

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO. : R-4041-2018 phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

ET

UNION DES
CONSOMMATEURS
(UC)
Intervenante

DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME GDP AFFAIRES

ARGUMENTATION
DE
UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

UC intervient dans le présent dossier à titre de représentante des droits et intérêts des clientèles résidentielles étant préoccupée particulièrement par les difficultés économiques auxquelles font face les ménages pauvres, financièrement et socialement désavantagés.

Les sujets dont UC a traité dans le cadre du présent dossier ont pour but d'assister et d'éclairer la Régie afin que celle-ci soit en mesure de disposer d'informations pertinentes pour pouvoir rendre une décision qui soit juste, raisonnable.

Les positions et recommandations de UC sont clairement énoncées à sa preuve qui est constituée du mémoire de UC préparé par Mme Viviane de Tilly (Pièce C-UC-0035) et de son témoignage présenté en audience. (NS du 20 mai 2021, Vol. 10, pages 133 et suivantes)

La présente argumentation n'a pas pour but de réitérer tout un chacun des éléments de la preuve de UC mais d'attirer l'attention de la Régie sur certains éléments qui sont contenus à sa preuve et/ou d'autres éléments qui n'y ont pas été directement traités.

Contexte

1. UC estime important de situer dans l'historique du déroulement du présent dossier, la demande soumise par le Distributeur dans le cadre de la phase 2.
2. Ce dossier débute suite à la décision D-2018-025, (rendue dans le dossier tarifaire R-4011-2017) où la Régie demandait au Distributeur qui avait fait état d'un nouveau projet pilote de déposer un dossier distinct sur ce projet afin entre autres de clarifier la nature juridique du programme et d'en déterminer la rentabilité:

[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. (nos soulignés)

3. Dans ses décisions D-2018-065, D-2018-113, D-2019-92, la Régie réitérera la nécessité de clarifier la nature juridique et de déterminer la rentabilité du Programme GDP affaire (le Programme), tout en le maintenant de manière provisoire, et ce d'année en année.
4. Finalement dans sa décision D-2019-164 la Régie rejette la proposition du Distributeur désirant qualifier le Programme de mesure d'efficacité énergétique et constate le caractère indissociable de l'OEI et du Programme. De fait elle constate que ces deux offres partagent les mêmes qualifications réglementaires (paragraphe 197 de la D-2019-164).
5. La Régie conclut et déclare que le programme est de la nature d'une offre tarifaire optionnelle et ajoute que le Distributeur doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire. (D-2019-164)

[200] En conséquence, à la suite de l'examen des différentes catégories réglementaires, la Régie juge que le Programme, tel que mis en oeuvre 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.(nos soulignés)

6. La Régie précise dans cette même décision qu'elle déterminera en phase 2 les caractéristiques de cette nouvelle option tarifaire et en fixera les tarifs et modalités.

[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.

[203] La Régie demande au Distributeur de soumettre cette proposition tarifaire au plus tard le 27 février 2020, à 12 h.

7. Suite à cette décision, le Distributeur ne déposera pas dans les délais requis la proposition tarifaire requise par la Régie contestant sa juridiction avec l'avènement du projet de Loi 34.
8. La Régie rendra sa décision D-2020-95, maintenant sa juridiction et concluant :

DÉTERMINE qu'il serait contraire à l'ordre public pour le Distributeur de maintenir le Programme, sans que la Régie ait d'abord approuvé une offre tarifaire GDP Affaires respectant les principes et caractéristiques de sa décision D-2019-164;

ORDONNE au Distributeur de lui fournir une proposition tarifaire assortie des modifications pertinentes aux conditions de service, le cas échéant, afin de fixer un tarif provisoire respectant les caractéristiques du Programme, tel qu'il était lors de la publication de la décision D-2019-164, au plus tard le 10 août 2020, à 12 h;

ORDONNE au Distributeur de lui soumettre, afin d'établir le calendrier de la phase 2, une proposition de calendrier pour la poursuite du traitement du dossier, au plus tard le 10 août 2020, à 12 h. Cette proposition doit tenir compte du fait que le nouveau tarif GDP Affaires résultant de la phase 2 doit être en vigueur pour l'hiver 2021-2022;

9. Le Distributeur contestera d'abord en révision (Dossier R-4130-2020) devant la Régie puis devant la Cour supérieure du Québec, la juridiction de la Régie en cette matière suite à l'adoption du projet de Loi 34 et demandera la suspension du dossier en l'attente d'une décision finale.
10. Par sa décision D-2020-105, la Régie siégeant en révision rejettera la demande de sursis d'exécution de la décision D-2020-095 et la Cour supérieure sous la plume de l'Honorable juge Karen Rogers rejettera également en date du 21 septembre 2020 la demande de sursis d'exécution présentée par le Distributeur (dossier 500-17-13361-201)
11. En suivi de la Décision D-2019-0164, la Régie amorce, finalement, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier l'étude de la fixation des modalités tarifaires applicables à ce qui était originellement le Programme GDP Affaire.
12. Dans l'intervalle, en date du 14 septembre, la Régie fixait un tarif GDP provisoire pour l'hiver 2020-2021. (D-2020-120)
13. Par la suite les décisions procédurales D-2020-147 du 5 novembre 2020 et D-2021-010 du 9 février 2021 déterminent les sujets et le cadre de la présente phase 2.
14. Dans la décision D-2020-147, la Régie résume aux paragraphes [24] à [26] les éléments de la décision D-2019-164 dont le Distributeur devait tenir compte pour assurer la neutralité tarifaire de la nouvelle Option et son harmonisation avec l'option d'électricité interruptible et l'option de crédit hivernal.
15. À cet effet, et tel que requis par la Régie, le Distributeur a déposé pour approbation les modalités d'application et tarifs, qu'il propose pour l'option tarifaire de gestion de la demande en puissance (l'Option).
16. Rappelons que dans sa correspondance du 26 février 2020 (pièce B-0061) le Distributeur, qui s'opposait alors à ce que la Régie fixe le tarif en suivi de la D-2019-164, exprimait ainsi sa vision du Programme :

«Le Distributeur entend faire évoluer le Programme de manière à atteindre cet objectif ambitieux et pourrait donc le modifier, le bonifier et faire varier le montant de l'appui financier en conséquence de manière à s'ajuster aux besoins des clients visés.»

17. Dans sa décision D-2019-164, la Régie a établi que la rentabilité du programme devait être évaluée en tenant compte des coûts évités de court terme jusqu'à 2022-2023 et de long terme jusqu'en 2024-2025 (paragraphe 219) et, devait exclure les coûts évités de transport et distribution (paragraphe 220), malgré ces ajustements la Régie constate au paragraphe 226 de ladite décision que « *le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026.* »

18. C'est dans ce contexte où le Distributeur semblait plus préoccupé par les besoins des « clients visés », c.-à-d. les participants que par l'équité et la rentabilité du programme que s'amorçait la présente phase 2.

Introduction

19. UC a souligné dès le début de ce dossier qu'un programme de gestion de la demande en puissance est souhaitable¹ et réitère dans le cadre de sa preuve en phase 2, que, dans le contexte de l'évolution à la hausse des besoins en puissance, l'Option doit être offerte afin de contribuer au bilan en puissance.²
20. Au moment du dépôt de ses sujets d'intervention UC indiquait que : « Par rapport à la preuve soumise en Phase 1, aucune nouvelle information probante n'a été présentée pour justifier le niveau de l'appui financier de l'Option. En outre, puisque ce montant n'est pas encore justifié, il en va de même pour plusieurs autres paramètres de l'Option qui reposent sur sa valeur, dont le MAFM et la dégressivité de l'appui financier. Le Distributeur compte sur les résultats à venir d'un nouveau sondage pour mieux juger de la justesse de l'appui financier. Or, qu'en est-il si les résultats ne permettent pas de justifier l'appui financier moyen de 60 \$/kW ou encore qu'ils ne sont pas probants ? »³
21. UC a examiné la proposition du Distributeur à la lumière des instructions de la Régie données dans la décision D-2019-164 sur les éléments suivants:

- La cohérence entre les diverses options tarifaires :

[237] La Régie juge, au contraire, qu'il est important de prendre en compte l'impact qu'un programme de GDP peut avoir sur les autres programmes et options tarifaires de GDP en ce qui a trait aux modalités et au niveau de la rétribution des kilowatts effacés. Bien que des différences importantes puissent être justifiées entre différents programmes et options de GDP, il importe de préserver une certaine cohérence entre eux, en conformité avec le principe de continuité tarifaire. (nos soulignés)

- Une connaissance probante de la réalité des coûts pour les clients :

[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.

[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. (nos soulignés)

- L'exclusion des investissements non récurrents

¹ Témoignage de Mme de Tilly, Notes sténographiques du 2 octobre 2018, Volume 5, page 259; «Est-ce qu'un programme de gestion de la demande en puissance est souhaitable? Oui, assurément. Nous croyons que c'est nécessaire pour contribuer à l'équilibre en puissance, à l'équilibre énergétique et en puissance.»

² Pièce C-UC-0035, page 5; et notes sténographiques du 20 mai 2021, page 134;

³ Sujets d'intervention de UC déposés le 21 janvier 2021, pièce C-UC-0026;

[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.

[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. (nos soulignés)

- L'identification des mesures mises en œuvre par les participants pour leur effacement de manière récurrents et les coûts directs et indirects qui en découlent.

[269] Toute révision de l'appui financier et des modalités du Programme nécessite une meilleure connaissance de la contribution des principales mesures mises en oeuvre pour permettre l'effacement observé au cours des trois derniers hivers. Puisque les coûts directs et indirects récurrents dépendent notamment des mesures mises en oeuvre, 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. (nos soulignés)

- La tenue d'un sondage/audit indépendant évaluant les différents coûts

[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. (nos soulignés)

22. Dans son analyse du présent dossier, son évaluation de la proposition du Distributeur et les recommandations soumises UC a également pris en compte le respect des principes édictés par les Articles suivants de la LRE :

Article 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

Article 31. La Régie a compétence exclusive pour:

1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;

2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants;

2.1° surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;

Article 52.1 et 49 alinéas 6° et 7° :

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

(nos soulignés)

23. La Régie a d'ailleurs reconnu, dans sa décision D-2019-164, que les principes de base découlant de ces articles doivent être appliqués lors de la fixation d'un tarif. La Régie s'exprimait ainsi sur la position soumise par le Distributeur qui soutenait que « *tout appui financier offert sous la borne maximale des coûts évités en puissance de long terme est justifié* ». (Paragraphe 232 de D-2019-164) ;

« [234] (...) qu'une telle approche ne permet pas de déterminer si l'appui financier offre uniquement la rémunération suffisante pour mener à l'effacement visé par le Programme, tout en cherchant à minimiser ses coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle qui le paie. Autrement dit, cette approche ne permet pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables. » (nos soulignés)

24. UC s'est donc penchée sur la proposition du Distributeur, un appui financier moyen de 60\$/kW, afin d'en évaluer la robustesse face entre autres aux demandes de la Régie contenues à la D-2019-164 et, de déterminer si cette proposition et la preuve à son soutien permettraient de déterminer des tarifs justes et raisonnables.
25. À la suite de l'examen de la preuve au soutien de la proposition du Distributeur UC se doit de conclure que les assises sur lesquelles s'appuie le Distributeur ne sont pas suffisamment solides et adéquates pour pouvoir conclure à la recevabilité de la demande telle que formulée.
26. En effet, la demande ne permet pas selon UC de déterminer des tarifs justes et raisonnables, ne permet pas de maintenir l'équité entre les diverses options tarifaires visant la gestion de la demande, ne permet pas d'assurer la conciliation entre l'intérêt public et la protection des consommateurs et ne favorise pas la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective d'équité.
27. UC demande donc à la Régie de réviser à la baisse l'appui financier moyen en stipulant que l'appui maximum ne devrait pas dépasser 50\$/kW.
28. Pour en arriver à ses conclusions et évaluer la justesse de l'appui financier de l'Option tarifaire GDP proposée par le Distributeur, UC a examiné les éléments suivants dans sa preuve (C-UC-0035) et dans le témoignage de Mme Viviane de Tilly (notes sténographiques du 20 mai 2021, Vol. 10, pages 133 et suivantes)

- Audits réalisés et Évaluation des coûts
 - Mesure de l'appui financier et harmonisation
 - Activités commerciales (Risques et coûts/effort et rémunération)
29. Finalement, suite aux témoignages entendus en audience, UC ajoute lors du témoignage de Mme de Tilly une recommandation relativement au seuil d'admissibilité à l'Option, soit que les clients du tarif G soient admissibles à l'option dès qu'ils offrent 10 kW de potentiel d'effacement ainsi qu'une recommandation sur le suivi de leur participation.
- Seuil minimal de réduction de puissance

Les coûts du programme/option GDP

30. Il se dégage clairement de la D-2019-164, que la Régie était insatisfaite de l'évaluation des coûts du programme qui avait été présentée par le Distributeur.
31. La Régie a déterminé que les coûts non récurrents devaient être exclus de l'appui financier de l'Option et que seuls les coûts récurrents annuellement devaient être considérés. (Paragraphe 266 à 269 de D-2019-164)
32. La Régie a demandé au Distributeur de procéder à un audit afin d'évaluer ces coûts et les coûts récurrents.
33. Le Distributeur avait évalué à environ 10.50 \$/kW le coût des installations des équipements, sans justification précise quant aux coûts réels des dits équipements et la Régie avait requis des précisions à cet effet afin de parfaire cette évaluation.
34. Le Distributeur a retenu les services de la firme Technosim qui a procédé à un sondage auprès d'un échantillon de la clientèle participante.
35. Selon le rapport de Technosim (B-0080, Annexe A page 19) les coûts d'implantation auraient été nuls pour certains clients qui disposaient déjà des équipements et très variables pour les autres. En excluant les participants dont les coûts étaient nuls, ces coûts moyens seraient d'environ 20\$/kW.
36. Par contre, soulignons que tous les coûts compilés par Technosim l'ont été sur les dires des participants (ou clients/non participants pour le 2^e rapport) et n'ont pas été vérifiés à l'aide de facture ou autres documents probants. (NS du 18 mai 2021, Vol.8, page 221)
37. UC a souligné cette problématique dans sa preuve (C-UC-0035 page 6) et met donc en doute la fiabilité des résultats du premier sondage.
38. Le Distributeur lui-même a reconnu dans sa preuve (pièce B-085, page 7) la difficulté pour les participants de chiffrer les coûts encourus, de plus l'Audit n'a pas cherché à évaluer les coûts indirects et le Distributeur en conclut que l'Audit offre un socle insuffisant pour bâtir la structure de prix associés à l'Option.
39. Dans un premier temps UC se doit de souligner que c'est le Distributeur qui a engagé et donc définit le mandat de Technosim. Or la méthodologie utilisée et les résultats tels

que présentés ne répondent pas selon UC à la demande précise telle que formulée par la Régie aux paragraphes 269 et 270 de la D-2019-164:

40. De plus, en respect de la décision D-2019-164 les coûts non récurrents soient approximativement 20\$/kW, représenteraient de l'aide financière pour les équipements, et le Distributeur, s'il les avait acceptés auraient dû les retrancher de l'appui financier moyen portant celui-ci à un maximum de 50\$/kW. Notons également que d'autres considérations pourraient être prises en compte et venir réduire le montant de l'appui financier offert.
41. UC rappelle que l'appui financier initial de 70\$/kW n'a jamais été justifié économiquement et ne découle selon le témoignage du Distributeur en phase 1 (A-0037, page 194) que d'un «*focus group*» sur lequel nous avons peu d'information.
42. Pourtant il appert du témoignage du Distributeur qu'il utilise cet appui financier de 70\$/kW, en retranche 10\$/kW (pour équipements/coûts non récurrents) afin d'en arriver à l'appui financier moyen de 60\$/kW qu'il propose maintenant.

a) Audits réalisés et Évaluation des coûts

43. Suite à la tenue et l'obtention des résultats du premier audit, le Distributeur décide de poursuivre avec un deuxième audit.
44. UC s'étonne que le Distributeur retourne auprès de ses clients incluant des non participants au Programme afin d'obtenir des informations sur les coûts directs et indirects alors que lors du 1^{er} audit les participants, qui devraient connaître leurs coûts peinaient à les chiffrer- comment dans ce contexte pouvait-il s'attendre à ce que des non-participants puissent chiffrer les coûts de manière fiable.
45. Étonnamment, le Distributeur se déclare satisfait de ce 2^e sondage, bien que la méthodologie et que la difficulté pour les clients de chiffrer les coûts réels demeure.
46. Il se conforte donc à partir de ce sondage et soutient que son offre moyenne à 60\$/kW serait adéquate et centrée. (B-097 page 6).
47. Pourtant la qualité des informations colligées au cours des deux sondages qualifiés d'audits est équivalente et tel que les souligne UC dans sa preuve «*se rapproche beaucoup plus de la recherche exploratoire*». (C-UC-0035, page 8) que d'un audit digne de ce nom.
48. Comme expliqué par UC dans sa preuve ces deux sondages/études ne sauraient se qualifier d'audit (C-UC-0035, page 8), aucune vérification probante n'ayant été effectuée, et ne peuvent permettre de tirer des conclusions précises à partir des résultats soumis (C-UC-0035 pages 8 à 10).
49. Suite à son analyse et ses constats, UC conclut que la Régie ne devrait pas tenir compte des résultats des deux études produites en preuve pour établir la valeur de l'appui financier (C-UC-0035 page 12), puisque la seule conclusion qui peut être tirée de ces sondages est que les clients peinent à chiffrer les dépenses encourues pour participer à l'Option. (NS. du 20 mai 2021, Vol.10, page 135)
- 50. UC demande à la Régie de ne pas tenir compte des résultats des deux études produites en preuve pour établir la valeur de l'appui financier de l'Option.**

51. UC recommande également la réalisation d'un balisage sur les coûts et rémunérations des moyens de GDP ce qui permettrait d'apprécier les différents moyens qui sont ou seront utilisés par le Distributeur et serait utile dans le cadre du présent dossier (C-UC-0035 page 12).

b) Mesure de l'appui financier et harmonisation

52. En Phase 1 du présent dossier le Distributeur soutenait que tout appui sous la borne maximale, qui serait représenté par les coûts évités, serait justifié (D-2019-164 paragraphe [232] et il ajoutait que: « *Finalement, la rentabilité des options tarifaires ou celles des programmes n'ont pas à être comparées entre elles* » (pièce B-015 page 42).

53. La Régie réfutait cette position dans sa décision D-2019-164 soulignant qu'une telle approche ne permettrait pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables (D-2019-164 paragraphe [234] et ajoutait:

[237] La Régie juge, au contraire, qu'il est important de prendre en compte l'impact qu'un programme de GDP peut avoir sur les autres programmes et options tarifaires de GDP en ce qui a trait aux modalités et au niveau de la rétribution des kilowatts effacés. Bien que des différences importantes puissent être justifiées entre différents programmes et options de GDP, il importe de préserver une certaine cohérence entre eux, en conformité avec le principe de continuité tarifaire. (nos soulignés)

54. UC est d'avis que les constats suivants faits dans la décision D-2019-164 sur la position soumise par le Distributeur en phase 1 sont toujours applicables en Phase 2 :

[262] D'autre part, le Distributeur reconnaît que le niveau d'appui financier du Programme n'est pas le fruit d'une analyse fine des coûts réels pour les clients et qu'il résulte d'échanges entre lui, les partenaires du marché et les clients. Il indique également que l'appui financier n'est pas uniquement établi sur la base des coûts pour le client, mais également sur celle des objectifs que souhaite atteindre le Distributeur. Il indique de plus qu'il est clair que le niveau d'appui financier doit être plus élevé que les coûts directs pour les participants, faute de quoi la participation serait nulle. Selon la Régie, ce dernier constat ne saurait justifier l'absence d'analyse des coûts encourus par les participants.

[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 (nos soulignés)

55. En effet, les sondages (rapports de Technosim) n'ayant pas établi de manière satisfaisante les coûts directs et indirects récurrents, UC a recommandé à la Régie de ne pas tenir compte des dites études et des conclusions qu'en tire le Distributeur pour justifier l'appui financier dont il demande l'approbation.

56. Notons également qu'il n'y a aucune preuve au dossier indiquant que la participation serait nulle si le niveau de l'appui financier n'était pas plus élevé que les coûts directs.

57. Dans les faits, il n'y a aucune preuve au dossier infirmant ou confirmant le niveau de participation en lien avec un appui financier moindre que 70\$/kW.

58. Ceci amène UC à conclure que la meilleure base et la seule qui soit vraiment justifiable pour établir la valeur de l'appui financier de l'Option doit être sa cohérence avec la

rémunération offerte dans le cadre des autres programmes et options tarifaires GDP, dont l'OEI et l'option de crédit hivernal.

59. Afin de valider les comparaisons entre l'Option et les autres programmes ou options tarifaires, GDP UC a examiné les éléments suivants : les activités commerciales entourant ces offres, les risques et coûts de chacune, les efforts requis et la rémunération offerte.

i) Activités commerciales

60. Comme le souligne UC dans sa preuve (C-UC-0035, pages 13 et suivantes) le Distributeur a dans sa preuve (B-0085, pages 9 et 10 et B-0102 page 6) souligné que la participation à l'Option est d'environ cinq fois plus élevée que celle au crédit hivernal pour la clientèle au tarif G et donc aura produit des effacements de beaucoup supérieurs.
61. Dans sa recherche pour comprendre l'écart important entre la participation à chacune de ces offres UC a examiné si d'autres facteurs que l'appui financier expliquaient cet écart.
62. UC a constaté que la clientèle éligible à participer au crédit hivernal a simplement été contactée par courriel et près de la moitié des clients petite puissance n'aurait même pas ouvert le courriel, alors que pour le Programme (maintenant l'Option) le Distributeur a pris des rendez-vous en personne pour s'assurer entre autres que les clients comprennent l'offre et ses modalités et pour « *s'assurer qu'on aille couvrir la majorité de la clientèle, en fait toute la clientèle à laquelle(...) le Programme s'adresse* » (A-0037, page 163). (Preuve de UC C-UC-0035, page 13 à 18).
63. UC souligne de plus que dans le cas de l'Option, malgré la pandémie de multiples contacts personnalisés ont été pris avec les clients potentiels. (C-UC-0035, page 17)
64. UC en conclut que le démarchage et les efforts investis par le Distributeur pour rejoindre et recruter les possibles participant à la GDP affaire n'ont rien de comparable à ce qui a été fait pour les possibles participants aux options de tarification dynamique (C-UC-0035, page 18):

« D'évidence, les activités commerciales associées au Programme et celles déployées pour les options de tarifications dynamique n'ont rien en commun. On ne peut dès lors comparer les taux de participation obtenus sur la base unique de la rémunération importante de l'effacement dans le cadre du Programme. Autrement dit, avec des efforts commerciaux similaires à ceux utilisés pour le Programme, il est raisonnable de croire que la participation aux options de tarification dynamiques aurait été plus importante malgré une rémunération de près de 30 % inférieure des effacements.

65. **UC demande à la Régie de ne pas retenir le succès commercial relatif du Programme pour décider du niveau d'appui financier de l'Option.**

ii) Risques et coûts

66. UC a estimé nécessaire de replacer dans un contexte plus large que l'unique rémunération que reçoivent les participants au crédit hivernal pour leurs effacements, les risques que courent les participants à d'autres moyens de gestion de la demande. (C-UC-0035, pages 18 et suivantes)

67. UC souligne à titre comparatif que les clients au crédit hivernal n'encourraient aucun coût selon le Distributeur alors qu'aucune étude n'appuie cette affirmation (C-UC-0035, page 19). Pourtant le Distributeur suggère à ces mêmes participants l'utilisation d'un chauffage d'appoint, bien qu'il n'y ait pas de compensation pour ces coûts.
68. Par contre, lorsqu'il s'agit de l'Option, le Distributeur est d'avis que les participants devraient être rémunérés pour leurs coûts directs récurrents et indirects dont leur inconfort (B-0085, page 7). Selon le Distributeur ces coûts indirects incluraient même les coûts liés aux plaintes de locataires suite à une interruption de chauffage. Or, le comportement d'un locateur qui donne ouverture à de telles plaintes ne devrait pas être cautionné directement ou indirectement.
69. UC constate donc la différence de traitement offert puisque les participants aux options de tarification dynamique qui ont subi près de 70 heures de restrictions en 2020-2021 sont laissés pour compte s'ils ont dû utiliser un chauffage d'appoint, les coûts de chauffage n'étant pas compensés. (C-UC-0035 page 19).
70. Quant aux participants inscrits à l'option tarifaire Flex, il existe un risque que leur facture d'électricité soit plus élevée que s'ils n'étaient pas inscrits à ce programme. Ceci s'est d'ailleurs produit pour certains clients comme l'a reconnu le Distributeur en audience (Note sténographique du 18 mai 2021, Vol 8, pages 225 à 226). Or, les participants à l'Option ne courent pas un tel risque. Leur seul risque s'ils ne participent pas à tous les événements de restriction est de ne pas recevoir tout l'appui financier et non d'être pénalisé par une facture d'électricité plus élevée.
71. UC soumet que de ne pas recevoir le maximum possible de l'appui financier n'est pas une pénalité.
- 72. UC demande à la Régie de ne pas retenir l'argument du Distributeur à l'effet que le participant à l'Option encoure un risque car il peut perdre tout ou partie de sa rémunération via l'appui financier s'il ne participe pas à tous les événements de restriction.**

iii) Effort et rémunération

73. Finalement, UC constate que pour un effort moindre considérant le faible nombre d'évènements décrétés pour les participants à l'Option par rapport à ceux du crédit hivernal et tarif Flex, les participants à l'Option ont reçu une rémunération de 40% plus élevée. (C-UC-0035, page 22)
74. De plus suivant les nouvelles modalités proposées par le Distributeur, un participant à l'Option pourrait ne pas s'effacer pendant quatre périodes de restrictions sans être exclu de l'Option. UC n'est pas contre cette possibilité mais l'appui financier offert doit être calibré en conséquence. En effet une telle flexibilité offerte au participant (possibilité d'un effort moindre) a une valeur qui devrait se refléter dans une réduction de l'appui financier global.
75. UC soumet que selon la nouvelle proposition du Distributeur un participant à l'option qui ne s'efface que pour une période de restriction sur cinq recevrait pour 4 heures d'effacement un appui de l'ordre de 12 \$/kW ce qui représente 24% de ce qu'un participant au crédit hivernal mettrait 100 heures à obtenir. (C-UC-0035, page 23)

76. Quant aux clients à l'OEI, bien que ceux-ci puissent théoriquement aller chercher jusqu'à 40\$/kW, ceci est selon madame de Tilly une vue de l'esprit. Pour obtenir 40\$/kW, il faudrait 100 heures d'interruption ce que les clients n'ont jamais vu (NS du 20 mai 2021, Vol. 10, page 145)
77. UC soumet qu'il serait juste et équitable que l'appui financier de l'Option soit d'au plus 50\$/kW, ce qui signifie que l'appui financier moyen serait forcément moindre que 50\$/kW.
- 78. UC demande à la Régie d'approuver un appui financier d'au plus 50\$/kW pour l'Option.**

Seuil minimal de réduction de puissance - Accessibilité pour un potentiel d'effacement de 10 kW

79. « Le Distributeur propose d'imposer un seuil minimal de réduction de puissance d'au moins 15 kW pour adhérer à l'Option et en-deçà duquel un client ne recevrait aucune rémunération en contrepartie de son effacement ». (B-0085 page 19)
80. Dans sa lettre du 12 mai 2021 (A-0082) la Régie demandait : « *la Régie souhaite connaître la position du Distributeur sur les avantages et inconvénients relatifs à l'abaissement du seuil à 10 kW plutôt qu'au seuil de 15 kW proposé.* »
81. En audience, le Distributeur explique que l'abaissement du seuil à 10 kW pourrait permettre d'aller chercher un plus grand bassin de client :
- « si on abaissait le seuil à dix , je pense qu'on allait se chercher à peu près un potentiel de cinq clients supplémentaires en fonction des résultats dix-neuf vingt (19-20) pour un mégawatt (1 MW) de plus. Bien ça c'est sûr que c'est l'avantage de ça. »* (nos soulignés) (N.S. du 17 mai 2021, Vol. 7, page 29)
82. Puis le témoin semble suggérer que l'abaissement à 2 kW ou à 10 kW implique d'ouvrir l'option à une clientèle de masse, ce qui pourrait avoir des impacts sur la gestion de l'Option. (N.S. du 17 mai 2021, Vol. 7, pages 29-30)
83. Comme mentionné par Mme de Tilly en audience (NS du 20 mai 2021, Vol. 10, pages 146 et suivantes) les témoins du Distributeur ont ajouté que :
- Le quinze kilowatts (15 kW) constitue une limite concernant la distinction entre ce que je pourrais qualifier de bruit entre guillemets versus des effacements qui sont considérés comme contributifs dans le fond au bilan.* (NS du 17 mai 2021, Vol. 7, page 31)
- Si je peux ajouter aussi, c'est que cette ouverture-là à la clientèle de masse en fait vise surtout des petits clients en G pour lesquels la notion de puissance est une notion abstraite et pour lequel aussi des moyens de contrôle ou de gestion de cet appel de puissance-là est plus difficile à gérer.* (NS du 17 mai 2021, Vol. 7, page 31).
84. Mme de Tilly poursuit en portant à l'attention de la Régie que le Distributeur réussit à rémunérer les clients au tarif Flex et au crédit hivernal pour de très petites quantités d'effacement tout en faisant abstraction du bruit.

En deux mille dix-neuf (2019), deux mille vingt (2020), au crédit hivernal, l'effacement moyen a été de point huit kilowatt (0.8 kW) pour les clients résidentiels

et point six kilowatt (0.6 kW) pour les clients de petite puissance. (NS du 20 mai 2021, Vol. 10 page 147)

85. Mme de Tilly suggère que le Distributeur pourrait s'inspirer des modalités des options de tarification dynamique et ainsi ouvrir l'option à partir de dix kilowatts (10 kW) d'effacement ou même à partir de deux kilowatts (2 kW) comme le propose la FCEI et faire abstraction du bruit. (NS du 20 mai 2021, Vol. 10 pages 147-148).
86. En effet le Distributeur a décrit ces modalités dans le cadre du dossier R-4057-2018 comme suit :

« Comme le calcul du crédit repose sur une estimation de ce que le client aurait consommé si l'événement de pointe critique n'avait pas eu lieu, une marge d'erreur doit être considérée afin de ne pas accorder indûment un crédit à un client qui ne se serait pas réellement effacé. À cette fin, un seuil minimal de 2 kWh d'énergie effacée par événement de pointe critique est requis, en-deçà duquel aucun crédit n'est versé. » (R-4057-2018, pièce B-0045, page 28)

87. Mme de Tilly dans son témoignage en audience a clairement expliqué chiffre à l'appui (NS du 20 mai 2021, Vol 10, pages 149 et 150) que l'inquiétude énoncée par le Distributeur face à l'arrivée massive de client, si le seuil devait être abaissé, était complètement irréaliste. En effet le Distributeur parle de 500,000 clients, s'il abaisse la limite de 15 kW à 2 kW

« Bon, si on l'ouvre à la clientèle de masse, on ne parle pas non seulement de cent mille (100 000) comptes, on parle de cinq cent mille (500 000) clients, à peu près. » (NS du 18 mai 2021, Vol. 8 pages 26 et 27)

Or, comme souligné par Mme de Tilly ce n'est qu'un petit pourcentage (1% à 4%) des clients qui dans les faits participent aux diverses offres GDP.

- 88. En conséquence, et considérant qu'il n'y aura pas de dossier tarifaire avant 2025, UC ajoute une recommandation à celles déjà contenues à sa preuve écrite soit d'abaisser la limite d'effacement minimum de 15 kW à 10 kW pour les clients du tarif G.**
- 89. UC recommande également que le Distributeur fasse un suivi dans le cadre du rapport annuel et du prochain dossier d'approvisionnement des résultats de cet abaissement de l'effacement minimum requis sur la participation de cette clientèle (nombre de clients et volume d'effacement) mais également des efforts commerciaux déployés pour rejoindre la clientèle admissible, de même que des coûts d'opération et d'ajustements des systèmes.**

Conclusion

Lors de son témoignage en audience Mme de Tilly a souligné que le Distributeur ne donne pas toujours aux clients ce qu'ils espèrent, mais bien ce qui est juste, équitable et réaliste de donner et à titre d'exemple elle citait la position du Distributeur dans le cadre du dossier R-3644-2007 :

«le Distributeur ne peut altérer artificiellement la structure de la TDT et de la TPC pour permettre des économies plus importantes sans faire supporter ces économies artificielles par l'ensemble de la clientèle» (Dossier R-3644-2007, HQD-12 doc 5, page 23)

Mme de Tilly a également souligné que les clients aux tarifs dynamiques Flex et crédit hivernal sont loin d'avoir réalisé leurs attentes qui visaient une économie de 10 à 20% de leur facture d'électricité (Dossier R-4057-2018, pièce B-0045 page 23)

Dans le présent dossier, à bien des égards il appert que le Distributeur a donné priorité à l'intérêt des participants, afin entre autres de maximiser leur participation.

UC soumet que les conditions applicables à l'Option doivent être recentrées afin que des tarifs justes et raisonnables, dans un environnement équitable pour tous, soient mis en place.

Les participants de la GDP affaires reçoivent depuis plusieurs années 70 \$/kW et ce au détriment du reste de la clientèle. La Régie constatait d'ailleurs dans sa décision D-2019-164 au paragraphe [220] que même en ajustant certains des paramètres de l'offre en place en 2018-2019 « *le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026.* »

Il a été question lors des audiences du 25 mai à savoir si l'Option génère des coûts, ceux-ci seront-ils assumés par les non participants ou par l'actionnaire, (NS du 25 mai 2021, Vol 11, pages 56-57) ou s'il y a réduction des pertes (si le tarif est réduit) ceci ne bénéficie-t-il qu'au Distributeur (NS du 25 mai 2021, Vol 11, page 63) ? UC soumet que ces questions, bien qu'intéressantes, ne doivent pas détourner l'attention du fait que ce qui prime c'est de fixer un tarif juste et raisonnable, que l'équité soit maintenue entre les classes de tarifs, et ce dans une perspective d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

Or, si la clientèle non participante devait assumer des coûts, la Régie devrait s'assurer de minimiser ces coûts au maximum (neutralité tarifaire) mais si par le jeu du nouvel encadrement réglementaire le Distributeur devait assumer les coûts, la Régie devrait également, par équité, s'assurer de minimiser ces coûts et de tendre vers la neutralité tarifaire. En effet, si cela était le cas il ne faut pas oublier qu'ultimement c'est l'actionnaire, le gouvernement du Québec et donc la collectivité québécoise, qui assumerait ces coûts.

UC a amplement démontré que l'appui financier proposé par le Distributeur est trop généreux et devrait être réduit avec une structure dégressive où le prix le plus élevé offert ne devrait pas dépasser 50\$/kW (prix maximum offert aux clients qui participent à la tarification dynamique).

UC comprend que le Distributeur s'inquiète de perdre certains participants, mais souligne que les sondages de Technosim suggèrent quand même que certains clients seraient prêts à participer avec une offre bien moindre que la présente offre. Mais, réalistement, tant qu'une offre tangible n'aura pas été mise sur la table nous ne saurons pas vraiment quelle sera la réaction de la clientèle et son niveau de participation avec un appui financier sensiblement moindre.

UC soumet toutefois que cette inquiétude ne devrait pas faire hésiter la Régie à fixer un appui financier sensiblement moindre -mais juste et équitable- et c'est en testant le marché que nous aurons la réponse.

UC recommande à la Régie de fixer un tarif juste et équitable en relation avec les autres offres de GDP tel qu'UC l'a proposé. Soulignons d'ailleurs que pour le moment et jusqu'au prochain dossier tarifaire soit 2025, ces autres offres de GDP (OEI, tarification dynamique, crédit hivernal, tarif Flex,,,) demeureront inchangées et c'est donc sur la réalité actuelle de ces tarifs que la nouvelle Option doit être évaluée et approuvée par la Régie. Il sera toujours temps en 2025 de réexaminer l'ensemble de l'offre GDP.

UC soumet que le moment présent est le moment propice pour tester la réponse des participants à un tarif qui tend le plus possible vers la neutralité tarifaire et s'inscrive dans la continuité des autres offres GDP existantes.

UC a également pris note de la recommandation du RNCREQ de créer une phase 3 afin de réexaminer et réajuster si nécessaire certains paramètres (NS du 25 mai 2021, Vol 11, page 52) UC soumet que cette approche pourrait présenter un certain intérêt dans le contexte législatif actuel. UC souligne toutefois que le Distributeur aurait toujours la possibilité de se prévaloir de l'article 48.4 LRE, s'il advenait que ses pires craintes se réalisent, et ainsi revenir devant la Régie avant la rencontre tarifaire de 2025.

Finalement UC ne peut passer sous silence le contexte particulier dans lequel la présente audience est tenue et le fait que parallèlement à cette audience le Distributeur procède devant la Cour supérieure du Québec pour tenter de remettre en question le pouvoir qu'a la Régie de fixer le tarif de l'offre GDP affaire.

En audience Me A. Turmel a interrogé le Distributeur sur ses intentions :

«...En prenant pour acquis que, bon, que HQD maintient toujours son dossier pour la révision judiciaire devant la Cour supérieure, et je n'embarque pas dans le droit, là, est-ce que vous pouvez... est-ce qu'HQD peut confirmer que, quoi qu'il adienne à l'issue de cette... cette demande, il va toujours y avoir une offre qu'on appelle « option » ou « offre »? Puisque, du point de vue des clients, c'est toujours... On est déjà en mai, juin et déjà l'automne s'entrevoit. Est-ce que, à tous égards, il va y avoir toujours un GDP à l'hiver deux mille vingt et un, vingt-deux (2021-2022) sous quelque forme que ce soit? Êtes-vous en mesure de nous donner une confirmation à cet égard?

R. Bien, je ne veux pas faire une analyse des conséquences des recours qui sont maintenues, là. Mais ce que je peux vous dire, c'est que l'option tarifaire GDP Affaires, la contribution du GDP Affaires dans notre bilan est primordiale. C'est quelque chose à laquelle on tient. C'est quelque chose qui plaît aux clients, donc tout le monde est gagnant là-dedans.

Q. [61] O.K. Donc, on pourrait se retrouver finalement seulement avec une option recrinquée par la Régie et adoptée puis finalement ça change. Mais, ultimement les caractéristiques pourraient être là parce que c'est un moyen dans le plan d'approvisionnement. Ultimement, c'est ce qu'on... c'est un peu le... c'est un effet d'entonnoir, là. Peu importe de la façon dont on y arrive, autrement dit, le GDP Affaires est un outil d'effacement. C'est un peu ce que vous me dites.

R. Bien, c'est que... Oui.

Q. [62] C'est important pour vous?

R. Bien, c'est certain qu'on ne pourra pas faire fi des déterminations qui... qui seront faites puis qui auront, comment je pourrais dire, qui pourront s'appliquer. Mais, ce que je vous dis, c'est que le produit en question, c'est un produit qui rend un service important, qui est adapté à la clientèle à qui il s'adresse. Et pour nous, c'est quelque chose à maintenir absolument parce que c'est une façon... c'est une façon intéressante, rentable de contribuer à différents besoins très très importants en puissance.»

90. La réponse donnée par le Distributeur est loin d'être concluante quant aux actions qu'il prendra.

91. Pourtant dans sa correspondance du 26 février 2020 (pièce B-0061) le Distributeur, qui s'opposait alors à ce que la Régie fixe le tarif en suivi de la D-2019-164, exprimait ainsi sa vision du Programme :

«Le Distributeur entend faire évoluer le Programme de manière à atteindre cet objectif ambitieux et pourrait donc le modifier, le bonifier et faire varier le montant de l'appui financier en conséquence de manière à s'ajuster aux besoins des clients visés.»

92. Dans le cadre de l'audience qui a mené à la D-2020-095 le Distributeur a maintenu que « selon lui, le Programme est toujours en vigueur et la décision D-2019-164 n'y met pas fin. »
93. Sans présumer de la décision que rendra la Cour supérieure, UC craint que si celle-ci se rendait aux arguments du Distributeur la clientèle participante se retrouve dans un vide juridique.
94. En effet selon UC et tel qu'elle l'a soutenu dans ses correspondances antérieures (dont sa lettre du 20 avril 2020) la nature du programme a été déterminée et s'est cristallisée avec la décision D-2019-164, et cette nature est tarifaire.
95. À partir de ce moment, un tarif doit être déterminé et fixé pour que le programme se poursuive. Or, le Distributeur ne peut fixer ses propres tarifs.
96. Donc, si le Distributeur devait avoir gain de cause devant la Cour supérieure que ferait-il et que fera la Régie face au vide juridique qui serait ainsi créé et permettrait à la GDP affaire de ne reprendre vie qu'avec le dossier tarifaire de 2025?

Le tout respectueusement soumis
Ce 27 mai 2021

(s) Me Hélène Sicard

Me Hélène Sicard
Procureur pour
Union des consommateurs (UC)