

OPTION DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUCTION | 5 |
| 2. ÉVALUATION DES COÛTS RÉCURRENTS LIÉS À L'EFFACEMENT | 6 |
| 3. PROPOSITION TARIFAIRE | 8 |
| 3.1 Établissement de l'appui financier | 9 |
| 3.2 Rémunération dégressive | 11 |
| 3.3 Modalités de l'option pour les clients à profil de consommation atypique | 16 |
| 3.4 Autres modifications tarifaires | 18 |
| 3.4.1 Admissibilité des intégrateurs | 18 |
| 3.4.2 Révision du seuil d'admissibilité | 19 |
| 3.4.3 Utilisation de moyens thermiques | 20 |
| 3.4.4 MAFM | 20 |
| 4. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE | 22 |
| 4.1 Principales hypothèses | 22 |
| 4.2 Analyse économique | 24 |
| 4.3 Analyses de sensibilité | 25 |
| 4.4 Analyse financière | 25 |
| 5. CONCLUSION | 25 |

LISTE DES FIGURES

| | |
|---|----|
| Figure 1 : Répartition des abonnements et des effacements réels par niveaux de réduction de puissance - Hiver 2019-2020 | 12 |
| Figure 2 : Appui financier moyen en fonction du niveau de réduction de puissance | 15 |
| Figure 3 : Fréquence du nombre de projets selon l'importance de l'écart - Hivers 2018-2019 et 2019-2020 | 21 |

LISTE DES TABLEAUX

| | |
|--|----|
| Tableau 1 : Comparaison des MW d'effacement planifiés et réels | 10 |
| Tableau 2 : Définition des strates de réduction de puissance et de l'appui financier dégressif | 13 |
| Tableau 3 : Appui financier dégressif en fonction des strates de réduction de puissance | 14 |
| Tableau 4 : Appui financier dégressif en fonction des strates de réduction de puissance – Scénario Régie | 15 |
| Tableau 5 : Impact de l'imposition d'un seuil minimal de réduction de puissance sur le nombre d'abonnements et les kW admissibles à l'Option | 19 |
| Tableau 6 : Principaux paramètres | 22 |
| Tableau 7 : Coûts évités horaires utilisés aux fins de l'analyse | 24 |
| Tableau 8 : Analyse économique | 24 |
| Tableau 9 : Analyse de sensibilité | 25 |

1. INTRODUCTION

1 À la suite de son examen du dossier R-4041-2018 relatif au programme GDP Affaires (le
2 Programme), la Régie de l'énergie (la Régie), dans sa décision D-2019-164, estimait
3 notamment que le Programme est de la nature d'une option tarifaire et demandait à Hydro-
4 Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) de présenter les
5 modalités et le texte des tarifs liés à cette option tarifaire au cours d'une seconde phase au
6 présent dossier.

7 Dans cette même décision, la Régie demandait également au Distributeur¹, notamment :

- 8 • d'effectuer un audit indépendant (l'Audit) auprès des participants au
9 Programme afin d'établir un portrait de la contribution des principales mesures
10 ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au cours des
11 derniers hivers² ;
- 12 • de présenter une nouvelle proposition comprenant un appui financier dégressif
13 tenant compte de la taille de la charge interrompue et qui doit s'harmoniser avec
14 les crédits applicables à l'option d'électricité interruptible (OEI) et l'option de
15 crédit hivernal³ ;
- 16 • de préciser le calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de
17 consommation atypique, de considérer la possibilité de décrire cette méthode
18 dans le Guide du participant et d'indiquer si la non-contribution des participants
19 qui ne seraient pas en activité au moment d'événements de GDP pourrait
20 mener à l'application de l'article 1.2.5 du Guide du participant et de justifier, le
21 cas échéant, son application⁴ ;
- 22 • de modifier le Guide du participant du Programme pour corriger une situation
23 voulant que certains participants reçoivent, de par le montant d'appui financier
24 minimal (MAFM), un montant plus élevé en n'étant pas sollicités pour s'effacer
25 à la pointe que s'ils devaient faire l'effort de le faire⁵ ;
- 26 • de présenter un suivi de la proportion de participants auxquels il a appliqué la
27 méthode adaptée pour les consommations atypiques, ainsi qu'une mise à jour
28 de la comparaison des MW d'effacement planifiés et réels⁶.

¹ Demandes réitérées aux paragraphes 37 et 39 de la décision D-2020-147.

² Paragraphe 270.

³ Paragraphe 272.

⁴ Paragraphe 283.

⁵ Paragraphe 292.

⁶ Paragraphes 285 et 288, respectivement.

1 Le 7 décembre 2020, le Distributeur a déposé, en suivi de la décision D-2020-147⁷, la pièce
2 HQD-6, document 1 (B-0080) dans laquelle il a présenté les informations suivantes :

- 3 • les résultats de l'Audit ;
- 4 • le suivi de la participation des clients à profil de consommation atypique et du
5 calcul de l'appui financier qui leur est applicable ;
- 6 • la mise à jour de la comparaison des MW d'effacement planifiés et réels.

7 Par la présente, le Distributeur dépose l'ensemble des autres informations demandées⁸. En
8 particulier, il dépose sa proposition d'une nouvelle option tarifaire de gestion de la demande
9 de puissance (l'Option) visant à rendre au Distributeur les services de gestion de la demande
10 de puissance qui étaient auparavant offerts par le Programme. De façon plus précise, l'Option :

- 11 • offre un appui financier dégressif en fonction de la taille des réductions de
12 puissance ;
- 13 • s'harmonise avec les crédits applicables à l'OEI et à l'option de crédit hivernal
14 du Distributeur.

2. ÉVALUATION DES COÛTS RÉCURRENTS LIÉS À L'EFFACEMENT

15 Dans le cadre de l'examen de la phase 1 du dossier R-4041-2018, il est ressorti que la Régie
16 jugeait insuffisante l'assise sur laquelle reposait le niveau d'appui financier offert aux
17 participants au Programme. À cet effet, elle formulait la demande suivante dans sa décision
18 D-2019-164 :

19 [270] La Régie demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant auprès
20 des participants au Programme afin d'établir un portrait de la contribution des
21 principales mesures ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au
22 cours des derniers hivers. Une évaluation des différents coûts directs encourus par
23 ces derniers, liés aux effacements lors des événements de GDP, devra être fournie
24 et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance.
25 Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des résultats en
26 fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum.

27 À cet égard, le Distributeur a présenté, à l'annexe A de la pièce HQD-6, document 1 (B-0080),
28 les résultats détaillés du rapport de la firme Technosim mandatée pour réaliser l'Audit. Ces
29 derniers sont basés sur les informations transmises par un échantillon de participants au
30 Programme lors de l'hiver 2019-2020. Cet échantillon, couvrant 10 % des participants, soit un
31 total de 37 clients⁹, est représentatif des segments de marché, des tarifs et de l'importance de
32 la réduction de puissance obtenue.

⁷ Paragraphe 37.

⁸ Certaines données au présent document ont été arrondies.

⁹ Voir page 5 de l'Audit de Technosim, à l'annexe A de la pièce HQD-6, document 1 (B-0080).

1 D'entrée de jeu, et comme souligné lors du dépôt des résultats de l'Audit, le Distributeur
2 constate la difficulté pour les participants de chiffrer certains des coûts encourus en lien avec
3 les effacements lors des événements de pointe critique¹⁰, par exemple ceux associés au report
4 de production. Outre le fait que certains coûts directs sont difficiles à quantifier, le Distributeur
5 note que l'Audit, réalisé conformément aux souhaits de la Régie, n'a pas cherché à évaluer
6 les coûts indirects, contraintes ou inconvénients qu'auraient pu encourir les participants
7 comme, par exemple, l'inconfort ressenti par les occupants d'un immeuble en raison de la
8 participation au Programme¹¹.

9 Pour ce motif, et sans remettre en question l'utilité de l'exercice réalisé, le Distributeur juge
10 que les résultats de l'Audit, bien qu'ils puissent présenter un intérêt, offrent un socle insuffisant
11 sur lequel s'appuyer afin de bâtir la structure et les prix associés à l'Option.

12 *Coûts directs*

13 En ce qui a trait aux coûts directs récurrents, soit les coûts d'exploitation annuels typiques pour
14 répondre aux demandes de réduction de puissance du Programme, les résultats de l'Audit font
15 état d'un coût moyen pour l'ensemble de l'échantillon de 7,99 \$/kW¹². Ce coût diffère lorsqu'il
16 est établi par secteurs d'activités et segments de marché, par mesures d'effacement
17 implantées, par tarif ou par tranches de réduction de puissance. Notamment, les coûts sont
18 considérablement plus élevés dans les premières tranches de réduction de puissance, avec
19 un maximum de 47,45 \$/kW pour la tranche de 0 à 200 kW¹³.

20 Il importe toutefois de préciser que l'ampleur des coûts constatés dans le cadre de l'Audit
21 émane de la structure de coûts de participants actuellement inscrits au Programme. Ainsi,
22 l'échantillon utilisé ne capte pas les coûts directs des clients susceptibles de fournir un
23 effacement mais qui se sont jusqu'alors abstenus de participer. Or, ces coûts sont
24 potentiellement plus élevés que ceux des participants à l'Option. En effet, il est raisonnable de
25 penser que les clients actuellement inscrits au Programme sont ceux pour lesquels les
26 barrières à l'entrée, notamment en termes de coûts directs, sont moindres que celles des
27 clients que le Distributeur n'a pas réussi à intéresser à l'Option jusqu'à présent. À titre
28 d'exemple, la non-participation de certains joueurs, comme des entreprises du secteur
29 manufacturier qui sont en activité 24 heures par jour et sept jours sur sept, pourrait s'expliquer
30 par des coûts directs d'effacement plus élevés.

31 *Autres coûts, inconvénients et risques récurrents*

32 Par ailleurs, comme il le soulignait dans le cadre de la phase 1 du présent dossier, le
33 Distributeur soutient qu'il doit tenter de déterminer le niveau d'appui financier suffisant pour
34 inciter une participation des clients à la hauteur visée par l'Option. À cet égard, le Distributeur

¹⁰ À des fins d'harmonisation terminologique avec les options de crédit hivernal et les tarifs Flex, l'expression « événement de pointe critique » remplace celle d'« événement de GDP » utilisée précédemment.

¹¹ Voir les autres contraintes et inconvénients mentionnés dans le cadre de la phase 1 du dossier, à la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0015).

¹² HQD-6, document 1 (B-0080), annexe A, tableau 8, page 10.

¹³ *Ibid.*, tableau 11, page 12.

1 insistait sur le fait que le niveau d'appui financier doit nécessairement être plus élevé que les
2 coûts directs pour les participants, faute de quoi la participation sera nulle¹⁴ :

3 [...] les coûts que pourraient encourir les clients ne donnent qu'une indication partielle
4 de ce qui pourrait constituer un niveau d'appui financier suffisant. En effet, la
5 participation des clients à un programme comme celui faisant l'objet du présent
6 dossier comporte des inconvénients pour les participants, dont la valeur est
7 difficilement quantifiable et différente d'un participant à l'autre. Ce faisant, il est clair
8 que le niveau d'appui financier doit être plus élevé que les coûts directs pour les
9 participants, faute de quoi la participation sera nulle. À nouveau, le niveau suffisant
10 n'est pas celui qui permet aux clients de récupérer uniquement leurs coûts mais bien
11 celui qui les incite à participer.

12 À cet effet, le Distributeur souligne que ce que constitue un niveau adéquat d'appui
13 financier varie évidemment selon les clients. Pour certains, les coûts directs et les
14 contraintes sont plus faibles, alors que pour d'autres, ils sont plus importants. Pour
15 d'autres encore, l'appui financier est insuffisant pour compenser les inconvénients
16 subis. Plusieurs clients ont d'ailleurs refusé de participer au Programme pour cette
17 raison. Cela illustre l'importance pour le Distributeur d'établir l'appui financier à un
18 niveau qui lui permet d'atteindre ses objectifs, et non pas de tenter de le calquer sur
19 les coûts directs et indirects des clients.

20 Le Distributeur a donc mandaté la firme Technosim afin de sonder des clients, tant des
21 participants actuels au Programme que des clients potentiels quant au niveau d'appui financier
22 récurrent minimal qui leur serait nécessaire pour maintenir leur adhésion, accroître leur
23 participation ou adhérer à l'Option, et qui compenserait à la fois les coûts directs (tels que ceux
24 présentés à l'Audit) et les coûts indirects ou intangibles liés à une telle adhésion, de même
25 qu'une juste rémunération représentative de l'effort qu'ils consentent ou auraient à consentir,
26 des risques encourus et des pertes financières subies. Les résultats de cet exercice, non
27 encore disponibles, pourraient permettre de mieux juger de la justesse des prix établis pour
28 l'Option. Une fois ces résultats obtenus, le Distributeur pourrait devoir ajuster sa proposition.

3. PROPOSITION TARIFAIRE

29 D'emblée, le Distributeur souligne que l'option qu'il propose vise à répondre aux demandes de
30 la Régie quant au niveau de l'appui financier et à sa structure. En effet, comme mentionné
31 dans la section 2, l'Audit a permis d'obtenir une indication des coûts directs encourus par les
32 participants au Programme. Il ne capte toutefois pas les coûts indirects, contraintes ou
33 inconvénients que ces derniers auraient pu encourir, non plus que l'ensemble des coûts des
34 clients susceptibles de participer, mais qui se sont jusqu'à présent abstenus de le faire. De
35 plus, le Distributeur réitère que l'appui financier doit non seulement couvrir les coûts
36 d'effacement, mais doit également permettre aux participants d'obtenir un gain en contrepartie
37 de celui-ci. Ainsi, fort des résultats obtenus au cours des dernières années, le Distributeur juge
38 que le seul appui financier pour lequel il peut être raisonnablement assuré d'obtenir
39 l'effacement attendu est l'appui unique de 70 \$/kW offert jusqu'à ce jour. La proposition tarifaire

¹⁴ Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-02, document 1 (B-0015), pages 11-14.

1 présentée dans les prochaines sous-sections est celle que le Distributeur estime la plus en
2 mesure de lui permettre de livrer un effacement comparable à celui fourni par l'appui financier
3 actuel et de permettre à de nouveaux clients, dont les coûts de participation à l'Option
4 pourraient être plus élevés, d'y adhérer. Il est évidemment possible, à la lumière des résultats
5 qui seront constatés au cours des prochains hivers, que le Distributeur doive apporter des
6 ajustements si les résultats attendus en matière de réduction de puissance ne sont pas au
7 rendez-vous.

8 Par ailleurs, comme le rappelait le Distributeur à la section 1, la Régie a demandé que la
9 nouvelle option tarifaire comprenne un appui financier dégressif en fonction de la taille de la
10 charge interrompue. La Régie a également demandé d'harmoniser l'Option avec les crédits
11 applicables aux OEI et options de crédit hivernal. Dans les sections suivantes, le Distributeur
12 aborde les éléments qu'il a considérés pour établir l'appui financier moyen de l'Option.

13 Enfin, le Distributeur veillera à déposer le texte des Tarifs, dans ses versions française et
14 anglaise, lorsque celui-ci sera disponible.

3.1 Établissement de l'appui financier

15 Dans la section 2, le Distributeur a mentionné que les coûts récurrents moyens de l'ensemble
16 des participants au Programme sont de 7,99 \$/kW¹⁵. Toutefois, comme mentionné à cette
17 même section, ces coûts ne comprennent pas certains autres coûts devant pourtant être
18 considérés pour permettre une juste rémunération du service rendu par le client.

19 De plus, comme présenté dans l'Audit, ce coût moyen global est de près de 28 \$/kW pour les
20 clients assujettis au tarif M et de l'ordre de 7 \$/kW pour la clientèle au tarif LG¹⁶. Or, la clientèle
21 au tarif M représentait près de 60 % des abonnements au Programme lors de l'hiver 2019-
22 2020. Enfin, la section 2 a également mis en lumière le fait que le coût maximal moyen, soit
23 47,45 \$/kW, se situe dans la tranche de réduction de puissance de 0 à 200 kW, tranche pour
24 laquelle on retrouve le plus grand nombre de clients.

25 Compte tenu de l'importance des objectifs de réduction de puissance de ce moyen à son bilan,
26 le Distributeur soutient qu'il doit être en mesure d'intéresser une variété de participants, y
27 compris ceux qui présentent des coûts d'effacement plus élevés. Pour l'appui financier, le prix
28 d'équilibre visé est celui qui permet une participation à hauteur des quantités recherchées par
29 le Distributeur.

30 En outre, afin d'intéresser les clients à l'Option, le Distributeur insiste sur l'importance d'aller
31 au-delà du strict remboursement des coûts encourus par les clients pour procéder à des
32 réductions de puissance. Ainsi, le Distributeur réitère que le niveau d'appui financier doit être
33 déterminé en considérant également l'éventuelle rémunération requise pour compenser les
34 inconvénients et risques subis par les clients pour participer à l'Option, sans quoi celle-ci
35 s'avérerait sans attrait pour ces derniers. À ce jour, le seul signal de prix qui a été éprouvé est

¹⁵ HQD-6, document 1 (B-0080), annexe A, tableau 8, page 10.

¹⁶ *Ibid.*, tableau 15, page 13.

- 1 celui de 70 \$/kW. En effet, depuis l'entrée en vigueur du Programme, et comme le démontre
 2 le tableau suivant, ce prix a permis de faire évoluer la contribution de ce moyen selon les
 3 besoins et attentes du Distributeur, sans susciter de débordement dans l'offre des participants.

**TABLEAU 1 :
 COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS¹⁷ ET RÉELS**

| | Hiver 2015-2016 | Hiver 2016-2017 | Hiver 2017-2018 | Hiver 2018-2019 | Hiver 2019-2020 |
|---------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Planifiés | 30 | 130 | 260 | 287* | 287* |
| Payés | 25 | 183 | 287 | 252* | 254* |
| Réels | 25 | 183 | 287 | 280 | 297 |
| Écart planifiés vs réels | -5 | 53 | 27 | -7 | 10 |

* Pour respecter l'ordonnance de sauvegarde

4 De plus, lorsque l'on compare les adhésions de la clientèle Affaires à l'Option avec celles du
 5 crédit hivernal pour la clientèle au tarif G, le Distributeur constate que le nombre
 6 d'abonnements inscrits au Programme lors des dernières années, tous tarifs confondus, est
 7 environ cinq fois plus élevé que le nombre d'abonnements inscrits au crédit hivernal pour la
 8 clientèle au tarif G¹⁸, et ce, pour des effacements de beaucoup supérieurs. Par ailleurs, le
 9 Distributeur rappelle que les options d'électricité interruptible de moyenne puissance
 10 – accessibles aux clients des tarifs M, G9 et LG – dont le niveau d'appui financier est inférieur
 11 à celui du Programme, n'ont jamais réussi à susciter un intérêt notable auprès de la clientèle
 12 visée¹⁹, comme en témoignent les résultats constatés pour l'année 2019²⁰.

13 On soulignera à nouveau l'importance que revêt l'Option aux fins de l'équilibre énergétique du
 14 Distributeur. En l'absence de ce moyen, à la lumière du plus récent bilan de puissance²¹, des
 15 besoins de long terme apparaîtraient au plus tard dès l'hiver 2024-2025, soit dans seulement
 16 trois ans²². En conséquence, une réduction trop marquée de l'appui financier, qui résulterait
 17 en une baisse de l'adhésion, pourrait avoir des conséquences importantes sur la contribution
 18 de l'Option à l'équilibre du bilan de puissance.

19 Compte tenu de ce qui précède, du caractère critique de la contribution de l'Option au bilan de
 20 puissance, des indications reçues de la Régie à ce jour et de l'absence de données précises

¹⁷ Volume utilisé aux fins de la planification des approvisionnements.

¹⁸ *Bilan de l'hiver 2019-2020 du déploiement des options de tarification dynamique (suivi de la décision D-2020-055)*, page 15.

¹⁹ Voir, par exemple, les réponses aux questions 14.1 à 14.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQ-2, document 1 (B-0015).

²⁰ Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2019, pièce HQD-6, document 1 (B-0009), page 15.

²¹ *État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, page 22.

²² Le Distributeur souligne que cette conclusion repose sur l'hypothèse d'achats de puissance de court terme à hauteur de 1 100 MW. Or, on doit rappeler que le Distributeur ne peut s'appuyer sur une utilisation maximale du potentiel de puissance de court terme et ce, afin de conserver une marge de manœuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance. À cet effet, voir notamment les pages 64 et 65 des notes sténographiques du 20 octobre 2020 à la pièce A-0178 du dossier R-4045-2018 – Phase 1.

1 relatives à l'ensemble des coûts à considérer, le Distributeur propose de fixer l'appui financier
2 moyen au montant de 60 \$/kW. Ce montant est dérivé du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW,
3 duquel est soustraite une approximation des coûts d'équipement requis pour l'effacement²³,
4 que la Régie a suggéré de compenser par voie d'un éventuel programme d'efficacité
5 énergétique. À cet égard, le Distributeur note que bien que l'Option présente une rémunération
6 moins élevée que le Programme, elle offre néanmoins l'avantage d'une certaine pérennité par
7 rapport au Programme qui devait être approuvé annuellement. Dans ces circonstances, le
8 Distributeur préfère attendre de constater les effets de cette pérennisation avant de juger s'il y
9 a lieu de pallier l'écart de rémunération au moyen d'un programme d'efficacité énergétique.

10 Aux fins de comparaison de l'appui financier moyen de l'Option avec celui des autres options
11 tarifaires du Distributeur, un client au tarif G adhérant à l'option de crédit hivernal a droit à un
12 crédit de 50 ¢/kWh pour chaque kWh d'énergie effacée²⁴. Compte tenu de la faiblesse, voire
13 de l'absence de coûts récurrents pour bien des adhérents à cette option, ce montant vise à
14 rémunérer essentiellement l'inconfort et le désagrément qui leur sont causés. En ce qui a trait
15 à l'option 1 de l'OEI, un client peut recevoir un crédit pouvant atteindre 40 \$/kW,
16 dépendamment du nombre d'heures demandé par le Distributeur. Ainsi, l'appui financier
17 moyen de 60 \$/kW de l'Option s'inscrit dans la continuité tarifaire demandée par la Régie. De
18 plus, contrairement à un client au crédit hivernal qui n'encourt aucun risque s'il ne s'efface pas
19 à la demande du Distributeur²⁵, un client participant à l'Option, dans laquelle tous les
20 événements de pointe critique sont interdépendants, verrait son effacement moyen, ainsi que
21 son niveau d'appui financier, diminuer²⁶, ou, si deux périodes de restriction ne sont pas
22 respectées, réduit à zéro. Cette contrainte d'un crédit calculé sur la base de la puissance
23 effacée moyenne (vs effective) rend l'Option plus pénalisante pour le client que le crédit
24 hivernal. Ceci milite en faveur d'un appui financier plus élevé, tout en mitigeant les risques de
25 migration des clients inscrits au crédit hivernal vers l'Option.

Le Distributeur demande d'approuver un appui financier moyen au montant de 60 \$/kW.

3.2 Rémunération dégressive

26 En fixant l'appui financier moyen, le Distributeur est en mesure d'établir une rémunération
27 dégressive par strates de réduction de puissance, répondant ainsi à la demande de la Régie.
28 Le Distributeur a défini les strates de réduction de puissance en fonction des résultats de la
29 participation des clients au Programme au cours de l'hiver 2019-2020. Les effacements

²³ Un coût hypothétique d'installation a été utilisé. Il s'appuie sur le montant de 10,50 \$/kW évoqué dans la décision D-2019-164.

²⁴ Application d'un crédit de 50 \$/kW sur une base de 100 heures.

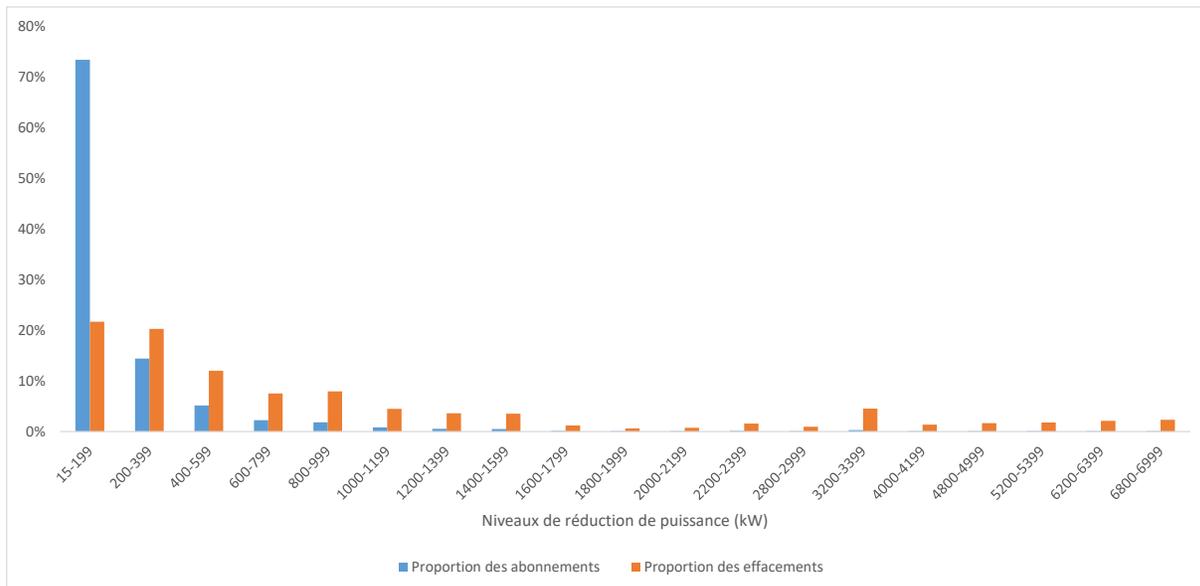
²⁵ Ce client serait alors facturé selon les prix du tarif de base auquel il est assujéti.

²⁶ Dossier R-4057-2018, réponse à la question 44.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).

1 considérés sont les effacements réels liés aux abonnements inscrits au Programme et non
 2 ceux rémunérés selon les modalités de l’ordonnance de sauvegarde de la Régie. Ces données
 3 sont également représentatives des autres hivers puisque la clientèle inscrite au Programme
 4 est demeurée stable au cours des dernières années. La segmentation proposée par le
 5 Distributeur vise à créer une répartition de la clientèle participante en groupes homogènes en
 6 fonction du nombre d’abonnements inscrits et des effacements réels liés à ces derniers à
 7 l’hiver 2019-2020.

8 La figure 1 présente la répartition des abonnements inscrits au Programme et les effacements
 9 réels liés à ces derniers à l’hiver 2019-2020.

FIGURE 1 :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE -
HIVER 2019-2020



10 Le Distributeur note que 75 % de l’effacement total réalisé au cours de l’hiver 2019-2020 est
 11 surtout attribuable aux niveaux d’effacement de moins de 1 200 kW qui, par ailleurs,
 12 regroupent 98 % des abonnements inscrits au Programme. De façon plus particulière, le
 13 Distributeur fait les constats suivants :

- 14 • Strate 15 - 199 kW²⁷ : regroupe environ 75 % des abonnements totaux inscrits au
 15 Programme, majoritairement composés d’établissements d’enseignement, de

²⁷ Pour les fins de son analyse, le Distributeur fixe un seuil d’admissibilité à 15 kW en cohérence avec sa proposition de fixer un seuil d’admissibilité de 15 kW à la nouvelle option tarifaire de gestion de puissance, tel qu’explicité à la section 3.4.2.

- 1 succursales de services ou de stations de ski, contribuant pour 22 % de l'effacement
 2 total réalisé ;
- 3 • Strate 200 - 599 kW : regroupe environ 20 % des abonnements totaux inscrits au
 4 Programme, majoritairement des commerces de détail, des entreprises de services ou
 5 des établissements du secteur de la santé, contribuant pour environ 32 % de
 6 l'effacement total réalisé. De l'ensemble des abonnements au tarif M inscrits au
 7 Programme, ceux compris dans cette strate, soit environ 23 %, sont les plus contributifs
 8 à l'effacement total attribuable aux abonnements à ce tarif ;
 - 9 • Strate 600 - 1 199 kW : regroupe 5 % des abonnements totaux inscrits au programme,
 10 contribuant à hauteur de 20 % de l'effacement total réalisé. Cette strate est celle qui
 11 présente la plus grande hétérogénéité des strates bornées ;
 - 12 • Strate 1 200 kW - 1 799 kW : regroupe environ 2 % des abonnements totaux inscrits
 13 au Programme, contribuant pour 8 % de l'effacement total réalisé.
- 14 En ce qui concerne la strate de plus de 1 800 kW, elle contribue pour 18 % à l'effacement total
 15 réalisé, et cela avec seulement 1 % des abonnements totaux inscrits au Programme. Ces
 16 abonnements sont presque exclusivement des abonnements au tarif LG, soit des clients de
 17 grande puissance.
- 18 Par conséquent, les strates de réduction de puissance retenues par le Distributeur sont celles
 19 définies au tableau 2, lequel présente également la distribution du nombre d'abonnements et
 20 des effacements constatés par strates de réduction de puissance.

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

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

21 En fonction des résultats de l'hiver 2019-2020, le Distributeur présente au tableau 3 l'appui
 22 financier dégressif basé sur un appui financier moyen de 60 \$/kW. Cette rémunération
 23 dégressive comprend cinq prix, soit un prix par strate de réduction de puissance. Le
 24 Distributeur fixe ainsi l'appui financier des strates de réduction de puissance entre 65 \$/kW,
 25 pour les premiers 200 kW, et 45 \$/kW, pour la dernière strate, soit celle de plus de 1 800 kW.
 26 L'appui financier de 45 \$/kW de la dernière strate, qui représente 18 % de l'effacement total,
 27 correspond à une réduction de l'ordre de 35 % par rapport à un appui financier uniforme de
 28 70 \$/kW. Le Distributeur est d'avis qu'il est essentiel de fixer un niveau de rémunération

- 1 compétitif pour la dernière strate de réduction de puissance afin de maintenir l'intérêt des
- 2 clients pour ces niveaux de réduction de puissance importants.

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

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

3 Le tableau 3 présente également l'impact de cet appui financier dégressif par rapport à un
4 appui financier uniforme à 60 \$/kW et permet de constater la neutralité tarifaire de la
5 proposition du Distributeur. Ainsi, comparativement à une rémunération uniforme de 60 \$/kW,
6 l'appui financier selon cette structure serait :

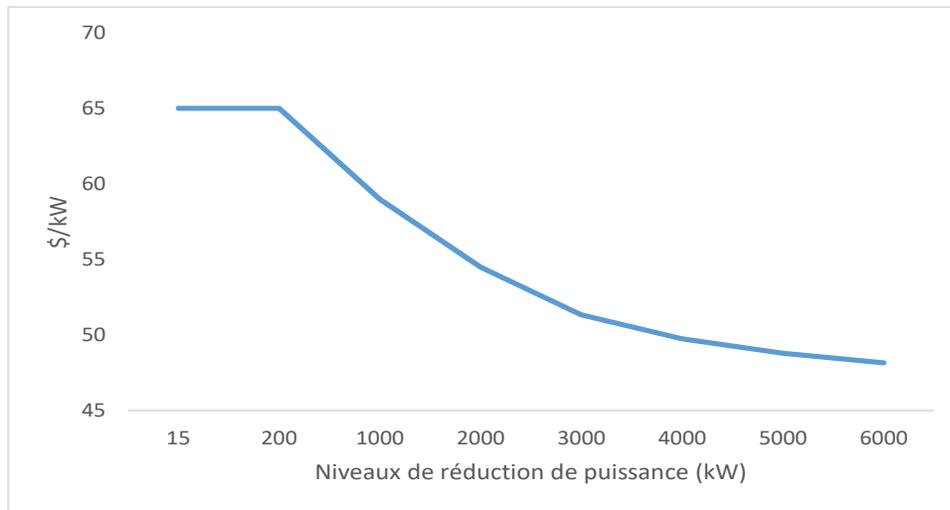
- 7 • supérieur de 6 %, en moyenne, pour les effacements de 600 kW et moins ;
- 8 • identique pour les effacements compris entre 600 et 1 200 kW ;
- 9 • inférieur de 5 % pour les effacements compris entre 1 200kW et 1 800 kW ;
- 10 • inférieur de 16 % pour les effacements excédant 1 800 kW.

11 Par exemple, un effacement de 3 000 kW obtiendrait un appui financier de 154 000 \$, soit
12 environ de 51 \$/kW. En appliquant la même rémunération dégressive aux strates de réduction
13 de puissance présentées par la Régie au tableau 17 dans sa décision D-2019-164²⁸, l'appui
14 financier aurait été de 156 000 \$, soit environ 53 \$/kW.

15 La figure 2 illustre l'appui financier moyen ainsi obtenu en fonction de différents niveaux de
16 réduction de puissance.

²⁸ Paragraphe 258.

**FIGURE 2 :
APPUI FINANCIER MOYEN EN FONCTION DU NIVEAU DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**



1 À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau 4, l'appui financier dégressif calculé selon
 2 les strates de réduction de puissance du tableau 17 de la décision D-2019-164. Compte tenu
 3 des différentes étendues des strates de réduction de puissance entre la proposition du
 4 Distributeur et celle du tableau 17, l'application de la rémunération dégressive de l'Option aux
 5 strates de réduction proposées par la Régie génère un prix moyen équivalent.

**TABLEAU 4 :
APPUI FINANCIER DÉGRESSIF EN FONCTION
DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE – SCÉNARIO RÉGIE**

| Strates de réduction de puissance (kW) | Appui financier dégressif | Effacement des compteurs (kW) | | | | | Total |
|--|---------------------------|-------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| | | 15 - 200 | 200 - 500 | 500 - 1 000 | 1 000 - 2 500 | plus de 2 500 | |
| 15 kW - 200 kW | 65 \$ | 2,5 M\$ | 5,3 M\$ | 0,9 M\$ | 0,2 M\$ | 0,2 M\$ | 9,1 M\$ |
| 200 kW - 500 kW | 60 \$ | - | 2,3 M\$ | 1,3 M\$ | 0,3 M\$ | 0,3 M\$ | 4,1 M\$ |
| 500 kW - 1 000 kW | 55 \$ | - | 0,1 M\$ | 1,3 M\$ | 0,5 M\$ | 0,4 M\$ | 2,2 M\$ |
| 1 000 kW - 2 500 kW | 50 \$ | - | - | 0,1 M\$ | 0,4 M\$ | 1,0 M\$ | 1,4 M\$ |
| plus de 2 500 kW | 45 \$ | - | - | - | - | 0,8 M\$ | 0,8 M\$ |
| Appui financier total | 60 \$ | 2,5 M\$ | 7,6 M\$ | 3,5 M\$ | 1,4 M\$ | 2,6 M\$ | 17,6 M\$ |
| Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme | | 8% | 6% | -2% | -7% | -16% | 0% |

6 Comparativement à une rémunération uniforme à 60 \$/kW, le Distributeur note que seulement
 7 les premiers 500 kW du scénario de la Régie reçoivent un appui financier supérieur au prix
 8 moyen. La proposition du Distributeur, quant à elle, octroie un appui financier supérieur ou
 9 égal au prix moyen de 60 \$/kW aux premiers 1 200 kW. De plus, le scénario de la Régie
 10 bénéficie à 91 % des clients qui génèrent 49 % de l'effacement total réalisé. La proposition du
 11 Distributeur, quant à elle, bénéficie à 98 % des clients qui génèrent environ 75 % de
 12 l'effacement total.

Le Distributeur demande d'approuver les strates et les montants d'appui financier qui leur sont associés comme proposés au tableau 3.

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

1 Au paragraphe 283 de la décision D-2019-164, la Régie demandait au Distributeur de préciser
2 le calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique,
3 de considérer la possibilité de décrire cette méthode dans le Guide du participant et d'indiquer
4 si la non-contribution des participants qui ne seraient pas en activité au moment d'événements
5 de pointe critique pourrait mener à l'application de l'article 1.2.5 du Guide du participant et de
6 justifier, le cas échéant, son application. De plus, dans sa lettre du 18 décembre 2020
7 (A-0056), la Régie invitait le Distributeur à expliquer les motifs pour lesquels les clients
8 atypiques pourraient représenter une part de la rémunération globale tantôt supérieure, tantôt
9 inférieure, à la part d'effacement réel qu'ils représentent.

10 *Profil de consommation atypique*

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

1 *Méthode de calcul adaptée*

2 Pour ces clients, le Distributeur utilise toujours la même méthode de calcul éprouvée depuis
3 la mise en place du Programme. À cet égard, le Distributeur rappelait également dans le cadre
4 du suivi du 7 décembre qu'au-delà d'établir plus d'une courbe de référence afin d'utiliser celle
5 qui est la plus représentative du profil de consommation normal du client pour calculer
6 l'effacement de ce dernier lors d'un événement de pointe critique²⁹, il retirait également les
7 jours sans profil de consommation (sans appel de puissance) pour l'établissement de la courbe
8 de référence des abonnements à profils de consommation atypiques « non prévisibles ». Le
9 Distributeur n'estime pas nécessaire de modifier la définition de puissance de référence
10 puisque cette dernière mentionne déjà que la puissance de référence peut être ajustée, au
11 besoin, pour mieux refléter le profil de consommation normal du client. Cette définition appuie
12 donc l'analyse qu'il effectue pour établir l'appui financier de ces clients.

13 *Application de l'article 4.80*

14 En ce qui a trait à l'application de l'article 4.80 du tarif provisoire (article 1.2.5 du Guide du
15 participant) traitant du versement du montant de l'appui financier en cas de défaut de réduction
16 de puissance à ces clients dû au fait qu'ils ne se sont pas effacés lors des appels d'événements
17 de pointe critique, et compte tenu de particularités d'opération de ces clients, notamment leur
18 périodicité, le Distributeur est d'avis qu'il serait inéquitable d'appliquer strictement la disposition
19 de cet article. En effet, la plupart de ces abonnements sont habituellement fermés à partir du
20 mois de février, la majorité de ces abonnements étant des abonnements de courte durée,
21 lesquels correspondent à un abonnement d'une durée minimale d'un mois et inférieure à
22 12 mois³⁰. Ainsi, il est tout à fait possible qu'une station de ski ouvre un abonnement au mois
23 de décembre pour le fermer au mois de janvier, rendant ainsi inadmissible cet abonnement
24 aux événements de pointe critique pouvant survenir au mois de février, par exemple. Toutefois,
25 le fait que ces abonnements ne soient pas actifs si des événements de pointe critique
26 surviennent lorsque leurs abonnements sont fermés implique que leur non-contribution à ces
27 événements entre tout de même dans le calcul de l'appui financier total que ces clients
28 recevront à la fin d'un hiver donné. Enfin, la disposition de l'article 4.80 vise surtout les clients,
29 avec ou sans profil de consommation atypique et prévisible³¹, qui ne s'efforcent pas de réduire
30 leurs appels de puissance au cours d'au moins deux avis de GDP et pour lesquels le
31 Distributeur se réserve le droit de ne pas les rémunérer.

²⁹ Comme plus amplement détaillé lors de la phase 1 du présent dossier ; Voir les notes sténographiques du 3 octobre 2018 (A-0042), pages 86 à 92 et pièce HQD-4, document 2.1 (B-0049).

³⁰ Voir notamment l'article 4.7 des Tarifs.

³¹ Abonnements ayant un profil de consommation qui peut varier d'un événement de pointe critique à l'autre, notamment en fonction des heures d'opération, mais pour lesquels le Distributeur est en mesure d'évaluer la charge sur le réseau.

1 *Juste contribution versée*

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

10 Ainsi, le Distributeur maintient le calcul de l'appui financier pour les abonnements ayant un
11 profil de consommation atypique non prévisible présenté au cours de la phase 1 du présent
12 dossier.

3.4 Autres modifications tarifaires

3.4.1 Admissibilité des intégrateurs

13 Au paragraphe 205 de la décision D-2019-164, la Régie invitait le Distributeur à rechercher
14 une solution de rechange conciliant le rôle commercial des agrégateurs et la nature
15 réglementaire que constitue une option tarifaire.

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

21 Aux paragraphes 206 et 207 de sa décision D-2019-164, la Régie suggère au Distributeur
22 d'explorer la possibilité de s'inspirer de certaines dispositions du tarif de développement
23 économique ou du tarif de maintien de la charge, lesquels prévoient des obligations
24 contractuelles en marge de la relation tarifaire. Le Distributeur comprend que la Régie réfère
25 respectivement aux sous-sections de ces tarifs concernant les réseaux municipaux. Or, dans
26 les deux cas, ce sont néanmoins les tarifs qui prévoient les modalités applicables aux réseaux
27 municipaux.

28 Le Distributeur est donc d'avis que le rôle des agrégateurs ne pourrait être maintenu qu'à
29 travers une redéfinition de leur rôle, sur la base d'ententes entre les clients du Distributeur et
30 les entreprises spécialisées dans le contrôle des charges. Cette façon de procéder respecterait
31 la relation commerciale que suppose l'application d'un tarif par le Distributeur à son client, tout
32 en permettant à ce dernier de convenir d'une entente avec un tiers qui pourrait lui permettre
33 de réduire sa consommation à la demande du Distributeur et ainsi de participer à l'Option.

3.4.2 Révision du seuil d’admissibilité

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

6 Sur la base des données de l’hiver 2019-2020, le Distributeur a évalué le nombre
7 d’abonnements et les kW d’effacement qui seraient exclus de l’Option selon différents seuils
8 de réduction de puissance. Le tableau 5 présente ces statistiques par seuil minimal de
9 réduction de puissance.

TABLEAU 5 :
IMPACT DE L’IMPOSITION D’UN SEUIL MINIMAL DE RÉDUCTION DE PUISSANCE
SUR LE NOMBRE D’ABONNEMENTS ET LES KW ADMISSIBLES À L’OPTION

| | Seuil minimal de réduction de puissance (kW) | | | | |
|---|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 5 | 10 | 15 | 17 | 20 |
| Abonnements avec un effacement constaté | 1 643 | 1 525 | 1 432 | 1 393 | 1 320 |
| Abonnements écartés dû à l'imposition d'un seuil minimal de puissance | 170 | 288 | 381 | 420 | 493 |
| Effacement effectif (kW) | 296 978 | 296 170 | 295 059 | 294 450 | 293 130 |
| Effacement non disponible dû à l'imposition d'un seuil minimal de puissance (kW) | 385 | 1 193 | 2 304 | 2 913 | 4 233 |
| Effacement non disponible dû à l'imposition d'un seuil minimal de puissance (%) | 0,1% | 0,4% | 0,8% | 1,0% | 1,4% |

10 Le Distributeur constate de ce tableau que l’imposition d’un seuil minimal de réduction de
11 puissance d’au moins 15 kW implique que 381 abonnements ne seraient plus admissibles à
12 l’Option, pour des quantités de l’ordre de 2,3 MW, représentant un peu moins de 1 % du total
13 des réductions de puissance de 297 MW constatés au cours de l’hiver 2019-2020. Le
14 Distributeur propose ainsi d’imposer un seuil minimal de réduction de puissance d’au moins
15 15 kW pour adhérer à l’Option et en-deçà duquel un client ne recevrait aucune rémunération
16 en contrepartie de son effacement, en vertu de l’article 4.80 de l’Option. De l’avis du
17 Distributeur, ce seuil représente un bon compromis entre les efforts liés à la gestion de l’Option
18 et le maintien du nombre de clients admissibles à celle-ci et, par conséquent, de la réduction
19 de puissance provenant auparavant des agrégateurs.

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

3.4.3 Utilisation de moyens thermiques

1 L'Audit a montré l'importance, aux fins de la participation des clients, de l'utilisation de
2 chaudières à combustible et de groupes électrogènes (utilisées respectivement par 41 % et
3 54 % des clients sondés³²). Ces deux moyens sont d'ailleurs parmi ceux les plus souvent
4 utilisés (dans respectivement 19 % et 48 % des cas) lorsque les clients ne font appel qu'à une
5 seule mesure pour réaliser l'effacement³³.

6 Ces moyens sont donc un outil essentiel pour permettre aux clients de livrer les MW attendus
7 à l'Option et leur utilisation sans restriction doit demeurer permise.

3.4.4 MAFM

8 Au paragraphe 292 de la décision D-2019-164, la Régie demandait au Distributeur de corriger
9 la situation voulant que certains participants reçoivent un montant plus élevé en n'étant pas
10 sollicités pour s'effacer à la pointe que s'ils devaient faire l'effort de le faire.

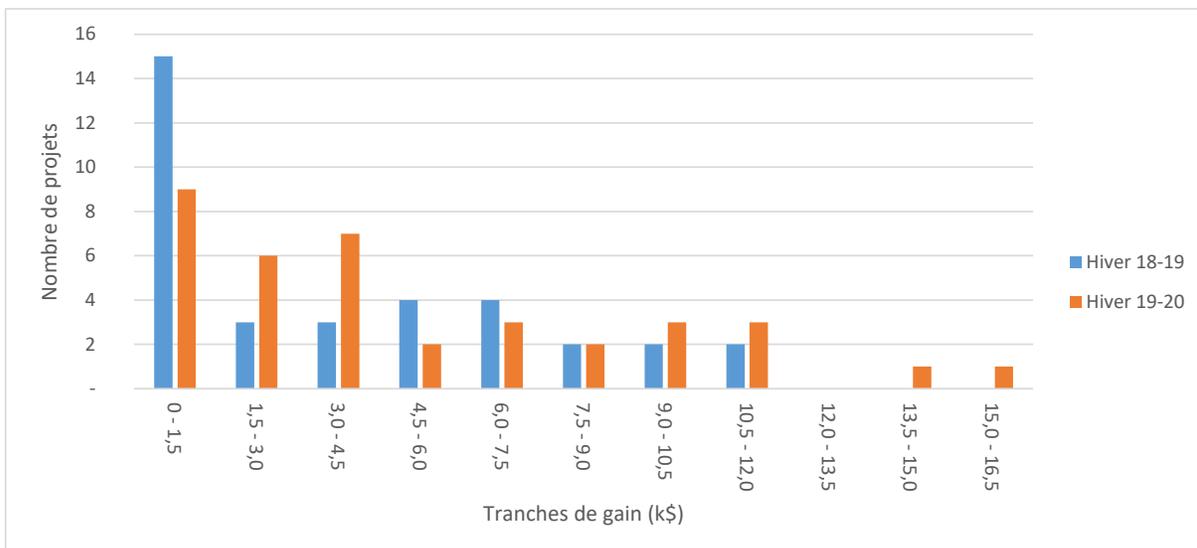
11 Afin d'évaluer cette situation, le Distributeur a analysé le nombre de projets qui auraient été
12 favorisés par l'application de l'article 4.80 pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020 dans le cas
13 où le Distributeur n'aurait envoyé aucun avis d'événement de pointe critique. Il évalue que le
14 nombre de projets favorisés par une telle situation pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020
15 aurait été de 35 et 37 projets respectivement, sur un total de près de 2 000 projets
16 annuellement. La somme des écarts totaux versés³⁴ aux participants pour ces projets aurait
17 totalisée près de 132 000 \$ et 185 000 \$ respectivement, soit environ 1 % de la rémunération
18 globale pour ces hivers. De plus, la majorité de cette rémunération se serait située dans la
19 tranche de 0 à 3 000 \$. La figure 3 présente, pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020, la
20 distribution de ces projets selon l'importance de l'écart découlant d'une application théorique
21 du MAFM.

³² HQD-6, document 1 (B-0080), annexe A, tableau 20, page 16.

³³ *Ibid.*, tableau 22, page 17.

³⁴ Correspond à la différence entre, d'une part, 70 \$/kW × effacement moyen du client et, d'autre part, 15 % de 70 \$/kW × puissance maximale appelée du client enregistrée au cours des 12 derniers mois.

**FIGURE 3 :
FRÉQUENCE DU NOMBRE DE PROJETS SELON L'IMPORTANCE DE L'ÉCART -
HIVERS 2018-2019 ET 2019-2020**



1 Le Distributeur rappelle qu'il considère le MAFM comme une mesure permettant aux clients
2 de mitiger leur risque de ne pas pouvoir récupérer au moins une partie des sommes encourues
3 pour mettre en place des mesures de GDP, au cas peu probable où il n'y aurait aucun
4 événement de pointe critique au cours d'un hiver donné. À cet égard, le Distributeur souligne
5 toutefois que l'application du MAFM se veut exceptionnelle. Il ne correspond aucunement à la
6 somme minimale que les clients sont prêts à accepter pour maintenir leur participation au
7 Programme. En effet, si le Distributeur devait verser aux clients le MAFM plusieurs années de
8 suite, peu de clients accepteraient de poursuivre leur participation puisqu'ils n'y verraient plus
9 d'intérêt. Il aurait également peine à convaincre de nouveaux clients à adhérer à l'Option³⁵.

10 Ainsi compte tenu du faible nombre de projets avantageés, du faible gain qui en découle, de la
11 faible probabilité qu'aucun événement de pointe critique ne survienne au cours d'un hiver, ainsi
12 que de l'importance de maintenir un moyen de mitigation du risque pour les clients participants,
13 le Distributeur est d'avis qu'il n'y pas lieu de corriger le MAFM.

³⁵ Voir la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0015).

4. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

4.1 Principales hypothèses

- 1 Le tableau 6 présente les principales hypothèses utilisées aux fins des analyses.

**TABLEAU 6 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

| Paramètres | Valeur | Source |
|---------------------------------------|-------------------------|--|
| Coût évité de puissance (court terme) | 20 \$/kW-hiver (\$2020) | <i>État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029</i> |
| Coût évité de puissance (long terme) | 116 \$/kW-an (\$2020) | |
| Coût évité en énergie (heures visées) | 7,6 ¢/kWh (\$2020) | |
| Taux de réserve | 17 % | |
| Revenu marginal | 4,4 ¢/kWh (\$2021) | Revenu marginal au tarif M (énergie seulement), tous clients confondus |
| Nombre d'heures d'interruption | 50 | Hypothèse tenant compte du resserrement du bilan de puissance |
| % charge déplacée | 50 % | Analyse des résultats du Programme |
| Taux d'inflation | 2 % | Hypothèse |
| Taux d'actualisation | 4,872 % | Taux 2020, basé sur la méthodologie approuvée par la Régie |

2 *Impact en puissance*

3 D'emblée, le Distributeur rappelle que l'Option vise à réduire les besoins en puissance du
4 Distributeur. Elle permettra donc d'abord le report du besoin pour de nouveaux
5 approvisionnements de long terme en puissance et c'est sur cette base que le Distributeur
6 croit que les analyses devraient être réalisées.

7 Toutefois, au paragraphe 217 de sa décision D-2019-164, la Régie estimait « qu'il n'est pas
8 adéquat d'utiliser les coûts évités en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon de la
9 période pour l'analyse de rentabilité du Programme » et « qu'il est inadéquat d'utiliser les coûts
10 évités de long terme pendant les premières années du Programme ». Sur la base du plus
11 récent bilan de puissance, présenté dans le cadre de l'*État d'avancement 2020 du Plan
12 d'approvisionnement 2020-2029*, en l'absence de l'Option, des approvisionnements de long
13 terme seraient nécessaires au plus tard dès l'hiver 2024-2025. Pour cette raison, le coût évité
14 de court terme sera utilisé pour les trois premières années d'analyse (soit de l'hiver 2021-2022
15 à celui de 2023-2024) et le coût de long terme, pour les années suivantes.

1 Par ailleurs, le Distributeur a réduit les coûts évités utilisés aux fins des analyses de la réserve
2 associée à ce moyen, soit 17 %. L'application de ce facteur permet de tenir compte du fait que
3 l'impact net sur le bilan de puissance est inférieur à la puissance directement associée au
4 moyen³⁶.

5 Enfin, conformément aux instructions de la Régie aux paragraphes 220 à 225 de la décision
6 D-2019-164, le Distributeur n'a inclus aucun coût évité associé au transport ou à la distribution
7 aux fins de ses analyses. Le Distributeur précise que ceci ne constitue pas une
8 reconnaissance de sa part de l'absence de valeur de l'Option comme instrument de réduction
9 des besoins d'investissements sur le réseau et souligne que l'analyse qui permettrait d'estimer
10 plus finement l'impact de l'Option sur ces derniers est toujours en cours.

11 *Impact en énergie*

12 Dans sa demande de complément de preuve³⁷, déposée à la suite de la décision D-2018-065,
13 la Régie demandait au Distributeur de fournir, entre autres, une estimation des pertes de
14 revenus découlant de la participation au Programme. Ces pertes de revenus, associées à la
15 réduction de la consommation des clients, ont été utilisées pour les analyses économiques
16 subséquentes au dossier.

17 En accord avec cette volonté de la Régie, le Distributeur inclut dans ses présentes analyses
18 la perte de revenus associée à l'Option. Conséquemment, par souci de cohérence, il inclut
19 également les coûts évités en énergie associés à ces mêmes heures d'interruption. Pour ce
20 faire, il utilise les coûts évités horaires des heures de plus forte charge, présentés au
21 tableau 6.1 de l'*État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, pour les
22 heures correspondant à celles visées par l'Option. Ces coûts apparaissent au tableau 7.

³⁶ Cette approche est celle retenue pour l'analyse de rentabilité de la réduction de puissance associée à Hilo. À cet effet, voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 1 du ROEE à la pièce HQD-5, document 8 (B-0060) au dossier R-4110-2019.

³⁷ Pièce A-0004.

TABLEAU 7 :
COÛTS ÉVITÉS HORAIRES UTILISÉS AUX FINS DE L'ANALYSE

| Heures | ¢/kWh |
|----------------|------------|
| h7 | 6,6 |
| h8 | 7,2 |
| h9 | 7,3 |
| h17 | 6,6 |
| h18 | 9,0 |
| h19 | 8,7 |
| h20 | 7,8 |
| Moyenne | 7,6 |

4.2 Analyse économique

- Le tableau 8 présente les résultats de l'analyse économique de l'Option.

TABLEAU 8 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE

| | VAN 10 ans | VAN 20 ans | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2030- 2031 | 2035- 2036 | 2040- 2041 |
|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Impact de l'Option | | | | | | | | | | | |
| puissance (MW) | | | 150 | 170 | 220 | 240 | 260 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| énergie (GWh) | | | 4 | 4 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| Coûts évités de fourniture | | | | | | | | | | | |
| \$/kW | | | 17 | 17 | 18 | 104 | 106 | 108 | 117 | 130 | 143 |
| M\$ | 175 | 372 | 3 | 3 | 4 | 25 | 28 | 33 | 35 | 39 | 43 |
| ¢/kWh | | | 7,75 | 7,91 | 8,07 | 8,23 | 8,39 | 8,56 | 9,26 | 10,23 | 11,29 |
| M\$ | 4 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Appui financier | | | | | | | | | | | |
| \$/kW | | | (60) | (61) | (62) | (64) | (65) | (66) | (72) | (79) | (87) |
| M\$ | (133) | (253) | (9) | (10) | (14) | (15) | (17) | (20) | (22) | (24) | (26) |
| Perte de revenus | | | | | | | | | | | |
| ¢/kWh | | | (4,44) | (4,53) | (4,62) | (4,71) | (4,81) | (4,90) | (5,31) | (5,86) | (6,47) |
| M\$ | (2) | (5) | (0) |
| Gain net (M\$) | 44 | 122 | (6) | (7) | (10) | 10 | 11 | 13 | 14 | 15 | 17 |

- L'analyse est réalisée en supposant une hausse annuelle à l'inflation de l'appui financier.
- Les résultats montrent que l'Option est beaucoup plus avantageuse pour le Distributeur que l'achat de puissance, avec une valeur actuelle nette (VAN) de 44 M\$ sur 10 ans et 122 M\$ sur 20 ans.

4.3 Analyses de sensibilité

1 Les seuls facteurs déterminants sont les coûts évités de puissance, l'année d'arrivée du signal
2 de prix pour les coûts évités de long terme, de même que le niveau de l'appui financier. Les
3 pertes de revenus, de même que les coûts marginaux en énergie, n'ont pas d'impact significatif
4 sur les résultats. Pour cette raison, l'analyse de sensibilité porte sur les trois premiers facteurs.
5 Le tableau 9 présente les résultats de cette analyse. Il montre, pour les facteurs retenus, le
6 niveau qui amène une VAN nulle (point mort).

TABLEAU 9 :
ANALYSE DE SENSIBILITÉ

| Facteur | 10 ans | 20 ans |
|------------------------------|---------------|---------------|
| Signal de prix de long terme | 2027-2028 | 2031-2032 |
| Coûts évités | - 25 % | - 33 % |
| Appui financier | + 33 % | + 48 % |

7 L'analyse sur 20 ans montre qu'il est possible de repousser l'arrivée du signal de coût évité de
8 puissance de long terme de sept ans avant que l'Option devienne moins avantageuse qu'un
9 approvisionnement en puissance (de trois ans, avec une analyse sur 10 ans). En ce qui a trait
10 aux coûts évités, ceux-ci doivent être réduits de plus de 33 % pour que l'Option devienne
11 moins avantageuse qu'un approvisionnement. Quant à l'appui financier, le point mort est
12 atteint par une hausse d'au moins 48 % (soit un appui financier moyen d'environ 89 \$/kW). En
13 limitant l'analyse à une période de dix ans, ces valeurs sont respectivement de -25 % et +33 %
14 (80 \$/kW).

4.4 Analyse financière

15 Aucun investissement n'est associé à l'Option. Les gains annuels présentés au tableau 8
16 représentent donc l'impact sur les revenus requis du Distributeur. Considérant le cadre
17 réglementaire actuel, l'impact sur les tarifs du Distributeur se fera sentir lors des années de
18 mise à niveau, soit 2025 et 2030. Les gains étant favorables au Distributeur ces années,
19 l'Option exercera donc une pression à la baisse sur les tarifs. Cet impact est estimé à -0,08 %
20 en 2025 et -0,01 % en 2030.

5. CONCLUSION

21 Les caractéristiques de l'Option présentée par le Distributeur sont conformes aux demandes
22 faites par la Régie dans sa décision D-2019-164. Quant au niveau moyen du tarif proposé, il
23 s'appuie sur les éléments invoqués par la Régie dans cette même décision.

24 Enfin, l'analyse économique démontre sans équivoque que l'Option est beaucoup plus
25 avantageuse pour le Distributeur et sa clientèle qu'un approvisionnement additionnel. Cette

- 1 analyse a elle aussi été réalisée en conformité avec les conclusions de la Régie dans sa
- 2 décision D-2019-164.
- 3 Sur la base de ces démonstrations, le Distributeur conclut que l'Option proposée est à
- 4 l'avantage de l'ensemble de sa clientèle et doit être retenue, eu égard notamment à
- 5 l'importance que revêt sa contribution aux fins de l'équilibre de son bilan en puissance.