Résidentiel	18 391	487	60
Dont la puissance est facturée	565	64	8
Total	245 091	8 787	1 068
Dont la puissance est facturée	13 844	1 559	195
% avec puissance facturée	6%	18%	18%
Tarif M			
Agricole	535	460	47
Commercial	21 994	18 077	1 778
Industriel	3 455	7 011	667
Institutionnel	4 711	5 751	555
Résidentiel	1 315	966	99
Total	32 010	32 266	3 146
Tarif LG			
Commercial	75	3 598	250
Institutionnel	26	1 300	96
Réseaux municipaux	10	5 961	391
Total	111	10 859	737
Tarif L	173	25 766	1 434

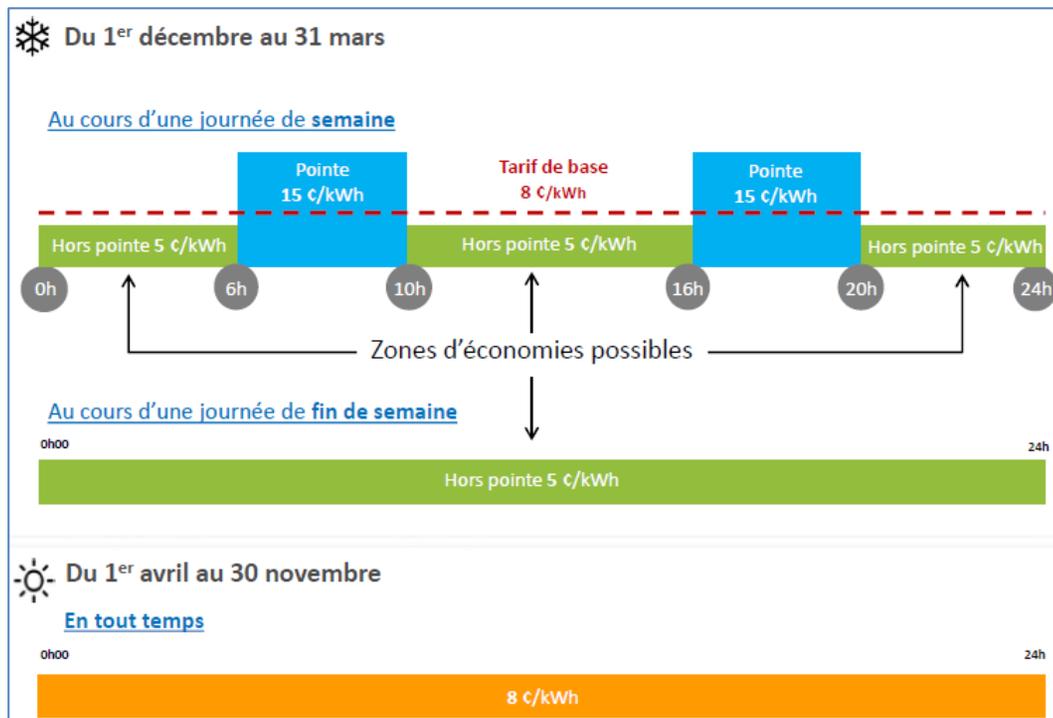
⁹⁶ Données de facturation pour la période allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2024.

Annexe B – Consultations auprès de la clientèle à l’égard de la TDT

Variante présentée #1 – TDT de base : TDT en hiver avec périodes de pointe et hors pointe

- 1 La TDT de base est un tarif annuel pour lequel des prix différenciés⁹⁷ s’appliquent selon deux
- 2 périodes de tarification distinctes, soit des périodes de pointe et hors pointe en période d’hiver.
- 3 La figure B-1 illustre la structure de la TDT de base, incluant les périodes prédéfinies et les
- 4 prix applicables, présentée lors des groupes de discussion.

Figure B-1
Structure de la TDT de base

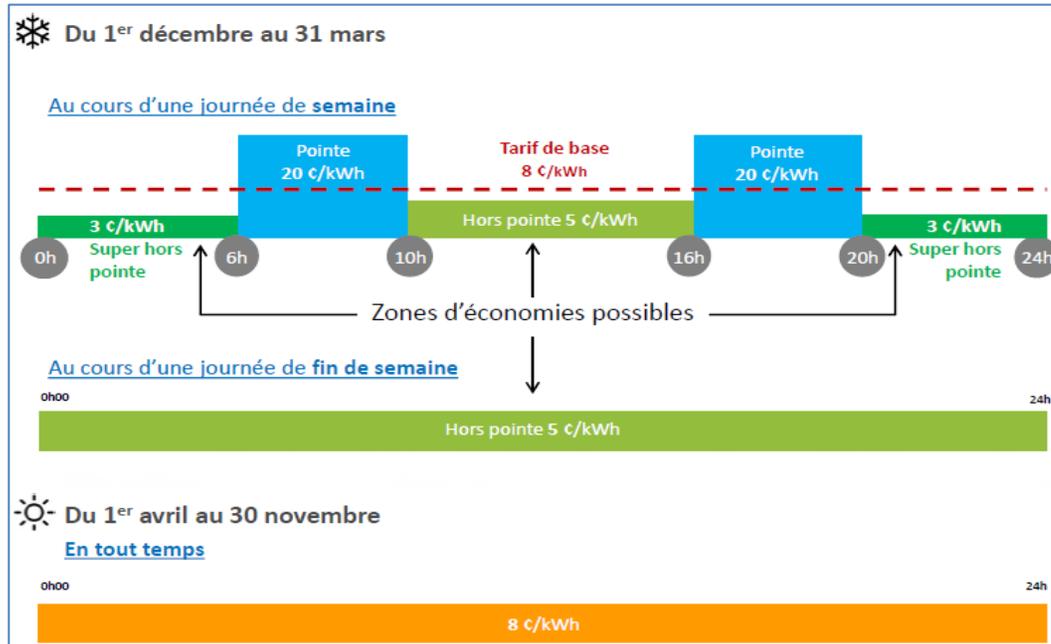


Variante présentée #2 – TDT de nuit : tarif différencié dans le temps avec période de super hors pointe la nuit en hiver

- 5 La TDT de nuit est un tarif annuel où des prix différenciés s’appliquent selon trois périodes de
- 6 tarification distinctes, soit selon les périodes de pointe, hors pointe et de super hors pointe en
- 7 période d’hiver. La figure B-2 illustre la structure de la TDT de nuit, incluant les périodes
- 8 prédéfinies et les prix applicables, présentée lors des groupes de discussion.

⁹⁷ Pour l’exercice de consultation, des structures de prix simplifiées ont été présentées aux participants pour chacune des trois variantes afin de faciliter leur compréhension.

Figure B-2
Structure de la TDT de nuit

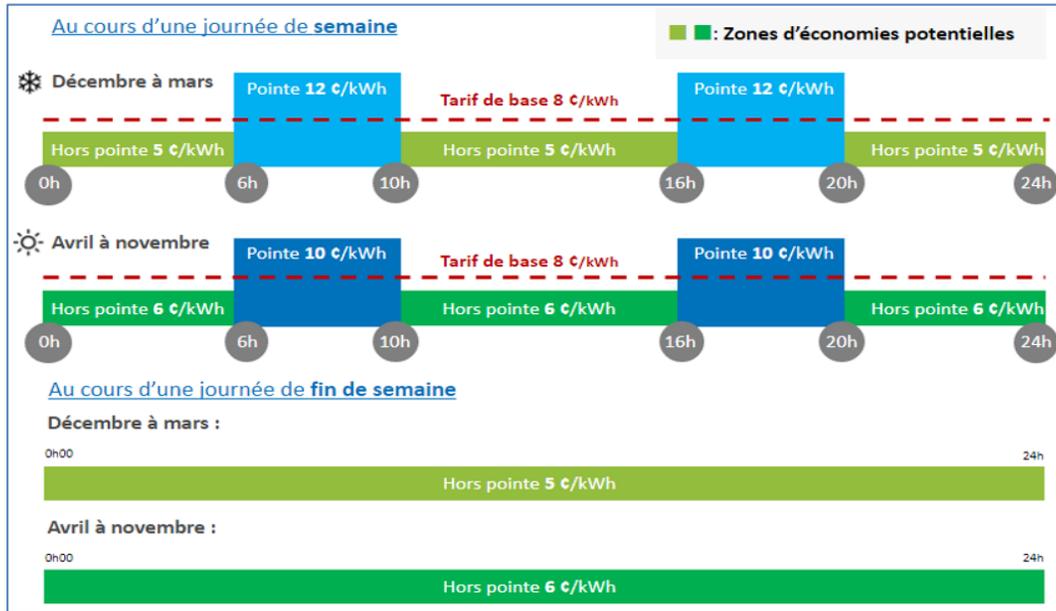


- 1 Cette structure comprend un prix très bas, inférieur aux prix hors pointe, qui est appliqué durant
- 2 la nuit afin d'encourager le déplacement de la consommation d'électricité, notamment celle de
- 3 la recharge des VÉ, durant les heures où la demande est généralement plus faible.
- 4 Contrairement à la TDT de base, le prix en période de pointe est plus élevé, puisqu'un prix
- 5 très bas est appliqué lors de la période super hors pointe, permettant donc d'augmenter l'écart
- 6 entre le prix de pointe et le prix de super hors pointe et d'inciter ainsi davantage le déplacement
- 7 de la consommation vers les heures de la nuit.

Variante présentée #3 – TDT annuelle : tarif différencié dans le temps annuel

- 8 La TDT annuelle comprend quatre périodes de tarification distinctes, soit des périodes de
- 9 pointe et hors pointe, tant en période d'hiver qu'en période d'été. La figure B-3 illustre la
- 10 structure de la TDT annuelle, incluant les périodes prédéfinies et les prix applicables,
- 11 présentée lors des groupes de discussion.

Figure B-3
Structure de la TDT annuelle



- 1 Dans cette variante, l'écart de prix entre la période de pointe et la période hors pointe en hiver
- 2 est plus élevé que celui entre les périodes d'été afin d'inciter plus fortement les clients à
- 3 déplacer leur consommation lors des périodes de pointe hivernales qui sont les périodes les
- 4 plus chargées du Distributeur. Durant l'été, le signal de prix incite les clients à pérenniser leurs
- 5 bonnes habitudes de consommation acquises durant la saison hivernale.
- 6 Cette variante a l'avantage de sécuriser les clients peu enclins à prendre des risques en raison
- 7 d'un écart de prix modéré et favorise une modification de comportements définitive étant donné
- 8 que les mêmes périodes de pointe sont présentes durant toute l'année.

Résultats de la consultation

- 9 Comme indiqué à la section 4.1.2, le Distributeur avait pour objectif de sonder l'intérêt de la
- 10 clientèle à l'égard de ce type de tarification et de déterminer la déclinaison tarifaire préférée
- 11 des participants. Bien que la consommation d'électricité des clients résidentiels soit
- 12 présentement concentrée lors des périodes de pointe, dont celle de la de VÉ, les participants
- 13 consultés ont un intérêt de 7,2/10 d'adhérer à cette offre si le Distributeur propose une TDT
- 14 annuelle. Les principales motivations des clients à adhérer à cette offre sont le potentiel de
- 15 réaliser des économies sur leur facture d'électricité et les préoccupations environnementales.
- 16 Afin d'adhérer à ce type d'offre, ceux-ci évoquent la pertinence d'investir dans des outils de
- 17 domotique afin de maximiser leurs économies potentielles et d'avoir à leur disposition un outil
- 18 de simulation des économies selon leur profil de consommation et les différents tarifs
- 19 disponibles.

- 1 Le tableau B-1 présente les éléments facilitants reliés au déplacement des principaux usages
 2 électriques cités par les clients résidentiels consultés.

Tableau B-1
Éléments facilitants identifiés par les participants au tarif D

Éléments facilitants	<ul style="list-style-type: none"> • Télétravail • Horaires atypiques (travail de nuit, de soir, les retraités) • Automatisation (chauffage ou recharge des VE) • Vivre seul (contrôle total de la consommation)
Usages facilement déplaçables	<ul style="list-style-type: none"> • Lavage et séchage • Utilisation du lave-vaisselle • Recharge des VÉ • Chauffage (clients avec appareils de domotique permettant une programmation facilitée)

3 Globalement, 37 des 41 clients au tarif D consultés démontrent une préférence envers la
 4 variante 3, soit une TDT annuelle, en raison notamment des avantages suivants :

- 5 • La possibilité de modifier ses habitudes de consommation de manière définitive durant
 6 toute l'année ;
- 7 • L'écart entre le prix en période de pointe et le prix moyen du tarif D est
 8 psychologiquement plus facile à accepter, comparativement à la TDT de base et la
 9 TDT de nuit pour lesquels le prix de pointe est plus élevé ;
- 10 • La possibilité de réaliser des économies durant l'été suscite un intérêt chez les
 11 propriétaires de climatiseur, de piscine ou de spa, ayant une consommation plus élevée
 12 lors de cette période. Ces appareils sont généralement munis d'un minuteur ou
 13 d'options pouvant être contrôlées automatiquement, ce qui facilite la gestion de leur
 14 consommation.

15 Par ailleurs, les participants aux groupes de discussion déjà inscrits à la TD affirment
 16 également qu'ils seraient intéressés de migrer vers la TDT annuelle. Selon ceux-ci, la TDT
 17 annuelle offre un plus grand potentiel d'économies en raison du plus grand nombre d'heures
 18 hors pointe, en plus des autres avantages énumérés ci-dessus.

Annexe C – Balisage de la TDT

1. Nouvelle-Écosse

1 Au 1^{er} novembre 2021, Nova Scotia Power (« NSP ») a lancé un projet pilote de tarification
2 dynamique, incluant une TDT⁹⁸, en vigueur jusqu'au mois d'octobre 2024 pour sa clientèle
3 domestique ainsi que sa clientèle affaires. En fonction des résultats de ce projet pilote,
4 NSP examinera la possibilité de rendre cette offre de tarification dynamique permanente.

5 Le tableau C-1 décrit la structure de la TDT de NSP destinée à la clientèle domestique selon
6 les prix en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2024. À titre indicatif, pour la même période, le tarif
7 régulier est composé d'un seul prix en énergie de 16,931 ¢/kWh applicable en tout temps.

Tableau C-1
Structure tarifaire de la TDT dans le cadre du projet pilote – Secteur domestique

Période d'application – Toute l'année	Prix
Hors hiver (1^{er} avril au 31 octobre) Tous les jours	11,719 ¢/kWh
En hiver (1^{er} novembre au 31 mars) Période de pointe Jours de semaine 7 h 00 à 11 h 00 et 17 h 00 à 21 h 00	32,120 ¢/kWh
Période hors pointe Jours de semaine 11 h 00 à 17 h 00 et 21 h 00 à 7 h 00, fins de semaine et jours fériés	16,931 ¢/kWh

8 NSP offre aussi à sa clientèle domestique une TDT ciblant exclusivement les détenteurs d'ATC
9 et de planchers chauffants radiants. Durant la période hivernale, soit du 1^{er} décembre au
10 28 février, le tarif comprend trois périodes prédéfinies incluant une période de pointe,
11 une période hors pointe et un prix de base. En ce qui concerne la période estivale,
12 celle-ci comprend deux périodes prédéfinies, soit une période de pointe et une période
13 hors pointe⁹⁹.

⁹⁸ Voir : [tarification variable dans le temps](#) (page 11) et [le programme pilote](#) de NS Power.

⁹⁹ Nova Scotia Power, [Time of Day Rates](#).

2. Ontario

1 Le gouvernement de l'Ontario a introduit le 1^{er} mai 2023 une nouvelle TDT afin de répondre à
2 la demande du ministre de l'Énergie adressée à la Commission de l'énergie de l'Ontario le
3 16 novembre 2021. Cette demande du ministre visait à établir les assises d'une TDT incluant
4 une période de nuit jointe d'un prix très bas afin de supporter la décarbonation de l'économie
5 et d'offrir plus d'options aux clientèles domestique et affaires (petite puissance)¹⁰⁰. La structure
6 de cette TDT se caractérise par un prix (28,6 ¢/kWh) en période de pointe, lequel est 10 fois
7 plus élevé que le prix de la période de nuit (2,8 ¢/kWh)^{101,102}.

8 Cette option, offerte sur une base volontaire, s'ajoute à l'offre tarifaire existante qui comprend
9 une « Tarification selon l'heure de la consommation » mise en place depuis plusieurs années,
10 et une « Tarification par paliers »¹⁰³.

11 Le tableau C-2 présente la structure tarifaire du « Tarif d'électricité de nuit très bas » offert en
12 Ontario.

Tableau C-2
Structure de la nouvelle TDT « Tarif d'électricité de nuit très bas »

Période d'application – Toute l'année	Prix
Période nocturne avec prix très bas Tous les jours 23 h 00 à 7 h 00	2,8 ¢/kWh
Périodes médianes Jours de semaine 7 h 00 à 16 h 00 et 21 h 00 à 23 h 00	12,2 ¢/kWh
Période de pointe Jours de semaine 16 h 00 à 21 h 00	28,6 ¢/kWh
Période creuse Fin de semaine et jours fériés 7 h 00 à 23 h 00	8,7 ¢/kWh

¹⁰⁰ Voir à cet effet la [lettre](#) du ministre de l'Énergie de l'Ontario adressée à la Commission de l'énergie de l'Ontario.

¹⁰¹ Ontario Energy Board, [Report to the Minister of Energy : Design of an Optional Enhanced Time-of-Use Price](#) (EB-2022-0074), mars 2022.

¹⁰² Cette structure est établie en considérant les coûts de la fourniture seulement.

¹⁰³ Commission de l'énergie de l'Ontario, [Tarifs d'électricité](#).

3. Colombie-Britannique

1 Le 12 décembre 2023¹⁰⁴, la British Columbia Utilities Commission a approuvé la demande de
 2 BC Hydro visant à offrir une nouvelle TDT pour la clientèle résidentielle. Ce nouveau tarif,
 3 inspiré du tarif de base progressif et offert sur une base volontaire, s'applique à chaque jour
 4 de l'année (semaine, fin de semaine et jours fériés) et se définit par la structure présentée au
 5 tableau C-3.

Tableau C-3
Structure tarifaire proposée pour la « TDT optionnelle pour le résidentiel »

Période d'application – Toute l'année	Prix
Tarif résidentiel 1 ^{re} tranche (jusqu'à 1 350 kWh/deux mois) à 10,97 ¢/kWh et reste de l'énergie à 14,08 ¢/kWh	
Durant la nuit Tous les jours 23 h 00 à 7 h 00	Crédit de 5 ¢/kWh consommé
Période de pointe Tous les jours 16 h 00 à 21 h 00	Surcharge de 5 ¢/kWh consommé
Périodes hors pointe tous les jours 7 h 00 à 16 h 00 Tous les jours 21 h 00 à 23 h 00	Aucun crédit ou frais supplémentaires

6 Par sa proposition, BC Hydro veut inciter les clients participants à déplacer leur consommation
 7 d'électricité des périodes de pointe vers la nuit.

8 Par ailleurs, 31 offres de TDT ont été répertoriées sur les 21 distributeurs recensés au Canada,
 9 aux États-Unis et dans l'Union européenne¹⁰⁵. Le Distributeur constate que la majorité des
 10 distributeurs sondés offrent une TDT annuelle sur une base volontaire, comprenant deux
 11 périodes de tarification distinctes, soit des périodes de pointe et hors pointe applicables les
 12 jours de la semaine et pour lesquelles le ratio entre le prix en périodes de pointe et le prix en
 13 périodes hors pointe est généralement inférieur à 4. Toutefois, le Distributeur précise qu'il est
 14 mentionné dans la littérature qu'une différenciation plus marquée entre les prix en période hors
 15 pointe et les prix en période de pointe est souhaitable pour encourager les déplacements de
 16 consommation¹⁰⁶.

17 Le tableau C-4 résume la répartition des offres répertoriées selon les principales
 18 caractéristiques des structures tarifaires.

¹⁰⁴ [BC Hydro Optional Residential Time-of-Use Rate Application \(Application\)](#).

¹⁰⁵ Voir le tableau C-5 de l'Annexe C pour la liste des distributeurs et les références aux variantes de TDT offertes par ceux-ci.

¹⁰⁶ The Brattle Group. [Time-Varying and Dynamic Rate Design](#), juillet 2012, page 28.

Tableau C-4
Caractéristiques des 31 offres de TDT analysées¹⁰⁷

Caractéristiques	Proportion
Adhésion optionnelle (« opt-in »)	65 %
Adhésion automatique avec possibilité de transfert au tarif de base (« opt-out »)	35 %
Tarif annuel	94 %
Tarif saisonnier	6 %
Jours de semaine seulement	65 %
Tous les jours	35 %
Période de pointe et hors pointe	55 %
Période de pointe, intermédiaire et hors pointe	32 %
Période de pointe, intermédiaire et hors pointe + période super hors pointe	6 %
Période de pointe, intermédiaire et hors pointe + événement de pointe critique	6 %
Ratio pointe / hors pointe 1 à 4	74 %
Ratio pointe / hors pointe 4 à 7	13 %
Ratio pointe / hors pointe de 7 et plus	13 %

¹⁰⁷ Les chiffres ayant été arrondis, leurs sommes peuvent ne pas correspondre aux totaux.

Tableau C-5
Liste des distributeurs balisés sur la TDT

Lieux	Distributeurs	Variantes de TDT
Halifax	Nova Scotia Power	Time of Day Rates
Ottawa / Toronto	Ottawa Hydro et Toronto Hydro	Tarifs en fonction de l'heure de consommation
		Tarif de nuit très bas
Grande Prairie (Alberta)	ATCO (portion transport et distribution seulement)	Time of Use rates
Vancouver	BC Hydro	TOU avec crédit de 5 ¢/kWh période HP et majoration de 5 ¢/kWh en pointe
New-Hampshire	Eversource	Residential Time-of-Day Service -Rate R-OTOD (Closed to new customers)
		Residential Time-of-Day Service Rate 2
Connecticut	Eversource	Residential time-of-day Electric Service
Vermont	Green mountain power	Rate 11: Residential Time of Use Service
Chicago	Commonwealth Edison Co.	Rate RTOUPP
Miami	Florida Light and Power	Residential TOU Rider (RTR-1)
Oklahoma	Public service company of Oklahoma	TIME OF DAY RATES
New York	Consolidated Edison Co.	Time of use
Portland	PacifiCorp	Time of use
Detroit	Detroit Edison Co.	Time of Day Electric
		Dynamic Peak Pricing
San Francisco	Pacific Gas and Electric Co.	Time-of-use E-TOU-C
		Time-of-use E-TOU-D
		Time-of-use E-TOU-B
		Electric Home Rate Plan (E-Elec)
		Electric Vehicule rate plane (EV2-A)
		Electric Vehicule rate plane (EV-B)
Long Island	PSEG	Time-of-Day, Off-Peak (194)
		Time-of-Day, Super Off-Peak (195)
Cherokee	Cobb EMC	Niteflex
Georgia	Georgia Power	Time of Use - TOU-RD-6
France	EDF (tarifs réglementés)	Option heures creuses
		Option Tempo
Belgique	Sibelga	The dual hourly rate
Italie	Enel Energia	ENEL Flex
Espagne	Endesa	Time-of-use

Annexe D – Suivi de décisions

- 1 Dans cette annexe, le Distributeur fait état des différents suivis demandés par la Régie.
2 Pour les raisons qui seront exposées, le Distributeur ne juge plus nécessaire de faire dans
3 l'avenir certains suivis présentés dans les sections ci-dessous.

1. Suivis des décisions D-2022-061 et D-2023-068

1.1. Suivi relatif aux réseaux municipaux

- 4 La Régie, dans sa décision D-2022-061¹⁰⁸, demande aux Distributeurs de déposer un suivi
5 administratif dans lequel ils préciseront les ententes qui auront été conclues avec les
6 réseaux municipaux. Or, le Distributeur, dans le suivi administratif de la décision
7 D-2022-061 annonce avoir conclu les ententes avec les huit réseaux municipaux et la
8 Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean Baptiste de Rouville.
9 Aucune entente ne sera conclue avec le réseau municipal de Baie-Comeau, car il n'est pas
10 desservi par le réseau de distribution d'Énergir.
11 Conséquemment, ce suivi est complété.

Le Distributeur demande à la Régie de mettre fin au suivi relatif aux ententes conclues avec les réseaux municipaux.

1.2. Suivi relatif au calibrage du tarif DT

- 12 Dans la décision D-2022-061¹⁰⁹, suivant l'approbation de l'offre concertée de biénergie
13 électricité – gaz naturel avec Énergir (l'« Offre biénergie »), la Régie demandait au
14 Distributeur de déposer, dans le dossier tarifaire 2025-2026, une analyse visant à confirmer
15 que le tarif DT est toujours bien calibré.
16 Pour rappel, le tarif DT vise à permettre aux clients des tarifs domestiques disposant d'un
17 système de chauffage biénergie admissible de réaliser des économies annuelles par
18 rapport au tarif D.
19 En fonction de la température extérieure, le tarif DT comprend deux niveaux de prix pour
20 l'électricité livrée :
21 • un bas tarif, lorsque la température est supérieure à 12 °C ou 15 °C. Dans ce cas,
22 le système de chauffage peut fonctionner à l'électricité ;

¹⁰⁸ Décision [D-2022-061](#) (R-4169-2021 Phase 1), paragraphe 192.

¹⁰⁹ *Ibid.*, paragraphe 241.

- 1 • un haut tarif lorsque la température extérieure est inférieure à 12 °C ou 15 °C. Dans
2 ce cas, le système de chauffage doit fonctionner au moyen d'un combustible.

3 Pour les raisons exposées ci-dessous, le Distributeur est d'avis que le tarif DT est
4 correctement calibré.

1.2.1. Contexte de la demande

5 À la base, les prix d'énergie du tarif DT sont établis pour assurer la neutralité tarifaire avec
6 le tarif D. Ainsi, pour un même profil de consommation et à conditions climatiques normales,
7 la facture au tarif DT en mode tout à l'électricité (« TAE ») avant effacement est identique à
8 celle au tarif D.

9 Toutefois, dans les décisions D-2017-022¹¹⁰, D-2018-025¹¹¹ et D-2019-027¹¹², la Régie a
10 consécutivement approuvé deux baisses uniformes et un gel des prix d'énergie du tarif DT.
11 Pour cette raison, la neutralité entre le tarif DT et le tarif D n'est plus respectée depuis
12 quelques années, le manque à gagner engendré étant récupéré auprès des clients des
13 autres tarifs domestiques.

14 Comme mentionné par la Régie dans la décision D-2022-061¹¹³, l'Offre biénergie pourrait
15 exacerber ce manque à gagner si le nombre de clients au tarif DT devait augmenter. À cet
16 effet, elle demande au Distributeur de déposer une analyse visant à confirmer que le tarif
17 DT est toujours bien calibré.

18 Le Distributeur souligne que l'effritement du parc biénergie électricité-mazout en cours
19 permet d'atténuer l'impact de l'Offre biénergie. En effet, à l'horizon 2032, malgré l'arrivée
20 de nouveaux abonnements en lien avec l'Offre biénergie, il est prévu que le nombre
21 d'abonnements net au tarif DT ne croisse que très légèrement, faisant en sorte que le
22 manque à gagner à récupérer auprès des autres clients domestiques serait comparable au
23 manque à gagner actuel.

24 Le tableau D-1 présente les projections d'abonnements au tarif DT et des nouveaux
25 abonnements ajoutés par l'Offre biénergie à l'horizon 2032.

Tableau D-1
Prévision du nombre d'abonnements au tarif DT (en milliers)

Abonnements	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Hors Offre biénergie	75,0	67,7	60,8	56,6	52,5	48,4	44,2	40,0	35,9
Offre biénergie	4,3	7,4	9,2	13,7	19,1	25,3	32,5	39,6	46,8
Total	79,4	75,1	70,0	70,3	71,6	73,7	76,7	79,7	82,7

¹¹⁰ Décision [D-2017-022](#) (R-3980-2016), paragraphes 693-694.

¹¹¹ *Supra* note 7 ([D-2018-025](#)), paragraphes 681-682.

¹¹² *Supra* note 23 ([D-2019-027](#)), paragraphe 675.

¹¹³ *Supra* note 108 (D-2022-061).

1.2.2. Calibrage du tarif DT

- 1 Le tarif DT est calibré sur la base du cas type d'une résidence unifamiliale moyenne
2 (158 m²) à la biénergie électricité-mazout¹¹⁴ avec quatre occupants et située à Montréal,
3 pour laquelle les besoins de chauffage des espaces ainsi que le profil de consommation
4 d'électricité sans usages estivaux particuliers (climatisation ou chauffage de piscine,
5 par exemples)¹¹⁵ sont établis en fonction de la normale climatique réchauffée¹¹⁶.
- 6 La consommation du cas type est présentée au tableau D-2.

Tableau D-2
Consommation du cas type au tarif DT¹¹⁷

Usages	kWh annuels	Dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)
Chauffe des locaux	12 277	1 950	16 %
Usage de base et eau chaude	12 449	719	6 %
Total	24 726	2 669	11 %

- 7 Le calibrage du tarif DT permet d'établir le niveau d'économies du cas type de la maison
8 moyenne présentée ci-haut et, donc, d'évaluer son intérêt à continuer de fonctionner en
9 mode combustible en s'effaçant en période de pointe, par rapport à un mode TAE.
- 10 Les plus récentes estimations des factures annuelles pour une consommation aux tarifs D
11 et DT pour le cas type d'un client biénergie utilisant le mazout comme source d'appoint,
12 sont présentées au tableau D-3.
- 13

¹¹⁴ En raison du nombre toujours marginal de clients biénergie – gaz naturel, le calibrage du tarif DT reste sur la base du cas type biénergie – mazout.

¹¹⁵ Les usages estivaux génèrent des économies. Néanmoins, le Distributeur ne propose pas de recalibrer le tarif DT afin de les éliminer, puisque les clients au tarif DT qui n'ont pas d'usages estivaux en seraient pénalisés en raison d'un surcoût avant effacement. Le Distributeur s'engage néanmoins à s'assurer que les économies générées par les usages estivaux demeurent dans des proportions qui ne nuisent pas à la rentabilité de la biénergie.

¹¹⁶ Comme établie par la décision [D-2012-024](#) (R-3776-2011), paragraphe 633.

¹¹⁷ Sur la base de la normale climatique 2025 réchauffée (période de référence climatique 1971-2023).

Tableau D-3
Comparaison des factures annuelles aux tarifs D et DT
(Client du cas type biénergie-mazout après effacement)

Tarif	Source	Coût	Total annuel
Tarif D	TAE*	2 293 \$	2 293 \$
Tarif DT	Électricité*	1 472 \$	1 860 \$
	Mazout**	388 \$	
Économies annuelles tarif DT			433 \$
Frais d'entretien additionnels			149 \$
Économies nettes tarif DT			284 \$

* Tarifs proposés au 1^{er} avril 2025.

** Chauffage des espaces au mazout en périodes de grands froids. Coût estimatif du mazout de 1,61 \$/litre, selon la moyenne à Montréal pour la saison 2023-2024 (source : Régie de l'énergie, *Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger*, semaine du 5 mars 2024).

1 Ainsi, les économies nettes au tarif DT, présentées au tableau D-3, et la prévision du
 2 nombre d'abonnements au tarif DT à l'horizon 2032, présentée au tableau D-1, militent en
 3 faveur du maintien de l'avantage concurrentiel du tarif DT par rapport au tarif D, ce qui
 4 permet en outre de conserver l'intérêt des clients à rester au tarif DT et à fonctionner en
 5 mode biénergie.

6 Le Distributeur est donc d'avis que le tarif DT est toujours correctement calibré et ne
 7 propose aucune modification au tarif DT, permettant ainsi de maintenir un avantage
 8 concurrentiel par rapport au tarif D.

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte du suivi à l'égard du calibrage du tarif DT et de déclarer celui-ci comme étant toujours bien calibré.

1.3. Suivi relatif aux aides financières du Gouvernement

9 Dans la décision D-2023-068¹¹⁸, la Régie demande de déposer les montants engagés à
 10 travers le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) en soutien à l'achat d'équipements
 11 servant à la biénergie et les aides financières du Gouvernement allouées en soutien à
 12 l'achat d'équipements servant à la biénergie par l'entremise du Bureau de la transition
 13 climatique du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques,
 14 de la Faune et des Parcs (MELCCFP).

15 Or, comme mentionné dans la lettre datée du 12 juin 2023¹¹⁹ transmise à la Régie faisant
 16 suite à la décision D-2023-068, le Distributeur n'est pas propriétaire de l'information relative

¹¹⁸ Décision [D-2023-068](#) (R-4169-2021 Phase 2), paragraphe 184.

¹¹⁹ Dossier R-4169-2021 Phase 2, Correspondance à la Régie ([B-0189](#)).

1 aux aides financières du Gouvernement et n'est, de ce fait, pas en mesure de faire suite à
2 ce suivi.

Le Distributeur demande à la Régie de mettre fin au suivi relatif aux aides financières du Gouvernement allouées en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie.

2. Suivi relatif à l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture aux tarifs domestiques

3 Dans la décision D-2018-025¹²⁰, la Régie refuse la proposition du Distributeur d'introduire
4 un montant mensuel minimal de facture aux tarifs domestiques et lui demande de revenir
5 avec une nouvelle proposition dans le cadre du prochain dossier tarifaire. Or, en raison de
6 la proposition relative à la TD dans le dossier R-4057-2018, ce suivi fut reporté à un dossier
7 tarifaire ultérieur. Suivant l'adoption de la Loi sur la simplification, la Régie, dans sa décision
8 D-2020-055, demande au Distributeur de traiter ce suivi dans le cadre du dossier tarifaire
9 2025-2026¹²¹.

10 Le Distributeur est d'avis que l'introduction d'un montant mensuel minimal aux tarifs
11 domestiques n'est pas une mesure qui permettrait d'atteindre les objectifs du
12 Plan d'action 2035. En effet, au niveau de la calibration des tarifs domestiques,
13 l'introduction d'un montant mensuel minimal engendrerait la diminution des prix en énergie,
14 contribuant ainsi à détériorer leur signal de prix et venant complexifier la facture d'électricité.
15 Cette mesure ne permet donc d'inciter la clientèle à consommer moins et au bon moment.

16 Ainsi, le Distributeur n'entend pas proposer l'introduction d'un montant mensuel minimal de
17 la facture.

Le Distributeur demande à la Régie de considérer comme étant caduc le suivi relatif à l'introduction d'un montant mensuel minimal aux tarifs domestiques et d'y mettre fin.

3. Suivis relatifs à l'OÉA pour culture des végétaux

18 Au cours du mois de mars 2020, le Québec a été frappé par la pandémie de COVID-19.
19 Les restrictions aux frontières afin de contrôler la propagation du virus ont amené le
20 Gouvernement à envisager, pour l'avenir, une meilleure autonomie alimentaire. À la suite
21 du dépôt du décret de préoccupations pris par le Gouvernement le 8 juillet 2020¹²² indiquant

¹²⁰ *Supra* note 7 (D-2018-025), paragraphe 651.

¹²¹ Décision D-2020-055 (R-4100-2019), paragraphe 106.

¹²² Décret n° 757-2020.

1 à la Régie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales, le Distributeur
2 a présenté à la Régie ses propositions visant à bonifier son soutien au développement des
3 entreprises locales, particulièrement les producteurs de fruits et légumes en serre¹²³.

4 Dans sa proposition, le Distributeur souhaitait offrir un tarif avantageux ayant pour objectif
5 essentiellement de favoriser le développement de la production en serre et l'autonomie
6 alimentaire aux producteurs qui rencontrent les conditions suivantes :

- 7 • utilisent l'électricité pour le chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux ;
- 8 • utilisent l'électricité pour l'éclairage de photosynthèse, dont la puissance maximale
9 appelée (la « PMA ») se situe entre 50 kW et 300 kW ;
- 10 • sont admissibles au tarif LG.

11 Dans sa décision D-2020-161, la Régie a approuvé la demande du Distributeur, mais elle a
12 demandé que les suivis suivants lui soient fournis dans le cadre du présent dossier
13 tarifaire¹²⁴ :

- 14 • évaluer l'opportunité d'admettre à l'OÉA d'autres équipements et technologies que
15 ceux reliés à l'éclairage de photosynthèse et au chauffage électrique des serres ;
- 16 • réévaluer l'admissibilité des producteurs de cannabis à l'OÉA pour la culture des
17 végétaux.

18 La Régie demandait également que soit déposé dans le cadre du dossier tarifaire 2025 les
19 informations suivantes¹²⁵ :

- 20 • le nombre de clients pour lesquels le Distributeur a établi la puissance de référence,
21 les circonstances et la façon dont il a procédé ;
- 22 • la façon dont le Distributeur a établi la quantité d'énergie additionnelle, en kWh, à
23 laquelle le nouveau tarif s'applique en dehors des périodes de restriction considérant
24 l'ajout de l'usage du chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux dont la
25 consommation varie d'une période de consommation à l'autre, en fonction des aléas
26 météorologiques, et qu'elle doit être distinguée de la consommation à facturer au
27 tarif de base qui peut varier elle aussi ;
- 28 • la quantité d'énergie facturée au tarif dissuasif de 50 ¢/kWh pendant les périodes de
29 restriction, la façon dont cette quantité d'énergie a été établie et le nombre de clients
30 visés.

¹²³ Dossier R-4127-2020, HQD-1, Document 1 ([B-0004](#)).

¹²⁴ Décision [D-2020-161](#) (R-4127-2020), paragraphes 145 et 207. Dans cette décision, la Régie demandait également au Distributeur, au paragraphe 171, de déposer dans le cadre du dossier tarifaire de 2030, une proposition visant à réviser l'article 6.32 des Tarifs afin de tenir compte de la fin des surplus énergétiques. Ainsi, le Distributeur déposera dans un prochain dossier réglementaire, au plus tard dans le dossier tarifaire de 2030, une proposition à cet effet.

¹²⁵ *Ibid.*, paragraphe 216.

1 Le Distributeur fait état de ces suivis dans les prochaines sections. Il présente également le
2 suivi administratif de l'OÉA pour la culture des végétaux pour l'année 2023,
3 comme demandé par la Régie dans la décision D-2020-161¹²⁶.

3.1. Admissibilité d'autres équipements et technologies

4 Dans l'objectif de contribuer au développement des serres, de nombreuses mesures ont
5 été approuvées par le passé par la Régie afin de favoriser une réduction de la facture
6 associée à l'éclairage de photosynthèse et du chauffage des espaces pour les serristes de
7 toutes tailles. Ces mesures ont permis d'encourager une production en serre au Québec
8 tout au long de l'année et de diminuer les gaz à effet de serre (GES) en incitant la conversion
9 d'usages alimentés au combustible vers l'électricité. Le nombre de serristes à l'OÉA est
10 ainsi passé d'une vingtaine en 2020 à 129 abonnements en mars 2024.

11 Le Distributeur constate que l'ajout d'équipements et technologies en lien avec d'autres
12 usages que ceux actuellement visés à l'OÉA pour la culture des végétaux est limité et que
13 l'application d'un tarif non ferme à ces usages ne permettrait qu'un gain ténu aux serristes.
14 À l'inverse, l'ajout de ces autres équipements et technologies pourrait mettre à risque la
15 santé des végétaux lors de périodes d'interruptions consécutives et, par le fait même,
16 la productivité des serres. De l'avis du Distributeur, il n'est donc pas souhaitable que ces
17 équipements et technologies soient associés à un tarif non ferme et, ainsi, ajoutés à l'OÉA
18 pour la culture des végétaux.

19 En somme, le Distributeur ne propose pas l'élargissement de l'option à d'autres usages
20 pour l'instant. Toutefois, il mentionne qu'il contribue actuellement à des projets en EÉ avec
21 certains clients afin notamment d'encourager l'innovation et l'optimisation des performances
22 énergétiques de leurs systèmes et procédés de déshumidification¹²⁷.

3.2. Admissibilité des producteurs de cannabis

23 Afin de maintenir une application équitable, simple et efficiente, le Distributeur ne propose
24 aucune modification quant à l'admissibilité de la culture de cannabis à l'OÉA pour la culture
25 des végétaux.

26 D'une part, l'encadrement tarifaire du Distributeur vise le développement de la production
27 en serre dans son ensemble et est en continuité avec l'approche préconisée depuis le début
28 de l'admissibilité des serres à l'OÉA en 2013.

29 D'autre part, considérant que la production de cannabis, tout comme celle visant les fleurs
30 et végétaux d'ornement, n'a pas été exclue du Décret de préoccupations économiques,
31 sociales et gouvernementales n° 757-2020 pris par le Gouvernement, le Distributeur est
32 d'avis qu'il ne peut justifier de discriminer l'application de l'OÉA pour la culture des végétaux
33 selon le type de culture.

¹²⁶ *Ibid.*, paragraphes 211 à 215.

¹²⁷ Voir notamment cette [page Web](#).

1 Ainsi, le Distributeur ne propose aucune distinction, ni par type de culture ni par usage ou
2 niveau de consommation, dans le présent dossier.

3 Quant à l'admissibilité des serres au tarif LG, le Distributeur mentionne qu'il revient au
4 Gouvernement de déterminer, au cas le cas, sa pertinence, depuis l'adoption de la Loi sur
5 le plafonnement.

3.3. Abonnement et mesurage distincts

6 L'OÉA pour la culture des végétaux s'applique à l'abonnement d'un client qui utilise
7 l'électricité livrée à des fins d'éclairage de photosynthèse ou de chauffages d'espaces
8 destinés à la culture de végétaux. Puisqu'aucun appareil de sous-mesurage n'est installé
9 chez les clients, le Distributeur ne peut pas mesurer la consommation dédiée à un usage
10 spécifique. Toutefois, lorsqu'elle reçoit une demande d'adhésion à l'OÉA pour la culture de
11 végétaux, le Distributeur peut établir la puissance de référence en fonction du profil normal
12 de consommation sans ces deux usages

13 En effet, lors de l'adhésion, le client doit remplir une fiche d'inscription. Parmi les
14 informations demandées, on y retrouve l'usage, les charges d'éclairage et de chauffage
15 pour la photosynthèse (en kW), la superficie à chauffer, le nombre d'heures d'éclairage et
16 de chauffage ainsi qu'une description et quantification des charges liées aux équipements
17 qui ne sont pas admissibles à l'OÉA pour la culture des végétaux. Pour déterminer la
18 puissance de référence et la quantité d'énergie additionnelle, le Distributeur se base donc
19 sur les données fournies par le client dans sa fiche d'inscription¹²⁸. Le client a donc intérêt
20 à inscrire des données qui sont représentatives de sa réalité afin que des charges
21 admissibles à l'OÉA pour la culture des végétaux ne soient pas facturées au tarif de base.
22 Au cas le cas ou en cas de doute, le Distributeur peut également utiliser d'autres données,
23 comme le FU, les données contenues dans la demande d'alimentation et, s'il s'agit d'un
24 client existant, l'historique et le profil de consommation.

25 Par ailleurs, en raison des données provenant du maître-électricien du client mentionnées
26 dans la demande d'alimentation transmise au Distributeur pour l'ajout de charges à l'OÉA
27 pour la culture des végétaux, le Distributeur a une estimation relativement précise des
28 charges des clients selon l'usage et l'utilisation de l'électricité.

29 En outre, le Distributeur rappelle que l'énergie additionnelle est définie comme étant la
30 quantité d'énergie qui correspond, pour chaque période d'intégration de 15 minutes, à la
31 différence entre la puissance réelle et la puissance de référence, comme mentionné dans
32 l'article 6.27 des Tarifs.

33 En ce qui a trait à l'énergie consommée pendant les périodes de restriction, celle-ci est
34 facturée selon les dispositions décrites dans la Section 3 du Chapitre 6 des Tarifs.
35 Selon l'article 6.36, si le client consomme de l'électricité additionnelle pendant une période

¹²⁸ Pour le nombre de clients pour lesquels le Distributeur a établi la puissance de référence au 31 décembre 2023, voir la section 5.4 de la présente annexe.

1 non autorisée, toute consommation au-delà de la puissance de référence est facturée au
2 tarif dissuasif en vigueur¹²⁹.

3 Pour le Distributeur et le client, le principal avantage lié à l'implantation d'un abonnement et
4 d'un compteur distincts serait d'avoir des données plus précises sur les consommations par
5 usage. Par ailleurs, le client n'aurait plus à remplir une fiche d'inscription.

6 Le principal inconvénient à l'implantation d'un abonnement et d'un compteur distincts serait
7 le coût supplémentaire à déboursier par le client pour l'installation des équipements servant
8 au sous-mesurage par usage et à la modification de son installation électrique.
9 Toutefois, puisque la majorité des clients bénéficiant de l'OÉA pour la culture des végétaux
10 ont une consommation de référence plutôt basse, le gain de précision pour la recherche de
11 données plus exactes pourrait se traduire par des coûts prohibitifs disproportionnés par
12 rapport à la taille de leur installation.

13 Ainsi, à la lumière de l'expérience du Distributeur et de ce qui précède, ce dernier ne juge
14 pas nécessaire d'implanter pour le moment un abonnement et un compteur distincts pour
15 le mesurage de la consommation des serres bénéficiant de l'OÉA pour la culture des
16 végétaux.

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte des suivis présentés dans les sections 3.1 à 3.3 et, à cet effet, de ne pas accepter d'autres équipements et usages à l'OÉA pour la culture des végétaux, de maintenir l'admissibilité des producteurs de cannabis et de maintenir les modalités relatives à l'abonnement et au mesurage de la consommation des serres bénéficiant de cette option.

3.4. Bilan de l'année 2023

17 Dans sa décision D-2020-161¹³⁰, la Régie demande au Distributeur de déposer un suivi
18 administratif annuel de l'OÉA pour la culture de végétaux. Dans la présente section,
19 le Distributeur présente le bilan des restrictions et de l'utilisation de l'OÉA pour la culture
20 des végétaux pour l'année 2023. Le Distributeur demande par ailleurs à la Régie de mettre
21 fin à ce suivi administratif annuel.

3.4.1. OÉA pour la culture de végétaux pour l'année 2023

22 Au 31 décembre 2023, 129 abonnements à l'OÉA pour la culture de végétaux étaient actifs,
23 dont 127 abonnements de petite et moyenne puissance et 2 abonnements de grande
24 puissance. De ce nombre, 31 abonnements ont souscrit à cette option au cours de
25 l'année 2023. Ces abonnements représentent un volume de consommation de 271 GWh
26 pour la petite et la moyenne puissance et 129 GWh pour la grande puissance.

¹²⁹ Pour le nombre de clients visés et la quantité d'énergie facturée au tarif dissuasif au 31 décembre 2023, voir la section 5.4.2.

¹³⁰ *Supra* note 124 (décision [D-2020-161](#)), paragraphe 146.

- 1 Parmi les abonnements en vigueur au 31 décembre 2023, 43 % utilisent l'OÉA pour la
- 2 culture de végétaux aux fins d'éclairage de photosynthèse, 25% pour le chauffage des
- 3 espaces et 33 % pour les deux usages.

3.4.2. Bilan de l'utilisation de l'OÉA pour la culture de végétaux durant l'année 2023

- 4 Les tableaux D-4¹³¹ et D-5 présentent la consommation d'électricité facturée en 2023 selon
- 5 les modalités de l'OÉA pour la culture de végétaux ainsi que l'écart de revenu généré par
- 6 rapport au prix réel de l'électricité, pour les abonnements de petite et de moyenne puissance
- 7 et ceux de grande puissance.

Tableau D-4
Bilan de l'utilisation de l'OÉA pour la culture des végétaux en 2023 –
Abonnements de petite et moyenne puissance

Mois	Volume mensuel additionnel				Prix moyen de l'électricité additionnelle	Prix réel	Écart de prix	Écart de revenu total
	Éclairage	Chauffage	Les deux	Total				
	MWh	MWh	MWh	MWh	c/kWh	c/kWh	%	k\$
Janvier	38 590	285	5 130	44 005	5,910	4,505	31%	618
Février	29 149	285	3 908	33 342	5,910	4,007	47%	634
Mars	21 604	556	3 568	25 728	5,910	3,086	91%	726
Avril	9 770	752	3 594	14 116	6,188	3,241	91%	416
Mai	3 836	676	2 762	7 274	6,188	3,237	91%	215
Juin	2 636	211	1 777	4 624	6,188	3,248	90%	136
Juillet	2 627	142	1 138	3 907	6,188	3,241	91%	115
Août	2 984	224	2 055	5 263	6,188	3,241	91%	155
Septembre	8 270	231	2 505	11 006	6,188	3,241	91%	324
Octobre	27 557	336	3 305	31 198	6,188	3,241	91%	919
Novembre	37 167	628	5 106	42 901	6,188	3,241	91%	1 264
Décembre	42 070	645	5 472	48 187	6,188	3,241	91%	1 420
Total	226 260	4 971	40 320	271 551				6 942

- (1) Le prix réel correspond au résultat de la formule présentée à l'article 6.32 des *Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec*. Aux fins de présentation dans ce suivi administratif, le nombre d'heures réel d'achat ainsi que le prix réel à la zone M du NYISO ont cependant été utilisés plutôt que le nombre d'heures prévu et le coût évité en énergie pour la période, de façon à mieux refléter le prix réel du Distributeur.

¹³¹ La consommation par usage des clients est une estimation basée sur les informations fournies par les clients dans leur fiche d'inscription (voir la section 3.3 de la présente annexe).

Tableau D-5
Bilan de l'utilisation de l'OÉA pour la culture des végétaux en 2023 –
Abonnements de grande puissance (tarif LG)

Mois	Volume mensuel additionnel				Prix moyen de l'électricité additionnelle c/kWh	Prix réel c/kWh	Écart de prix %	Écart de revenu total k\$
	Éclairage	Chauffage	Les deux	Total				
	MWh	MWh	MWh	MWh				
Janvier	21 328	-	-	21 328	5,910	4,505	31%	300
Février	16 339	-	-	16 339	5,910	4,007	47%	311
Mars	10 421	-	-	10 421	5,910	3,086	91%	294
Avril	4 932	-	-	4 932	4,988	3,241	54%	86
Mai	2 918	-	-	2 918	4,988	3,237	54%	51
Juin	971	-	-	971	4,988	3,248	54%	17
Juillet	496	-	-	496	4,988	3,241	54%	9
Août	3 719	-	-	3 719	4,988	3,241	54%	65
Septembre	7 407	-	-	7 407	4,988	3,241	54%	129
Octobre	16 695	-	-	16 695	4,988	3,241	54%	292
Novembre	21 526	-	-	21 526	4,988	3,241	54%	376
Décembre	22 720	-	-	22 720	5,410	3,241	67%	493
Total	129 474	-	-	129 472				2 423

(1) Le prix réel correspond au résultat de la formule présentée à l'article 6.32 des Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec. Aux fins de présentation dans ce suivi administratif, le nombre d'heures réel d'achat ainsi que le prix réel à la zone M du NYISO ont cependant été utilisés plutôt que le nombre d'heures prévu et le coût évité en énergie pour la période, de façon à mieux refléter le prix réel du Distributeur.

3.4.3. Bilan des restrictions durant l'année 2023

- 1 Le tableau D-6 présente le bilan des abonnements à l'OÉA pour la culture de végétaux
- 2 ayant fait l'objet d'une demande de restriction pour chaque mois de l'année 2023 en période
- 3 hivernale.

Tableau D-6
Bilan des restrictions – 2023

Mois 2023	ABONNEMENTS PETITE ET MOYENNE PUISSANCE				ABONNEMENTS GRANDE PUISSANCE (TARIF LG)			
	ABONNEMENTS	NOMBRE D'APPELS	NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION	NOMBRE D'ABONNEMENTS QUI SE SONT INTERROMPUS ⁽¹⁾	ABONNEMENTS	NOMBRE D'APPELS	NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION	NOMBRE D'ABONNEMENTS QUI SE SONT INTERROMPUS ⁽²⁾
Janvier	95	1	5	85	2	1	5	2
Février	100	4	18	88	2	4	18	2
Mars	109	-	-	-	2	-	-	-
Décembre	127	-	-	-	2	-	-	-
Total		5	23			5	23	

⁽¹⁾ Effacement moyen des abonnements : 89 %.

⁽²⁾ Effacement moyen des abonnements : 100 %.

3.4.4. Portrait des abonnements à l’OÉA pour la culture de végétaux aux fins du chauffage des espaces des serres

1 Parmi les 129 abonnements à l’OÉA pour la culture de végétaux au 31 décembre 2023,
 2 32 clients (25 % du total) utilisent cette option exclusivement pour le chauffage des espaces
 3 destinés à la culture de végétaux, pour une puissance installée de 8,6 MW. De plus,
 4 42 abonnements (33 % du total) utilisent l’électricité tant pour le chauffage des espaces que
 5 pour l’éclairage de photosynthèse avec une puissance installée pour les équipements de
 6 chauffage de 12,7 MW. La superficie totale chauffée est de l’ordre de
 7 310 000 mètres carrés.

8 Parmi les appareils utilisés par les clients pour assurer le chauffage électrique, on retrouve
 9 des bouilloires, des fournaies électriques, des unités de géothermie, des aérothermes et
 10 des thermopompes.

3.4.5. Portrait de la répartition entre les serres vivrières et les serres destinées à la culture du cannabis

11 Parmi les 129 abonnements de petite et moyenne puissance au 31 décembre 2023,
 12 97 abonnements sont associés à des serres vivrières, 6 abonnements sont associés à des
 13 serres horticoles et 26 abonnements sont associés à des serres utilisées pour la culture de
 14 cannabis. Quant aux 2 abonnements facturés au tarif LG, l’un est utilisé pour la culture du
 15 cannabis tandis que l’autre est associé à une serre vivrière.

16 Le tableau D-7 présente, pour l’année 2023, la ventilation de la consommation et des
 17 revenus provenant de l’électricité additionnelle entre les serres vivrières et horticoles et
 18 celles produisant du cannabis qui ont eu un abonnement actif durant cette année.

**Tableau D-7
 Ventilation de la consommation et des revenus
 entre les serres horticoles et vivrières et les serres produisant du cannabis**

	Nombre de serres	Consommation (MWh)	Revenus (k\$)
Cannabis	30	37 055	2 229
Autres¹	108	363 969	21 285
Total	138	401 023	23 514

¹ La section « Autres » comprend les serres horticoles et les serres vivrières.

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte des suivis relatifs à l’OÉA pour la culture des végétaux, de s’en déclarer satisfaite et de mettre fin au suivi administratif annuel en lien avec le bilan de l’utilisation, des restrictions et des abonnements à cette option.

4. Suivis sur le TDÉ

1 Dans sa décision D-2023-109¹³², la Régie a approuvé la demande du Distributeur de refuser
2 toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ, car l'octroi de ce tarif à de nouveaux clients
3 compromettrait la garantie que le tarif couvre intégralement les frais de fourniture
4 d'électricité, les frais découlant du tarif de transport et autres frais, comme stipulé à l'article
5 52.1 de la LRÉ. Autrement dit, la Régie jugeait que l'offre tarifaire ne permet plus de
6 respecter le critère de neutralité tarifaire.

7 Étant donné qu'il a été démontré que le tarif ne couvrait plus les frais de fourniture
8 d'électricité, les frais découlant du tarif de transport et autres frais et que ces frais ne vont
9 aller qu'en augmentant, le Distributeur ne juge pas nécessaire de faire le suivi sur la
10 neutralité tarifaire du TDÉ qui était demandé dans la décision D-2020-055¹³³.

Le Distributeur demande à la Régie de le soustraire de produire le suivi demandé au paragraphe 118 de la décision D-2020-055 en raison de sa caducité.

11 Par ailleurs, dans la décision D-2018-025¹³⁴, la Régie a demandé au Distributeur de
12 s'assurer que chacun des projets soumis respecte les conditions d'admissibilité en ce qui a
13 trait à la forte valeur ajoutée à l'économie québécoise.

14 Le Distributeur rappelle qu'en vertu des modalités prévues dans les ententes entre le
15 Distributeur et les clients adhérant au TDÉ contenant une exigence en matière d'emplois
16 par MW, des audits seront effectués auprès des entreprises afin de vérifier si les
17 engagements des clients sont respectés. En cas de non-respect de leurs engagements,
18 le Distributeur appliquera les conditions prévues à l'article 6.49 des Tarifs. À cet effet, le
19 Distributeur mentionne qu'il a utilisé à deux reprises les dispositions de l'article 6.49 dans
20 les dernières années.

5. Suivi relatif au TRI

21 Dans sa décision D-2018-025¹³⁵, la Régie demande au Distributeur de présenter un suivi
22 relativement au TRI, incluant notamment le nombre de clients et le nombre d'heures pour
23 lesquelles les clients ont effectivement restreint leur consommation au niveau historique,
24 afin de juger de la neutralité du TRI.

25 Le Distributeur présente aux tableaux D-8 à D-14 les informations demandées pour la
26 période couvrant juillet 2022 à décembre 2023¹³⁶, le mois représentant la date où la

¹³² *Supra* note 16 ([D-2023-109](#)), paragraphe 314.

¹³³ Décision [D-2020-055](#) (R-4100-2019), paragraphe 118.

¹³⁴ *Supra* note 7 ([D-2018-025](#)), paragraphe 856.

¹³⁵ *Ibid.*, paragraphe 812.

¹³⁶ Les années 2018 à 2022 (jusqu'en juin) ont été présentées dans le dossier R-4210-2022 Phase 1, HQD-2, Document 3 révisé ([B-0020](#)), pages 70 à 77.

- 1 consommation a eu lieu. Il demande par ailleurs à la Régie de mettre fin à ce suivi, en raison
- 2 de sa proposition présentée à la section 5.3.

Tableau D-8
Répartition mensuelle du nombre de clients – années 2022 et 2023

Année	Mois	Conversion	Relance d'équipement	Total général
2022	Juillet	17	6	23
2022	Août	17	5	22
2022	Septembre	18	5	23
2022	Octobre	20	5	25
2022	Novembre	20	5	25
2022	Décembre	21	5	26
2023	Janvier	22	5	27
2023	Février	22	5	27
2023	Mars	21	4	25
2023	Avril	21	4	25
2023	Mai	22	4	26
2023	Juin	22	1	23
2023	Juillet	21	1	22
2023	Août	23	3	26
2023	Septembre	20	2	22
2023	Octobre	20	2	22
2023	Novembre	20	3	23
2023	Décembre	20	2	22

Tableau D-9
Répartition mensuelle du volume d'énergie – années 2022 et 2023

Année	Mois	Volume mensuel d'énergie au TRI par type de demande (kWh)		
		Conversion	Relance d'équipement	Total
2022	Juillet	7 089 157	1 380 667	8 469 824
2022	Août	6 582 236	2 405 702	8 987 938
2022	Septembre	7 155 482	6 126 936	13 282 418
2022	Octobre	8 667 303	5 521 955	14 189 258
2022	Novembre	8 410 503	6 474 496	14 884 999
2022	Décembre	9 473 477	10 701 409	20 174 885
2023	Janvier	11 905 462	14 415 405	26 320 867
2023	Février	12 693 903	7 559 057	20 252 961
2023	Mars	14 801 197	5 166 497	19 967 693
2023	Avril	9 129 779	4 234 475	13 364 253
2023	Mai	7 423 795	2 609 345	10 033 140
2023	Juin	8 072 276	1 631 019	9 703 295
2023	Juillet	9 142 988	205 538	9 348 526
2023	Août	9 468 441	5 407	9 473 847
2023	Septembre	3 589 230	515	3 589 745
2023	Octobre	4 655 342	197 037	4 852 379
2023	Novembre	7 104 652	1 389 008	8 493 659
2023	Décembre	6 760 924	2 596 517	9 357 441

Tableau D-10
Répartition mensuelle des puissances maximales appelées – années 2022 et 2033

Année	Mois	Puissance maximale appelée par type de demande (kW)		
		Conversion	Relance d'équipement	Total
2022	Juillet	83 565	202 899	286 464
2022	Août	86 613	217 357	303 970
2022	Septembre	93 503	206 441	299 944
2022	Octobre	101 791	210 836	312 627
2022	Novembre	107 552	114 131	221 683
2022	Décembre	109 108	118 124	227 232
2023	Janvier	112 282	121 081	233 363
2023	Février	118 977	118 312	237 289
2023	Mars	113 798	79 237	193 034
2023	Avril	114 451	105 895	220 346
2023	Mai	108 339	84 003	192 342
2023	Juin	101 047	11 883	112 930
2023	Juillet	98 262	11 889	110 150
2023	Août	109 310	16 151	125 461
2023	Septembre	64 999	28 548	93 547
2023	Octobre	68 522	25 238	93 760
2023	Novembre	74 586	57 474	132 060
2023	Décembre	77 218	46 587	123 805

Tableau D-11
Prix mensuel moyen – années 2022 et 2023

Année	Mois de consommation	Prix moyen mensuel de l'électricité au TRI
2022	Janvier	3,753
2022	Février	3,755
2022	Mars	3,756
2022	Avril	3,545
2022	Mai	3,458
2022	Juin	3,543
2022	Juillet	3,531
2022	Août	3,481
2022	Septembre	3,463
2022	Octobre	3,491
2022	Novembre	3,522
2022	Décembre	5,910
2023	Janvier	5,910
2023	Février	5,910
2023	Mars	5,910
2023	Avril	3,722
2023	Mai	3,733
2023	Juin	3,746
2023	Juillet	3,734
2023	Août	3,745
2023	Septembre	4,084
2023	Octobre	4,062
2023	Novembre	3,977
2023	Décembre	5,410

Tableau D-12
Répartition mensuelle du nombre d'heures d'interruption – années 2022 et 2023

Date/heure début période de restriction	Date/heure fin période de restriction	Nombre d'heures d'interruption
2022-12-22 06:00	2022-12-22 09:00	3,00
2022-12-22 16:00	2022-12-22 19:00	3,00
2023-01-30 16:00	2023-01-30 21:00	5,00
2023-02-01 06:00	2023-02-01 10:00	4,00
2023-02-03 16:00	2023-02-04 00:00	8,00
2023-02-04 05:00	2023-02-04 12:00	7,00
2023-02-04 12:00	2023-02-04 21:00	9,00
2023-02-23 06:00	2023-02-23 09:00	3,00
2023-02-25 06:00	2023-02-25 09:00	3,00

Tableau D-13
Répartition mensuelle de la participation par événement – années 2022 et 2023

Date/heure début période de restriction	Date/heure fin période de restriction	Nombre de clients appelés lors de l'événement de restriction			Nombre de clients qui ont respecté la restriction pour toute la durée de		
		Conversion	Relance d'équipement	Total	Conversion	Relance d'équipement	Total
2022-12-22 06:00	2022-12-22 09:00	20	5	25	13	3	16
2022-12-22 16:00	2022-12-22 19:00	20	5	25	15	3	18
2023-01-30 16:00	2023-01-30 21:00	22	5	27	15	3	18
2023-02-01 06:00	2023-02-01 10:00	22	5	27	14	4	18
2023-02-03 16:00	2023-02-04 00:00	22	5	27	16	4	20
2023-02-04 05:00	2023-02-04 12:00	22	5	27	17	4	21
2023-02-04 12:00	2023-02-04 21:00	22	5	27	10	4	14
2023-02-23 06:00	2023-02-23 09:00	22	5	27	16	3	19
2023-02-25 06:00	2023-02-25 09:00	22	5	27	16	4	20

Tableau D-14
Répartition mensuelle de la puissance totale interrompue – années 2022 et 2023

Date/heure début période de restriction	Date/heure fin période de restriction	Puissance totale interrompue par type de demande (kW)		
		Conversion	Relance d'équipement	Total
2022-12-22 06:00	2022-12-22 09:00	24 149	8 216	32 365
2022-12-22 16:00	2022-12-22 19:00	18 516	35 408	53 924
2023-01-30 16:00	2023-01-30 21:00	26 549	15 769	42 318
2023-02-01 06:00	2023-02-01 10:00	17 277	23 646	40 923
2023-02-03 16:00	2023-02-04 00:00	25 913	21 520	47 432
2023-02-04 05:00	2023-02-04 12:00	25 013	7 348	32 361
2023-02-04 12:00	2023-02-04 21:00	16 484	3 983	20 467
2023-02-23 06:00	2023-02-23 09:00	32 597	27 623	60 220
2023-02-25 06:00	2023-02-25 09:00	27 422	16 309	43 731

Le Distributeur demande à la Régie de se déclarer satisfaite du suivi sur le TRI et de mettre fin à ce suivi, demandé en vertu du paragraphe 812 de la décision D-2018-025.

6. Suivis relatifs à l'usage cryptographique

1 Dans ses décisions D-2019-052¹³⁷ et D-2021-007¹³⁸, la Régie demandait au Distributeur de
2 faire état dans le dossier tarifaire 2025-2026 de suivis relatifs à l'utilisation de l'électricité à
3 des fins d'usage cryptographique, à savoir :

- 4 1. Le besoin de maintenir ou non une tarification spéciale pour l'usage
5 cryptographique ;
- 6 2. Le besoin de maintenir ou non le seuil de 50 kW ;
- 7 3. L'examen de contrôle des effacements prévus à l'Entente cadre avec les
8 réseaux municipaux ;
- 9 4. La réévaluation du volume du Bloc dédié à l'usage cryptographique ;

¹³⁷ Décision [D-2019-052](#) (R-4045-2018 Phase 1), paragraphes 114, 178 et 380.

¹³⁸ Décision [D-2021-007](#) (R-4045-2018 Phase 1), paragraphes 187, 188, 372, 373, 419, 421 et 521

1 5. Le besoin de maintenir ou non l'ordonnance de confidentialité visant les
2 informations contenues dans les demandes des soumissions retenues dans le
3 cadre de l'appel de proposition A/P 2019-01.

4 Le suivi en lien avec la réévaluation du volume du Bloc dédié à l'usage cryptographique
5 ayant été traité dans le cadre de la phase 1 du dossier R-4210-2022¹³⁹, les quatre autres
6 suivis sont présentés dans les sections ci-dessous.

Le Distributeur demande à la Régie de maintenir une tarification spéciale pour l'usage cryptographique, d'accepter la modification proposée à la prime pour la consommation non-autorisée au tarif CB et de maintenir le seuil à 50 kW.

6.1. Besoin de maintenir ou non une tarification spéciale pour l'usage cryptographique

7 Dans sa décision D-2019-052, la Régie a établi que le prix de la composante énergie et
8 celui de la prime de puissance des tarifs M et LG s'appliqueraient à toute consommation
9 autorisée dans le cadre de l'octroi du bloc d'énergie de 300 MW, ainsi que dans le cadre
10 d'abonnements existants.

11 Dans cette même décision, la Régie a également adopté le tarif dissuasif proposé par le
12 Distributeur applicable à toute consommation au-delà de celle autorisée, soit tout nouvel
13 abonnement à des fins d'usage cryptographique, de même qu'à toute substitution d'usage
14 ou d'un accroissement de puissance pour un usage cryptographique¹⁴⁰. Le tarif dissuasif
15 était alors fixé à 15 ¢/kWh¹⁴¹, un niveau jugé adéquat et suffisamment élevé pour limiter la
16 demande d'électricité pour l'usage cryptographique et dissuader les nouvelles demandes
17 d'alimentation, en conformité avec l'Arrêté ministériel AM 2018-004¹⁴².

18 Dans sa décision D-2021-007¹⁴³, la Régie a également approuvé la demande du
19 Distributeur afin que les abonnements pour usage cryptographique soient assujettis au
20 service non ferme, prévoyant un effacement non rémunéré pour un maximum de
21 300 heures, à l'instar des abonnements issus de l'Appel de propositions.

22 Ainsi, le Distributeur peut restreindre l'appel de puissance réel au titre de l'abonnement de
23 95 % pour un maximum de 300 heures par année. Si le client consomme de l'électricité
24 au-delà du seuil de 5 % autorisé pendant une période de restriction, l'électricité consommée
25 est facturée à un prix de 58,168 ¢/kWh, soit le prix indexé de 50 ¢/kWh approuvé en 2020.

¹³⁹ Voir : *Supra* note 16 ([D-2023-109](#)), paragraphe 293.

¹⁴⁰ Voir : *Supra* note 137 ([D-2019-052](#)), paragraphe 379.

¹⁴¹ En 2024, le prix du tarif dissuasif est désormais de 17,450 ¢/kWh.

¹⁴² Arrêté ministériel n° [AM 2018-004](#) du 31 mai 2018.

¹⁴³ Décision [D-2021-007](#) (R-4045-2018 Phase 1), paragraphe 281.

1 Le tarif dissuasif et le prix en période de restriction au-delà du seuil de 5 % sont deux
2 différences notables avec le prix de la composante énergie et celui de la prime de puissance
3 des tarifs M et LG et constituent les modalités d'une tarification spéciale applicable à l'usage
4 cryptographique.

5 Le Distributeur avait aussi proposé qu'un abonnement soit considéré comme étant pour un
6 usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs si la puissance installée correspond
7 à un usage d'au moins 50 kW¹⁴⁴. La proposition du Distributeur ne visait pas à encadrer des
8 tarifs en particulier mais plutôt un usage spécifique au-delà d'un seuil minimal de
9 consommation¹⁴⁵.

10 Enfin, le Distributeur tient à mentionner que depuis l'approbation de ces modalités de
11 tarification spéciale par la Régie, d'autres distributeurs canadiens ont mis en place des
12 mesures afin de restreindre la demande provenant du secteur des Chaînes de blocs.
13 Parmi eux :

- 14 • la Colombie-Britannique a un moratoire en vigueur de 18 mois jusqu'en juin 2024
15 sur les nouvelles demandes de branchement destinées à un usage
16 cryptographique¹⁴⁶. En mai 2024, de nouvelles dispositions législatives qui ont pour
17 but de permettre à la province d'adopter des règlements concernant la fourniture de
18 service d'électricité aux mineurs de cryptomonnaie sont également entrées en
19 vigueur¹⁴⁷ ;
- 20 • le Manitoba a également prolongé, en avril 2024, le moratoire en vigueur jusqu'au
21 30 avril 2026¹⁴⁸.

22 Il y a donc lieu de faire un état de situation par rapport à la réalité actuelle au Québec et de
23 prendre en considération le contexte canadien dans la décision de maintenir ou non la
24 tarification spéciale.

6.1.1. *Suivi des dépassements et constats*

25 Afin de déterminer si une telle tarification spéciale pour l'usage cryptographique doit être
26 maintenue, le Distributeur a vérifié si des pénalités ont été facturées, si les modalités de la
27 tarification spéciale ont été appliquées et si elles ont permis de répondre aux objectifs visant
28 à restreindre la demande de cette clientèle.

29 D'abord, le Distributeur constate qu'aucun client ne consomme sciemment de l'électricité à
30 ce tarif. Le tarif dissuasif joue donc un rôle primordial pour limiter la demande du secteur
31 des Chaînes de blocs.

¹⁴⁴ *Supra* note 137 ([D-2019-052](#)), paragraphe 28.

¹⁴⁵ *Ibid.*, paragraphe 29.

¹⁴⁶ Voir ce [lien](#) sur le site Web du gouvernement de la Colombie-Britannique.

¹⁴⁷ Voir ce [lien](#) sur le site Web du gouvernement de la Colombie-Britannique.

¹⁴⁸ Voir ce [lien](#) sur le site Web de Manitoba Hydro.

- 1 De plus, le tableau D-15 présente l'information en lien avec le dépassement du seuil de 5 %
- 2 pendant les périodes de restriction et montre que le prix en période de restriction au-delà
- 3 du seuil de 5 % a bel et bien été appliqué en 2023.

Tableau D-15
Dépassements de consommation pour le tarif CB de moyenne
et de grande puissance

Année	2023	
	CB moyenne puissance	CB grande puissance
Dépassements de consommation au-delà du seuil de 5% en période de restriction (kWh)	75 358 kWh	713 727 kWh
Montant des dépassements de consommation au-delà du seuil de 5% en période de restriction (\$)	39 161 \$	370 902 \$
Nombre de clients avec dépassement de consommation au-delà du seuil de 5% en période de restriction	20	6

4 Puisque certains clients n'hésitent pas à payer plus cher pour continuer leurs opérations en
5 période de restriction, le Distributeur croit que le niveau de la pénalité actuelle de
6 58,168 ¢/kWh en période de restriction devrait être augmenté. Cette nouvelle pénalité vise
7 surtout les principaux récalcitrants, soit neuf clients moyenne puissance, qui ont été
8 responsables de plus de 63 % des dépassements en période de restriction en 2023, et deux
9 clients grande puissance, qui ont ensemble été responsables de plus de 97 % des
10 dépassements en période de restriction en 2023. Ces onze clients récalcitrants
11 représentent environ 14 % de l'ensemble des clients qui font un usage cryptographique de
12 leur électricité.

13 Ces constats, jumelés aux moratoires mis en place dans d'autres provinces, justifient de
14 maintenir une tarification spéciale pour l'usage cryptographique et de proposer une
15 modification pour rendre cette tarification plus dissuasive pour les clients récalcitrants.

6.1.2. Modifications proposées

16 Dans le contexte où la transition énergétique exercera une pression importante sur les
17 bilans du Distributeur, ce dernier soumet qu'il est nécessaire d'envoyer un signal de prix
18 adéquat aux clients qui consomment en période de restriction.

19 Pour cette raison, le Distributeur propose de majorer le prix de la pénalité pour la
20 consommation non-autorisée pendant les périodes de restriction à 1 \$/kWh. Ce prix est
21 harmonisé avec la proposition de pénalité à 1 \$/kWh pour de la consommation en période
22 non-autorisée à l'OÉA et au TRI¹⁴⁹.

23 Le Distributeur est d'avis que le prix en période de restriction doit être majoré afin de limiter
24 la demande d'électricité pour usage cryptographique. Bien que la majorité des clients
25 respecte les périodes d'interdiction de consommer, le Distributeur croit que l'ensemble de
26 sa clientèle bénéficiera de ce nouveau signal de prix afin de limiter la demande d'électricité
27 pour usage cryptographique, en particulier en période de pointe.

¹⁴⁹ Voir la section 5.4.

1 Enfin, comme mentionnée précédemment, puisqu'aucun client ne consomme de l'électricité
2 en continu au tarif dissuasif, le Distributeur ne propose aucune modification à ce tarif, qui
3 est maintenu.

Le Distributeur demande à la Régie de maintenir le tarif dissuasif et d'approuver la hausse à 1 \$/kWh de la prime pour la consommation non-autorisée au tarif CB pendant les périodes de restriction.

6.2. Maintien du seuil à 50 kW

4 Pour ce qui est du maintien du seuil à 50 kW, le Distributeur juge que ce dernier est adéquat
5 et qu'il doit être maintenu à ce niveau pour les raisons suivantes :

- 6 • Le tarif CB est déjà calibré en fonction de ce seuil ;
- 7 • Le Distributeur suit déjà, par le biais d'un suivi administratif¹⁵⁰, les niveaux de
8 consommation des abonnements à des fins d'usage cryptographique de moins de
9 50 kW et aucune problématique n'a été soulevée en lien avec ce seuil, notamment
10 en ce qui a trait à la consommation de ces abonnements pendant les heures de fines
11 pointes ;
- 12 • L'abaissement du seuil nécessiterait davantage d'inspections effectuées en
13 conformité avec l'article 14.3 des CS, alors qu'à l'inverse, le nombre de clients étant
14 peu élevé au-delà de ce seuil, cela ne changerait donc pas l'état de la situation.

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte du suivi présenté dans la section 6.1.1 et de maintenir le seuil pour l'application du tarif CB à 50 kW.

6.3. Examen du contrôle des effacements prévus à l'Entente cadre avec les réseaux municipaux

15 Dans sa décision D-2021-007, la Régie prenait acte et se déclarait satisfaite des conditions
16 d'effacement prévues à l'Entente cadre conclue entre le Distributeur et l'AREQ¹⁵¹.
17 À cet effet, elle approuvait la codification de cette obligation d'effacement dans les réseaux
18 municipaux à l'article 7.13 du tarif CB¹⁵².

19 Dans cette même décision, la Régie demandait toutefois au Distributeur que le contrôle des
20 effacements prévu à l'Entente cadre fasse l'objet d'un examen dans le cadre du prochain
21 dossier tarifaire et, si un enjeu devait se développer concernant le coût des

¹⁵⁰ Voir les suivis pour les années [2021](#), [2022](#) et [2023](#).

¹⁵¹ *Supra* note 138 ([D-2021-007](#)), paragraphe 370.

¹⁵² *Ibid.* paragraphe 371.

1 approvisionnements à la marge durant les 300 heures d'effacement maximum au fil des
2 années, d'une révision¹⁵³.

3 Le Distributeur poursuit ses discussions avec l'AREQ afin d'optimiser l'application et le suivi
4 de l'Entente cadre, notamment son article 7.9. Dans le contexte actuel, le Distributeur ne
5 propose pour l'instant aucune modification aux modalités de contrôle des effacements
6 prévues à l'Entente cadre.

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte du suivi relatif à l'examen du contrôle des effacements prévus à l'Entente cadre avec les réseaux municipaux.

6.4. Ordonnance de confidentialité relative aux des demandes des soumissions retenues dans l'Appel de propositions A/P 2019-01

7 Pour les mêmes raisons que celles indiquées dans l'affirmation solennelle soumise dans le
8 cadre du dossier R-4045-2018¹⁵⁴ et puisque toutes les soumissions retenues sont toujours
9 en opération, le Distributeur considère que l'ordonnance de confidentialité visant les
10 informations contenues dans les demandes des soumissions retenues dans le cadre de
11 l'appel de proposition A/P 2019-01 doit être maintenue.

Le Distributeur demande à la Régie de maintenir l'ordonnance de confidentialité visant les informations contenues dans les demandes des soumissions retenues dans le cadre de l'appel de proposition A/P 2019-01.

7. Suivis relatifs au tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak

12 En raison de la hausse du prix moyen du mazout au Nunavik¹⁵⁵ pour les saisons 2022-2023
13 et 2023-2024, le Distributeur n'entend pas demander à la Régie de modification au prix de
14 la deuxième tranche du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak dans le cadre du
15 présent dossier.

16 De plus, le Distributeur n'apporte aucune autre modification à ce tarif que celle pour l'article
17 8.46 mentionnée dans la section 6.4. À cet effet, le Distributeur note que les prix des
18 différentes composantes sont clairement présentés dans l'article 8.44 actuel des Tarifs¹⁵⁶.

¹⁵³ *Ibid.* paragraphe 373.

¹⁵⁴ Dossier R-4045-2018 Phase 1, [B-0272](#).

¹⁵⁵ La moyenne des prix du mazout au Nunavik a augmenté de 45 % pour les saisons 2022-2023 et 2023-2024, par rapport à la moyenne des prix pour les saisons 2020-2021 et 2021-2022.

¹⁵⁶ Dans la décision [D-2020-099](#), paragraphe 26, considérant la complexité du tarif, la Régie demandait au Distributeur de déposer un texte modifié, comprenant les prix des différentes composantes, lors du dossier tarifaire 2025-2026.

8. Suivi relatif au tarif BR

1 Dans la décision D-2017-022¹⁵⁷, la Régie demandait au Distributeur de présenter un bilan
 2 du déploiement du tarif BR. Le tableau D-16 présente l'information demandée, en
 3 cohérence avec ce que le Distributeur avait déjà soumis dans le cadre du dossier
 4 R-4057-2018¹⁵⁸. De plus, en raison de la proposition énoncée à la section 6.1, le Distributeur
 5 demande à la Régie de mettre fin à ce suivi.

6 En janvier 2024, il y avait 843 bornes de recharge rapide au tarif BR comptant au moins
 7 12 mois d'historique de données de recharge¹⁵⁹.

Tableau D-16
Caractéristiques des bornes de recharges rapides au tarif BR

	Moyenne
PMA (kW) ¹	49
Consommation mensuelle (kWh)	2 221
FU mensuel	6 %
Nombre de recharges mensuelles/borne	99
kWh par recharge	22
Durée de recharge (minutes)	32

¹ La puissance maximale d'une borne est la puissance moyenne de la session de recharge affichant la plus grande puissance moyenne.

8 L'information quant aux habitudes de recharge et à l'impact de la recharge de VÉ sur la
 9 pointe coïncidente du réseau est présentée à la pièce HQD-03, Document 2.

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte du suivi relatif au tarif BR et d'y mettre fin.

¹⁵⁷ Décision [D-2017-022](#) (R-3980-2016), paragraphe 737.

¹⁵⁸ Dossier R-4057-2018 Phase 1, pièce HQD-13, Document 1 ([B-0030](#)), page 40.

¹⁵⁹ Les données sont établies en fonction des recharges pour l'année 2023 faites par 843 bornes de niveau 3 d'une capacité de plus de 49 kW qui ont été mises en service au plus tard le 1^{er} janvier 2023 et qui étaient disponibles en janvier en 2024 sur le Circuit électrique.