

Hydro-Québec Distribution

(ci-après le «Distributeur»)
Demanderesse
et

**Groupe de recommandations et d'actions
pour un meilleur environnement**

(ci-après le «GRAME»)
Intervenant

*Demande relative au Programme GDP Affaires,
Phase 2*
Argumentation du GRAME

Introduction

1. Le présent dossier découle de la décision D-2018-025, rendue dans le cadre du dossier R-4011-2017, dans laquelle la Régie exigeait que le Distributeur dépose un dossier distinct sur le programme GDP Affaires afin d'en déterminer la rentabilité et d'en clarifier la nature juridique :

[269] La Régie ordonne également au Distributeur de déposer un dossier distinct sur le programme « GDP Affaires » en 2018 afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme. Cet examen devrait permettre également de clarifier sa nature juridique.

R-4011-2017, D-2018-025, par. 269

2. Le GRAME a participé à la phase 1 du présent dossier, qui a donné lieu à la décision D-2019-164 dans laquelle la Régie a déterminé la nature juridique de la gestion de la demande en puissance (ci-après «GDP») :

[200] En conséquence, à la suite de l'examen des différentes catégories réglementaires, la Régie juge que le Programme, tel que mis en œuvre actuellement et avec les caractéristiques préconisées par le Distributeur, constitue plutôt une offre tarifaire, de nature optionnelle. Le Distributeur doit donc respecter les caractéristiques inhérentes qui se rapportent à cette catégorie réglementaire.

R-4041-2018, phase 1, D-2019-164, par. 200

3. La Régie a créé une deuxième phase au dossier R-4041-2018 afin de permettre l'approbation d'une offre tarifaire liée à la GDP :

[202] Puisque le Programme n'est pas présenté sous le format d'un tarif, la Régie crée une phase 2 au présent dossier lors de laquelle elle procédera à l'examen d'une nouvelle option tarifaire basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la présente décision. Elle demande au Distributeur d'y soumettre une proposition de modalités tarifaires ainsi que le texte des tarifs liés à cette nouvelle offre tarifaire optionnelle pour en permettre l'approbation et la fixation par la Régie.

R-4041-2018, phase 1, D-2019-164, par. 202

4. Dans sa décision procédurale D-2020-095 rendue en phase 2 du présent dossier, la Régie a demandé au Distributeur de fournir une proposition tarifaire permettant de fixer un tarif provisoire pour lui permettre d'avoir recours à ce moyen de gestion de la demande en puissance à l'hiver 2020-2021, et aux intervenants de se prononcer sur cette proposition :

[157] La Régie ordonne au Distributeur de lui fournir, au plus tard le 10 août 2020, à 12 h, une proposition tarifaire, y incluant les modifications aux conditions de service pertinentes, le cas échéant, afin de fixer un tel tarif provisoire, en fonction des caractéristiques du Programme, tel qu'il était lors de la publication de la décision D-2019-164.

[158] Les intervenants devront faire parvenir leurs commentaires sur cette proposition tarifaire au plus tard le 21 août 2020 à 12 h. Le Distributeur aura jusqu'au 28 août 2020 à 12 h pour répliquer à ces commentaires.

R-4041-2018, phase 2, D-2020-095, par. 157 et 158

5. En réponse à cette demande de la Régie, le GRAME a déposé des commentaires portant sur le tarif provisoire proposé par le Distributeur ;

C-GRAME-0019

6. Dans sa décision D-2020-120, la Régie a approuvé un tarif provisoire pour permettre au Distributeur d'avoir recours à ce moyen de gestion de la demande en puissance à l'hiver 2020-2021 :

[57] La Régie considère que les motifs qui prévalaient lors de l'émission de l'ordonnance autorisant la poursuite du Programme lors de l'hiver 2018-2019, tels que le risque d'engendrer une érosion du bassin de clients existants et les aspects positifs de cet outil de gestion des besoins en puissance à la pointe du Distributeur dans sa stratégie d'approvisionnement, continuent de justifier le fait qu'elle s'assure que le Distributeur puisse avoir recours à la GDP au cours de l'hiver 2020-2021. [...]

FIXE le Tarif GDP provisoire pour la période de l'hiver 2020-2021, à compter de la publication de la présente décision;

R-4041-2018, phase 2, D-2020-120

7. La GDP est une mesure de gestion de la puissance à la pointe permettant l'effacement de la demande à partir d'équipements (Chaudière combustible ou appareils de chauffage à combustible, Contrôle système CVCA, Gestion chaîne de production et Groupe électrogène) fournis par des clients du Distributeur ;

8. Il s'agit d'un moyen de gestion important servant au report de nouveaux appels d'offre en puissance, dans la mesure où les moyens retenus permettent une réduction de la consommation énergétique et non un transfert vers de la fourniture de source thermique, ce qui irait à l'encontre de la cible de réduction des émissions de GES prévue par la Politique énergétique 2030 ;

C-GRAME-0031, page 4

9. L'intérêt du GRAME pour la présente demande relative à l'option GDP Affaires est la réduction des impacts environnementaux découlant de l'option de gestion de la demande ;

I. ÉTABLISSEMENT DE L'APPUI FINANCIER

1.1 Coût d'implantation

10. Dans la décision D-2019-164, la Régie juge essentiel de distinguer l'appui financier selon qu'il s'agit d'un coût annuel récurrent de participation ou d'un coût visant l'installation d'un équipement pour permettre au client de participer à l'option ;

[267] La Régie juge qu'il est essentiel de justifier l'appui financier du Programme de façon distincte, selon qu'il s'agit de compenser les coûts annuels récurrents de participation de ceux visant l'installation d'équipements chez les participants. Ces investissements non récurrents ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent, mais plutôt faire l'objet, par exemple, d'une subvention distincte en efficacité énergétique.

D-2019-164, par. 267

11. La Régie a ainsi expressément demandé au Distributeur de soustraire de l'appui financier le coût lié à la compensation pour le coût d'installation d'équipements :

[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme.

D-2019-164, par. 268

12. L'évaluation du coût d'implantation des équipements requis pour participer à une offre de GDP est donc la première étape permettant d'établir l'appui financier requis par les clients qui voudront y participer ;

13. Dans la décision D-2019-164, la Régie notait que le Distributeur ne possède pas de détails quant au montant de l'investissement requis pour permettre de participer à l'option :

[266] La Régie constate que le Distributeur justifie notamment l'appui financier de 70 \$/kW par le fait que les participants au Programme doivent rentabiliser les investissements requis pour permettre l'effacement demandé par ce dernier. Or, le Distributeur ne possède pas de détails quant au niveau des investissements requis. Il utilise comme approximation le montant d'appui financier minimal de 10,50 \$/kW.

D-2019-164, par. 266 (nos soulignés)

14. Bien que le montant de 10,50 \$/kW soit issu d'une approximation (15% du MAFM), le Distributeur a conservé ce montant afin de le déduire de l'appui financier déjà offert et considéré comme un signal de prix éprouvé (70 \$/kW). Il demande d'approuver un appui financier moyen de 60 \$/kW;

B-0085, HQD-6, doc. 2, p. 11

15. Pourtant, dans la décision D-2019-164, la Régie énonce qu'une meilleure connaissance des coûts est nécessaire et demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant pour établir la contribution des mesures ayant permis l'effacement par les participants lors des derniers hivers:

[263] Comme le souligne l'UC, le Distributeur ne dispose pas d'information sur la réalité des coûts des clients et n'a donc pu considérer objectivement ces coûts dans la fixation de la rémunération de 70 \$/kW (note 137).

[264] La Régie est d'avis qu'une meilleure connaissance des principaux coûts encourus par les participants au Programme constitue un intrant important à l'établissement d'un niveau d'appui financier adéquat, soit le niveau minimum nécessaire pour amener l'effacement visé par le Programme.

[265] Le Distributeur indique d'ailleurs en audience :

« [...] ce qui est proposé n'est absolument pas incohérent avec les principes tarifaires. De même que s'il y avait une option dégressive qui était retenue, ce ne serait pas non plus incohérent avec les principes tarifaires. Cette discrétion-là, on voit dans les différents types de tarifs différentes règles qui sont appliquées au niveau autant de la causalité des coûts que de la réalité commerciale du client. Puis ce que je concluais tantôt c'est de dire, mais comme on vous l'a dit quelques fois, nous n'avons pas une information de qualité sur la réalité des coûts des clients actuellement de la GDP, ce qui, selon nous, justifie encore plus de ne pas présumer que les plus gros, ça doit leur coûter moins cher et que ce serait donc approprié de faire un tarif dégressif » [nous soulignons]

[...]

[269] Toute révision de l'appui financier et des modalités du Programme nécessite une meilleure connaissance de la contribution des principales mesures mises en œuvre pour permettre l'effacement observé au cours des trois derniers hivers. Puisque les coûts directs et indirects récurrents dépendent notamment des mesures mises en œuvre, une meilleure connaissance de ces dernières est souhaitable. Il importe de préciser, par exemple, dans quelle mesure les participants ont recours à des génératrices ou des chaudières à combustible afin d'estimer les coûts en carburant.

[270] La Régie demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme afin d'établir un portrait de la contribution des principales mesures ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au cours des derniers hivers. Une évaluation des différents coûts directs encourus par ces derniers, liés aux effacements lors des événements de GDP, devra être fournie et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance. Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des résultats en fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum. Le Distributeur devra déposer les résultats de ce sondage/audit ainsi d'une nouvelle proposition d'appui financier dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

D-2019-164, par. 263, 264, 265, 269 et 270

16. Dans son audit effectué pour le Distributeur, la firme Technosim inc. évalue un coût moyen d'implantation des équipements requis pour participer à la GDP de 19,33 \$/kW :

5.1.1 Coût d'implantation

Les coûts d'implantation ont été analysés sur la base du coût unitaire pour l'effacement effectif réalisé en 2019-2020. Le coût moyen d'implantation pour l'ensemble de l'échantillon est de 19,33 \$/kW. Il existe toutefois une répartition importante des coûts avec un écart type de 35,53 \$/kW et la médiane se retrouvant à 4,45 \$/kW. Au total, 15 des 37 clients n'ont reporté aucun coût d'implantation puisque l'équipement et les contrôles requis pour participer au programme étaient déjà en place. La figure 1 illustre la répartition des coûts d'implantation des mesures.

B-0080, HQD-6, doc. 1, page 19 (nos soulignés)

17. Le Distributeur a toutefois choisi de ne pas utiliser ce coût moyen afin de déterminer le coût d'implantation, sous prétexte qu'une valeur moyenne est peu représentative de la distribution de l'échantillon:

Tout d'abord, le Distributeur tient à faire remarquer, tel qu'énoncé à la référence iv, qu'il existe une très grande dispersion dans la distribution des données de l'échantillon, qui se traduit d'ailleurs par un écart-type de 35,53 \$/kW et une médiane de 4,45 \$/kW. Dans de telles circonstances, la valeur moyenne est peu représentative de la distribution de l'échantillon. Ainsi, l'application d'un coût moyen ou d'un prix exclusivement calculé à partir d'une telle valeur ne se justifie pas. Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il existe un nombre infini de combinaisons de prix par strates de réduction de puissance qui permettraient d'obtenir l'appui financier moyen de 50 \$/kW demandé. À titre illustratif, le Distributeur présente au tableau R-3.1-A, un scénario d'appui financier dégressif basé sur un appui financier moyen de 50 \$/kW.

B-107, HQD-7, doc. 6, p. 13-14, R. 3.1

18. Les variations constatées par l'écart-type (35,53 \$/kw) et la médiane (4,45 \$/kw) s'expliquent notamment par le fait que 15 des 37 clients répondants n'ont rapporté aucun coût d'implantation, ayant déjà les équipements requis pour participer à l'Option mais ont tout de même été intégrés dans le calcul du coût moyen ;

A-0088, N.S. 18 mai 2021, p. 62-63, R. 74

19. Tel que confirmé par m. Parent de la firme Technosim inc. lors de son témoignage, le coût moyen d'implantation aurait été plus élevé si on avait exclu du calcul les clients n'ayant rapporté aucun coût d'implantation du calcul, ou si on avait tenu compte du coût d'implantation des équipements requis par la GDP, bien qu'ils soient déjà en place :

A-0088, N.S. 18 mai 2021, p. 57-58, R. 65 et 66

20. En excluant les 15 clients n'ayant rapporté aucun coût d'implantation, on obtient un coût moyen d'implantation de 32 \$/kW ;

C-GRAME-0031, p. 6

21. Bien qu'il ait décidé de ne pas utiliser le coût moyen d'implantation obtenu par l'audit, le Distributeur n'a pas effectué d'autre analyse lui permettant de quantifier cette valeur ;

A-0088, N.s. 18 mai 2021, p. 64, R. 75

22. En audience, le Distributeur s'est justifié en indiquant que le coût moyen retenu se rapprochait de la moyenne pondérée obtenue par Technosim inc., évaluée à 11,26 \$/kW :

«Ça nous apparaissait une valeur raisonnable, eu égard à la moyenne pondérée à laquelle on s'intéressait, de onze dollars et vingt-six (11,26 \$).»

A-0088, N.s. 18 mai 2021, p. 64, R. 77

23. Le calcul de la moyenne pondérée obtenue par Technosim inc. a été fourni en réponse à l'engagement no. 8, demandé par le RNCREQ ;

B-0142, HQD-10, doc. 3

24. Le GRAME a effectué une analyse de cette méthode de calcul et fourni les résultats de cette analyse en présentation ;

C-GRAME-0031, p. 6-7, C-GRAME-0032

25. On constate qu'un client exclu du calcul par Technosim inc., qui avait déclaré un coût d'implantation de 100 000,80\$, a pour effet de réduire la moyenne pondérée qui autrement aurait été 13,50 \$/kW, au lieu de 11,26 \$/kW ;

C-GRAME-0031, p. 6

26. Technosim inc. justifie l'exclusion de ce client par le fait que les coûts d'implantation entre mesures de GDP et autres usages n'ont pas été répartis ;

Étape #2 : Pour chaque client, multiplier l'« Effacement – kW » par le 2 « Impl. - \$/kW ». À noter que le client identifié en surlignage est exclu de l'analyse puisque ce dernier n'a pas souhaité répartir les coûts d'implantation entre mesures de GDP et autres usages, ce qui ne rencontrait donc pas les objectifs de l'audit.

B-0142, HQD-10, doc. 3, p. 4 (notre souligné)

27. Or, pour l'ensemble des clients ayant rapporté des coûts d'implantation, une telle répartition n'était pas possible avec l'information disponible, selon les termes employés par Technosim inc.:

2.3.2 Dans les cas où le coût d'implantation fourni par un participant incluait des équipements servant d'autres buts, une portion du coût d'implantation a-t-elle été soustraite ? Dans l'affirmative, quelle portion ? Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi.

Réponse de Technosim :

Non, cette répartition n'est pas possible avec l'information disponible.

B-103, HQD-7, doc. 2, p. 7, R. 2.3.2

28. Le calcul de la moyenne pondérée pour les 22 clients avec coût d'implantation varie entre 20,30 \$/kW et 16,99 \$/kW, selon que l'on tienne compte de « l'outlier » (client exclu par Technosim inc.) ou non;

C-GRAME-0031, p. 6

29. Le GRAME en conclut, avec égard, que le Distributeur semble avoir comme objectif principal de ne pas s'éloigner du signal de prix éprouvé:

«Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements no 2 de la FCEI à la pièce HQD-7, document 5. L'utilisation d'un coût moyen d'implantation de 19,33 \$/kW comme le suggère l'intervenant aurait impliqué un crédit moyen d'environ 50 \$/kW, qui est, de l'avis du Distributeur, trop éloigné du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW qui a permis, depuis l'entrée en vigueur du Programme, les réductions de puissance significatives inscrites au bilan de puissance. Voir également la réponse à la question 3.1.»

B-107, HQD-7, doc. 6, p. 7, R. 1.1 (notre souligné)

«Cela dit, vous avez, vous mettez le doigt sur quelque chose quand même qui nous tient à cœur, c'est de maintenir un signal de prix qui permettra d'obtenir un succès en termes de participation à l'option de ce qu'on a connu au cours des dernières années, c'est effectivement quelque chose qui nous tient à cœur. [...] »

A-0088, N.s. 18 mai 2021, p. 67, R. 79

30. Or, la Régie a clairement énoncé que la réduction de l'appui financier qui sera offert pourra être compensée par un programme en efficacité énergétique ou un programme commercial :

«[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme.

D-2019-164 par. 268 (notre souligné)

31. Le Distributeur indique en preuve qu'il souhaite attendre de constater les effets de la pérennisation de l'Option vis-à-vis du Programme avant de juger s'il offrira un programme en efficacité énergétique pour pallier l'écart de rémunération ;

«Dans ces circonstances, le 8 Distributeur préfère attendre de constater les effets de cette pérennisation avant de juger s'il y a lieu de pallier l'écart de rémunération au moyen d'un programme d'efficacité énergétique.»

B-0085, HQD-6, doc. 2, p. 11

32. Lors de l'établissement du montant à offrir à titre d'appui financier, le GRAME recommande à la Régie de considérer que le Distributeur dispose de l'option de proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique pour inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les clients ;

33. Considérant que la demande de la Régie d'effectuer un sondage/audit indépendant portant sur les coûts directs et indirects encourus par les participants au Programme visait à permettre d'évaluer l'appui financier sur la base d'informations plus précises, le GRAME soumet que les données provenant de l'audit de Technosim inc. devraient être utilisées afin d'établir le coût unitaire d'implantation à déduire de l'appui financier ;

34. Une approximation des coûts d'équipement requis pour l'effacement basée sur le montant d'appui financier minimal n'est pas suffisamment précise pour justifier son utilisation, lorsque d'autres données sont disponibles ;

35. Le choix d'une valeur représentative des coûts d'implantation est essentiel. Plusieurs moyennes, basées sur des données réelles, ont été présentées par le témoin du GRAME qui indiquait que l'inclusion des clients n'ayant aucun coût d'implantation rendait la moyenne ainsi calculée moins pertinente, la valeur nulle n'étant pas représentative des coûts des équipements déjà en place ;

A-0094, N.S. 20 mai 2021, p. 165-167

36. Ainsi, le GRAME soumet que l'appui financier moyen devrait plutôt être de l'ordre de 50 \$/kW, soit le coût d'implantation moyen calculé par Technosim inc. (19,33 \$/kW) déduit du signal de prix éprouvé par le Programme de 70 \$/kW;

37. Subsidiairement, la moyenne pondérée du coût d'implantation de 16,99 \$/kW, obtenue en excluant les clients n'ayant rapporté aucun coût d'implantation et le client exclu par Technosim inc. pour le calcul de la moyenne pondérée, devrait être retenue par la Régie ;

C-GRAME-0031, p. 8

38. Tel qu'indiqué en présentation, le GRAME recommande donc à la Régie de retenir un appui financier moyen de 50 \$/kW, tenant compte de la moyenne arithmétique du coût d'implantation, ou de 55 \$/kW, tenant compte de la moyenne pondérée ajustée ;

C-GRAME-0031, p. 10

II. APPUI FINANCIER DÉGRESSIF

39. Dans la décision D-2019-164, la Régie demande au Distributeur de déposer une proposition incluant un appui financier dégressif tenant compte de la charge interrompue :

[260] Selon la Régie, un appui financier dégressif, plutôt qu'un appui financier uniforme, permettrait donc d'assurer une meilleure continuité entre les tarifs ou options tarifaires, l'un des grands principes tarifaires.

[...]

[272] Le Distributeur devra déposer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, une nouvelle proposition comprenant un appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue. Cette proposition d'appui dégressif devra s'harmoniser avec les crédits applicables à l'OEI et l'option de crédit hivernal. À titre illustratif, l'appui financier pourrait être de 20 \$/kW pour la dernière strate de réduction de puissance.

D-2019-164, par. 229 et 272

2.1 Maintien de l'intérêt des clients pour les niveaux de réduction de puissance importants

40. L'objectif du Distributeur visant à assurer de maintenir l'intérêt des clients permettant des réductions importantes de puissance doit être considéré par la Régie:

« Le Distributeur est d'avis qu'il est essentiel de fixer un niveau de rémunération compétitif pour la dernière strate de réduction de puissance afin de maintenir l'intérêt des clients pour ces niveaux de réduction de puissance importants. »

B-0085, p. 13-14

41. Suite à son analyse de différents scénarios d'appui financier dégressif, (soit basé sur un appui financier moyen de 50 \$/KW, un appui financier maximal de 60\$/kW et un appui financier maximal de 50 \$/kW), le GRAME a retenu le scénario basé sur un appui financier moyen de 50 \$/kW :

Puisque la rentabilité de ce scénario est supérieure à la proposition du Distributeur, passant de 17 M\$ à 21 M\$ à l'horizon 2040-2041, avec une VAN de 10 ans de 61 M\$, supérieure à la VAN de la proposition du Distributeur de 44 M\$¹, ce scénario pourrait être amélioré. En réduisant la dégressivité de l'Option par l'élargissant des strates, on peut éviter de se retrouver avec un appui financier de 35 \$/kW pour la dernière tranche de réduction de puissance afin de prévenir, en tout ou en partie, des impacts sur les objectifs d'effacement de l'Option tarifaire.

C-GRAME-0028, p. 24

42. Cependant, en retenant un appui financier moyen de 50 \$/kW, une modification des strates de réduction de puissance est requise pour permettre un appui financier dégressif qui affecterait moins la dernière strate de réduction de puissance;

43. Dans son rapport, le GRAME proposait, à titre d'exemple, une modification des strates de réduction de puissance basée sur un appui financier dégressif moyen de 50 \$/kW:

Strate de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif
15-200	55
200-1200	50
1200-2500	45
Plus de 2500	40

C-GRAME-0028, p. 25

44. Le témoin du GRAME expliquait que sa proposition d'élargissement des strates de réduction de puissance vise à adapter l'appui financier dégressif aux coûts d'implantation qu'il propose, notamment afin d'éviter d'impacter indûment les strates supérieures, représentant plus de 30 % de l'effacement total de la GDP ;

A-0094, N.s. 20 mai 2021, p. 171-172

45. Le GRAME recommande à la Régie de modifier l'étendue des strates de réduction de puissance selon cette proposition, ou toute combinaison pouvant satisfaire les objectifs de réduction sur le bilan en puissance du Distributeur ainsi que la cohérence avec les autres options tarifaires permettant la gestion de la puissance du Distributeur ;

¹ R-4041-2018, [B-0107](#), Tableau R-3.1-B

2.2 Cohérence avec l'OÉI

46. Le GRAME soumet que sa proposition permet de respecter la préoccupation de la Régie énoncée dans la décision D-2019-164, dans laquelle elle énonce l'importance d'assurer la cohérence de l'option avec les autres options tarifaires permettant la gestion de la puissance du Distributeur :

[271] La Régie considère qu'il est essentiel que le Distributeur s'assure que les modalités du Programme soient cohérentes avec les autres options tarifaires visant la gestion de la puissance. À cette fin, il importe particulièrement d'assurer une meilleure cohérence entre le Programme et l'OÉI en considérant, notamment, les économies d'échelle lorsque de plus grandes quantités de puissance sont effacées.

D-2019-164, par. 271

47. En effet, considérant le montant accordé aux clients qui bénéficient de l'option d'électricité interruptible (OÉI) établi à 40 \$/kW, il est raisonnable et équitable que l'appui financier accordé aux clients participant à l'option GDP soit équivalent ;

48. Bien qu'une révision de l'OÉI soit prévue par le Distributeur, la Régie devrait baser sa décision au présent dossier sur le montant qui est présentement offert aux clients bénéficiant de cette option ;

III. RÉVISION DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ

49. Le Distributeur demande de fixer le seuil minimal de réduction de puissance de 15 kW par abonnement :

B-0085, HQD-6, doc. 2, p. 19

50. Le GRAME recommande d'abaisser le seuil d'admissibilité à l'option tarifaire de gestion de la demande de 200 kW à 15 kW, tel que demandé par le Distributeur, afin de permettre la participation d'un nombre plus important de clients du Distributeur aux objectifs de réduction de la demande en puissance à la pointe ;

Conclusion

51. Dans la mesure où la Régie approuvera une option tarifaire pour la GDP dans le cadre de la présente phase, la prochaine étape pour le Distributeur sera de proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique pour inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP, tel que suggéré par la Régie :

D-2019-164, par. 268

52. Bien que cet enjeu n'ait pas été retenu pour la présente phase, le recours aux équipements utilisant des énergies fossiles devrait faire l'objet de représentations dans le cadre de cette prochaine étape ;

53. En effet, tel que souligné par la Régie dans sa décision D-2019-164, le Distributeur aurait déjà dû amorcer sa réflexion concernant les alternatives à l'utilisation systématique des groupes électrogènes comme équipement permettant de participer à la GDP :

[276] La Régie prend acte des motifs invoqués par le Distributeur pour ne pas exclure le recours à des combustibles fossiles dans le cadre du Programme. Puisqu'elle considère qu'il est important que le Programme atteigne son plein potentiel, elle ne juge pas opportun, pour le moment, d'exclure le recours à des équipements utilisant l'énergie fossile dans le cadre du Programme.

[277] Cependant, à l'instar de plusieurs intervenants, elle estime qu'il est souhaitable que le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre du Programme.»

D-2019-164 par. 276 et 277

54. Une réduction des impacts environnementaux liés à l'option GDP s'inscrit dans le contexte de la transition énergétique ;

55. En ce sens, la Régie devrait pouvoir s'assurer, dans le cadre d'une prochaine phase du présent dossier, que les groupes électrogènes de secours, qui sont de grands émetteurs de gaz à effet de serre, ne seront pas subventionnés par un programme commercial ou une mesure d'efficacité énergétique visant à compenser les coûts d'implantation pour les équipements permettant aux clients de participer à l'option GDP.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Le 26 mai 2021

(S) Geneviève Paquet

Geneviève Paquet, avocate

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement
(GRAME)