

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4041-2018

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ, c. H-5) ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

**DEMANDE DU DISTRIBUTEUR
RELATIVE AU PROGRAMME «GDP AFFAIRES»**

RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

A. INTRODUCTION

1. Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») a pris connaissance des argumentations soumises par les 11 intervenants reconnus au présent dossier, soit :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO)
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACQFQ)
- Association des hôteliers du Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)
- Association des stations de ski du Québec (ASSQ)
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)
 - Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)
 - Stratégies Énergétique (SÉ)
 - Union des consommateurs (UC)
2. La présente constitue la réplique du Distributeur aux principaux arguments avancés par les intervenants dans les argumentations écrites.

B. COMMENTAIRES PRÉLIMINAIRES

3. Comme mentionné en argumentation principale, le Programme connaît un franc succès et constitue un moyen supplémentaire de gestion de la puissance pour le Distributeur. Il s'agit également d'un programme relativement jeune, lequel n'a atteint ni sa maturité ni son plein potentiel.
4. Le Distributeur rappelle que le Programme vise un large éventail de clients, tant en termes de taille et de secteur d'activités que d'usages. L'appui financier offert, de même que les modalités du Programme, permettent de rejoindre l'ensemble de ces clients et contribuent au succès que connaît le Programme depuis son lancement.
5. L'ASSQ mentionne d'ailleurs dans son argumentation « l'importance d'avoir un programme simple, facile d'application et compréhensible pour les participants » (paragraphe 34).
6. À cet effet, le Distributeur constate que plusieurs suggestions des intervenants quant aux modalités du Programme, bien qu'elles puissent parfois avoir un certain intérêt théorique, seraient difficilement transposables en pratique et apporteraient complexité et lourdeur au Programme, et ce, sans véritables gains quant à l'effacement généré.

C. APPROVISIONNEMENTS

7. Le Distributeur constate tout d'abord que l'UC, malgré ses conclusions quant au Programme, estime néanmoins qu'un programme de gestion de la demande est « nécessaire pour contributeur à l'équilibre en puissance, à l'équilibre énergétique et en puissance » (argumentation de l'UC, note 5).
8. Le Distributeur comprend donc que malgré sa position quant au Programme, l'intervenant estime néanmoins que des mesures doivent être prises afin d'équilibrer tant le bilan en puissance qu'en énergie.
9. Toutefois, l'intervenant demande à la Régie, dans le cadre du présent dossier, de modifier le *Règlement sur la teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement*. Le Distributeur souligne que toute modification à un

- règlement obéit à une procédure encadrée par la *Loi sur les règlements*. Le présent dossier ne constitue donc pas le forum approprié pour un tel exercice.
10. Quant au lien que l'intervenant fait avec le dossier R-4045-2018, le Distributeur rappelle que la demande qu'il formule dans ce dossier est pour de l'énergie non ferme, donc interruptible en périodes de pointe. En conséquence, l'impact sur le bilan en puissance des clients faisant un usage cryptographique associé aux chaînes de blocs sera relativement faible et ne saurait avoir quelque influence sur le présent dossier.
 11. En ce qui concerne la demande de suspension du présent dossier formulée par l'intervenant jusqu'à ce qu'une mise à jour du Plan d'approvisionnement ait eu lieu et qu'un débat sur la méthode de calcul des coûts évités et leur évaluation se fasse, le Distributeur estime qu'elle n'est pas fondée. D'une part, le Distributeur utilise les coûts évités approuvés par la Régie. D'autre part, s'il fallait suivre cette suggestion de l'intervenant, le dossier serait vraisemblablement suspendu au moins jusqu'à la conclusion du dossier R-4057-2018, laquelle serait suivie d'une mise à jour du présent dossier. Une décision ne pourrait survenir que quelque part en 2019, peut-être même trop tard pour déployer le Programme pour l'hiver 2019-2020.
 12. Or, le Distributeur rappelle que les délais nécessaires pour l'acquisition d'un nouveau moyen d'approvisionnement de long terme ne peuvent déjà être respectés, a fortiori dans un an.
 13. Relativement à la suggestion de l'intervenant de remettre la centrale de TCE en service, le Distributeur réfère à la section H de la présente réplique.
 14. Par ailleurs, le RNCREQ réfute la nécessité pour le Distributeur d'aller en appel d'offres afin de répondre à des besoins en puissance dès 2021-2022. L'intervenant indique que le Distributeur ignore les ressources en puissance disponibles à un coût bien moindre.
 15. Le Distributeur rappelle qu'il utilise la valeur approuvée par la Régie à l'occasion du Plan d'approvisionnement 2017-2026 (D-2017-140), soit 1 100 MW pour la contribution des marchés de court terme en puissance. Cette valeur tient compte des conditions nécessaires pour acquérir de la puissance soit :
 - l'existence d'un marché de puissance ;
 - la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance ;
 - la présence de contreparties disposant de capacités de puissance à commercialiser et accessibles au Distributeur.

(Paragraphe 138)

16. Cette puissance ne provient donc pas uniquement de la zone de New York, comme allégué au paragraphe 42 de l'argumentation de l'intervenant, mais bien de l'ensemble des capacités des marchés à contribuer aux besoins de puissance du Distributeur à court terme en tenant compte des contraintes opérationnelles ou commerciales (D-2017-140, paragraphe 164).

17. Le Distributeur a par ailleurs déjà mentionné ne pas disposer d'autres moyens que ceux qui sont présentés dans son bilan au-delà du 1 100 MW.

HQD-2, document 1 (B-0015), réponse à la question 1.2

18. Enfin, l'intervenant ne tient pas compte des informations du Distributeur à l'effet que seulement 125 MW de puissance ont pu être acquis du marché de l'Ontario. Les 750 MW invoqués par l'intervenant à son argumentation (paragraphe 42) ne sont étayés par aucune preuve et ne tiennent aucun compte de la réalité de ce marché.

HQD-2, document 1 (B-0015), réponse à la question 1.4

Dossier R-3986-2016, HQD-3, document 2 (B-0031), réponse à la question 12

19. La meilleure valeur des capacités des marchés à contribuer aux besoins de puissance du Distributeur à court terme demeure à 1 100 MW.

D. LA FIXATION DE L'APPUI FINANCIER

20. Le Distributeur constate tout d'abord que plusieurs intervenants appuient, sous réserve de quelques nuances, le montant de l'appui financier proposé.

Niveau de l'appui financier

21. Le Distributeur s'inscrit tout d'abord en faux face à l'allégation de l'UC suivant laquelle la valeur de 70 \$ a été retenue de « manière arbitraire et son choix n'est basé sur aucune analyse solide. »

22. Au contraire, le Distributeur a fait la démonstration que cette valeur a été établie à la suite d'échanges avec ses clients et partenaires, ces derniers représentant également eux-mêmes des milliers de clients. Ce que l'UC qualifie péjorativement « d'anecdotes » est plutôt l'illustration de l'expérience du Distributeur et de sa bonne connaissance du marché et de ses clients, ce que de toute évidence, et avec égards, l'intervenant ne possède pas.

23. À cet effet, le Distributeur rappelle ce qu'il énonçait en réponse à la demande de renseignements n° 1 de la Régie :

Avant le lancement du projet pilote, le Distributeur a testé auprès [des partenaires du marché et des clients] les modalités proposées pour le Programme, y compris le niveau d'appui financier, afin de déterminer s'il pouvait raisonnablement s'attendre à une réponse favorable du marché.

Une rencontre à cet effet a eu lieu en mai 2015. Elle réunissait une dizaine de clients majeurs et une quarantaine de partenaires du marché représentant des milliers de clients. Au cours des semaines qui ont suivi, le Distributeur a eu plusieurs échanges avec les clients et partenaires pour s'assurer de leur bonne compréhension des modalités du Programme, et ce, afin de leur permettre de mieux jauger son impact sur leurs activités et leurs risques financiers.

[...]

Par la suite, les modalités du Programme ont été mises à l'épreuve dans le cadre du projet pilote. Comme l'indique le rapport déposé à l'annexe B de la pièce HQD-1, document 2 (B-0007), les résultats furent concluants.

HQD-2, document 1 (B-0015), réponse à la question 3.1

- 24.** Avec égards, l'intervenant ne possède aucune expertise ou connaissance particulière l'autorisant à affirmer que la démarche du Distributeur ayant mené à l'établissement du niveau d'appui financier ne respecte pas les bonnes pratiques dans ce domaine.
- 25.** L'UC reproche également au Distributeur de ne pas avoir cherché à connaître quels investissements étaient requis de la part des participants et de ne disposer d'aucune information quant à la réalité des coûts des clients. Or, le Distributeur a mentionné à plusieurs reprises que l'appui financier n'a pas comme objectif de couvrir les coûts des clients, mais plutôt les encourager à participer au Programme.

HQD-2, document 1 (B-0015), réponse à la question 3.1

- 26.** De surcroît, les coûts et les investissements peuvent varier de façon importante d'un client à l'autre et même d'une année à l'autre, pour un même client. En conséquence, calquer l'appui financier sur ces montants requerrait un processus de participation beaucoup plus lourd de la part des clients et du Distributeur, et ce, d'autant plus qu'il devrait être répété annuellement. La simplicité du Programme étant un facteur de son succès, une telle approche aurait un impact non négligeable sur la participation des clients. Dans ce contexte, la suggestion de l'UC de refléter cette disparité des coûts dans les appuis financiers apparaît peu opportune.
- 27.** Quant à l'ACEFQ, elle propose « que la Régie révise chaque année le montant d'appui financier aux participants pour tenir compte de l'évolution des marchés et des besoins de la clientèle du Distributeur » (recommandation 7). Cette proposition est incompatible avec la stabilité des modalités (y compris l'appui financier) nécessaire au succès du Programme. En outre, le Distributeur doute que l'évolution de son équilibre énergétique ou des marchés justifiera une révision annuelle de l'appui financier.
- 28.** L'UC note également que certains membres de l'ASSQ participent, même avec un appui financier réduit. Le Distributeur souligne que la réduction de l'appui est la conséquence du fait que ces participants font défaut de s'effacer

lors certains événements de GDP. Il est exact qu'ils participent malgré l'appui financier réduit, mais pour des efforts moindres. Mais on ne peut certainement pas en conclure que ces clients participeraient au Programme s'ils devaient, pour le même appui financier réduit, s'effacer au cours de tous les événements de GDP.

- 29.** Par ailleurs, l'UC attribue le succès du Programme, notamment, à « la générosité débordante » (page 8) de l'appui financier, le considérant même suspect en regard du dépassement des prévisions originales. D'une part, le Distributeur souligne que le Programme est relativement nouveau et que, dans ce contexte, il existait une incertitude quant à la réaction des clients. D'autre part, le Distributeur croit important de relativiser le taux de pénétration du Programme. En effet, à l'hiver 2017-2018, l'effacement a atteint respectivement 196 MW et 60 MW pour les clients M et LG. Or, la puissance moyenne des 300 heures de pointe de ces clients dépasse les 5 000 MW dans le cas du tarif M et 1 800 MW dans celui du tarif LG.

Dossier R-4057-2018, HQD-13, document 1 révisé (B-0045), tableau B-18

- 30.** Quant à l'argument de l'UC relatif à l'absence d'information permettant d'établir les conséquences d'une baisse ou d'une hausse de l'appui financier, le Distributeur réfère l'intervenant à sa réponse à l'engagement n° 9 (B-0052) et le complément d'information relatif à celui-ci (B-0055). D'ailleurs, l'intervenant demande une réduction significative (page 8) de l'appui financier, sans proposer un niveau qui lui semblerait adéquat ni, a fortiori, des arguments au soutien de l'appui financier qu'il proposerait.

Comparaison avec l'A/O 2015-01

- 31.** L'ACEFO, l'ACEFQ et l'UC, dans leur argumentation, établissent une comparaison entre les caractéristiques du Programme et celles du produit recherché à l'occasion de l'appel d'offres A/O 2015-01.
- 32.** De l'avis du Distributeur, cette comparaison n'est d'aucune utilité à l'examen du Programme. En effet, le Distributeur n'a jamais soutenu que le Programme constitue un produit identique ou assimilable à l'A/O 2015-01. Le Distributeur doit plutôt déterminer par quoi le Programme serait remplacé s'il devait ne pas être reconduit. Or, en l'absence du Programme, le Distributeur devrait procéder à un appel d'offres en puissance de long terme. C'est sur cette base qu'il utilise, aux fins de l'analyse économique, le coût évité de puissance de long terme, dont la meilleure estimation disponible et reconnue par la Régie est le prix moyen issu de l'A/O 2015-01.
- 33.** Toujours en regard de cette comparaison, le Distributeur constate également que l'UC, à la page 15 de son argumentation, tient compte pour l'A/O 2015-01 d'un prix de 60 \$/kW-an (\$2015). Le Distributeur rappelle que ce prix n'a été obtenu que pour le contrat HQP-1. Et que ceux obtenus pour les contrats HQP-2 et HQP-3 ont atteint respectivement 105 \$/kW-an et 126,60 \$/kW-an. Dans ce contexte, le prix des soumissions pour un nouvel

appel d'offres pour de la puissance serait donc vraisemblablement plus élevé que 60 \$/kW et le coût évité de 110 \$/kW-an apparaît donc tout à fait raisonnable.

Dossier R-3939-2015, pièce B-0009 à B-0011

- 34.** Enfin, le Distributeur souligne que le Programme offre une flexibilité plus grande qu'un appel d'offres de long terme de puissance. En effet, le ou les contrats qui seraient issus d'un tel appel auraient vraisemblablement une durée d'une vingtaine d'année. Au contraire, le Distributeur pourrait mettre fin au Programme à brève échéance, si son équilibre énergétique devait changer de façon radicale. Ceci devrait donc rassurer l'ACEFQ quant au risque invoqué à sa conclusion n° 2.

Comparaison avec d'autres moyens de gestion

- 35.** Dans son argumentation (paragraphe 6), l'ACEFO soutient que le niveau d'appui financier proposé n'est pas justifié par rapport aux coûts d'acquisition des autres moyens de gestion en puissance, à l'offre bonifiée de l'option d'électricité interruptible ou au crédit de 50 ¢/kWh proposé pour les clients résidentiels dans le dossier tarifaire R-4057-2018.
- 36.** Au contraire, le Distributeur rappelle qu'il a à maintes reprises souligné que la clientèle visée par le Programme ne participe pas aux options d'électricité interruptible (OÉI) et, conséquemment, que l'appui financier offert par le Programme devait être supérieur à celui des OÉI.
- 37.** En outre, le Distributeur réitère que, quelle que soit la mesure, il s'assure d'offrir un niveau d'appui financier suffisant pour susciter une participation de la clientèle visée. Faut-il le rappeler, cette dernière n'est pas la même pour le crédit pointe critique que pour le Programme ou encore les OÉI. Les appuis financiers de ces mesures ne sont pas calculés sur les « coûts d'acquisition des autres moyens de gestion » (en d'autres termes, les coûts évités). Le Distributeur s'assure seulement qu'ils leur soient inférieurs.
- 38.** Le Distributeur souligne que les prétentions de l'UC à l'effet que l'OIE coûte près de cinq fois moins cher que le Programme sont incomplètes. En effet, cette conclusion, tirée d'une réponse du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie, fait abstraction des commentaires importants du Distributeur à cette même réponse :

D'emblée, le Distributeur souligne que le coût par kW des OÉI, tel que calculé par la Régie, est tributaire du nombre d'heures d'interruption effectif. Plus ce dernier est élevé, plus le coût par kW l'est également, compte tenu du crédit variable. Le Distributeur rappelle que, pour l'option I, la plus populaire, le nombre maximal d'heures d'interruption par hiver peut atteindre 100. À titre indicatif, pour 100 heures d'interruption effectives, le coût des OÉI serait de l'ordre de 40 \$/kW. Pour le Programme, toutefois, le coût est toujours le même, quel que soit le nombre d'heures d'interruption effectif.

HQD-2, document 1 (B-0015), réponse à la question 13.2

39. Quant à la recommandation de fixer le niveau maximum de l'appui financier à 50 \$/kW avec une structure décroissante, le Distributeur précise que l'ACEFO n'a fait aucune preuve quant à la participation au Programme advenant la mise en place d'une telle structure.
40. De son côté, le Distributeur a mis en preuve qu'à la lumière de son analyse, une telle réduction aurait un impact considérable sur la participation au Programme.

HQD-4, document 3.5 (B-0052) et B-0055

41. L'ACEFQ suggère également de plafonner l'appui financier à 50 \$/kW (recommandation 6) avec, comme seul justificatif, le rapprochement avec les options de tarification dynamique. Le Distributeur y oppose les mêmes arguments qu'à la suggestion à cet effet de l'ACEFO.
42. Toutefois, l'ACEFQ suggère aussi de fixer l'appui financier en se basant sur un prix d'achat d'électricité estimé à environ 40 \$/kW (recommandation 4). Le Distributeur ne sait comment réconcilier cette recommandation avec celle invoquée au paragraphe précédent. Quoi qu'il en soit, il est clair, comme le Distributeur l'a mentionné plus haut, qu'un tel niveau d'appui financier réduira de façon substantielle la participation au Programme.

Appui financier dégressif

43. D'emblée, le Distributeur constate que les intervenants préconisant une telle approche n'ont déposé aucune analyse chiffrée à son soutien.
44. La FCEI soumet que l'utilisation d'un appui financier uniforme n'est peut-être pas la meilleure manière de maximiser la valeur du programme et qu'un appui financier dégressif en fonction de la puissance capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle (argumentation, paragraphe 27).
45. Pour les raisons invoquées au complément d'information relatif à l'engagement 9 (B-0055), ce raisonnement ne peut tenir.
46. Ainsi, l'application d'une structure d'appui financier dégressive par projets risque de défavoriser les petits participants dont les réductions de puissance sont soumises sous le parapluie de plus gros projets, par exemple à travers un agrégateur. D'ailleurs, la FCEI elle-même (paragraphe 16 de son argumentation) relève « qu'il est possible que les plus petits clients qui pourraient participer au programme via un agrégateur ne le fassent pas faute d'une compensation globale suffisante ». Un appui financier dégressif comme celui proposé aurait donc l'effet contraire à celui recherché.

47. Si, au contraire, cette structure d'appui financier dégressive était appliquée par compteurs, elle avantagerait les clients importants dont les projets regroupent plusieurs compteurs avec chacun une réduction plus modeste. Il pourrait s'agir, par exemple, d'une grande entreprise dont le projet regrouperait les compteurs de chacune de ses succursales.
48. La FCEI émet également le constat que le Programme s'adresse à des clients ayant une réalité différente et ajoute qu'il est difficile de penser que tous ont les mêmes besoins en termes d'appui financier afin de participer au Programme. L'intervenant souhaite une analyse plus approfondie du profil des participants afin éventuellement qu'une structure plus adaptée d'aide financière soit mise en place.
49. Le Distributeur estime que, bien que cette approche puisse en théorie être intéressante, celle-ci serait difficile à mettre en pratique et viendrait complexifier et alourdir de manière importante et non souhaitable le Programme. Une analyse des coûts de chaque participant ou catégorie de participant serait nécessaire. Or, le Distributeur rappelle qu'à l'hiver 2017-2018, le Programme regroupait plus de 400 projets et 2 000 compteurs, de toutes tailles et dans des secteurs d'activités variés. Ce volume est appelé à croître de façon importante au cours des prochaines années.
50. De plus, une telle approche nécessiterait de déterminer des catégories de clients et déterminer quels critères seraient utilisés afin de les définir. Serait-ce en fonction de la taille des clients, du type de projet, du secteur d'activités ou encore le type de mesure ? La FCEI propose une approche basée sur le niveau de consommation (paragraphe 26). À cet effet, le Distributeur réfère la Régie à la section de la présente réplique traitant de la structure d'appui financier dégressive proposée par la FCEI, où le Distributeur explique les problèmes soulevés par une telle approche.
51. Enfin, le Distributeur désire également souligner que la FCEI fait erreur dans son argumentation lorsqu'elle note, au paragraphe 16, qu'en date de l'hiver 2017-2018, près de 70 % des abonnements au tarif LG participent au programme. Le Distributeur a clairement démontré que cette assertion est fautive et que le taux de participation des clients LG est en fait bien moindre.

HQD-2, document 1.2 (B-0038), réponses aux questions 4.1 à 4.3

E. AUTRES ASPECTS DU PROGRAMME

Groupes électrogènes

52. D'emblée, le Distributeur rappelle que le Programme est encore relativement jeune. Pour cette raison, il estime qu'il serait néfaste pour le moment d'en modifier les modalités, alors même que le Distributeur souhaite s'assurer de maintenir l'intérêt des participants existants et d'en attirer de nouveaux. Lorsque le Programme aura atteint une certaine maturité, le Distributeur

- pourra faire une analyse plus poussée des résultats et des moyens mis en place par les clients afin de déterminer si l'usage des groupes électrogènes constitue un réel problème et s'il y a lieu d'ajuster les modalités en conséquence. À nouveau, pour le moment, cette démarche apparaît prématurée.
- 53.** C'est dans ce contexte que le Distributeur souhaite répondre à certains arguments avancés par les intervenants concernant l'exclusion des groupes électrogènes.
- 54.** Au paragraphe 30 de son argumentation, la FCEI indique que si la Régie tient à réduire au minimum l'utilisation des groupes électrogènes, cela pourrait potentiellement être accompli en regroupant cette portion des participants dans un sous-groupe du programme GDP Affaires et en le plaçant aussi loin que possible dans l'ordonnancement des outils d'approvisionnement.
- 55.** Le Distributeur estime qu'une telle approche est difficile à mettre en pratique puisque les projets regroupent souvent plusieurs mesures. De plus, la nature de ces mesures, de même que leur utilisation, peut varier d'un événement de GDP à un autre. Elle repose également sur l'hypothèse que le Distributeur détienne une information précise et à jour des mesures utilisées par les clients, ce qui peut alourdir considérablement le processus d'inscription au Programme.
- 56.** Le RNCREQ, au paragraphe 50 de son argumentation, suggère la mise en place d'un programme distinct « comportant des incitatifs financiers calibrés de manière à ne pas encourager l'acquisition de nouvelles génératrices ». Cette suggestion de l'intervenant repose donc sur la prémisse que des clients pourraient profiter de l'appui financier pour acquérir des génératrices.
- 57.** L'intervenant n'a déposé aucune preuve au soutien de cette affirmation. Or, une analyse aurait démontré que la période de retour sur l'investissement d'une génératrice, acquise aux fins du Programme, serait de plusieurs années, considérant notamment le faible nombre d'heures d'utilisation prévu. En conséquence, il est très peu plausible qu'un client choisisse d'acquérir une génératrice aux seules fins de participer au Programme. Les participants utilisant des groupes électrogènes lors des événements de GDP ont plutôt recours à des équipements qui étaient déjà en place.
- 58.** À cet effet, le Distributeur mentionne que le fait que de nombreux clients possèdent déjà des groupes électrogènes, installés à d'autres fins, rend difficile d'application la proposition du RNCREQ d'exclure « les clients qui disposent d'une génératrice comme moyen d'effacement » (paragraphe 45).
- 59.** De plus, en réponse à l'argument du Distributeur concernant la difficulté de contrôler les moyens utilisés par les participants pour réduire leur demande lors des événements de GDP, le RNCREQ invoque diverses mesures de contrôle que pourraient être utilisées (paragraphe 49). Le Distributeur soutient que l'application de telles mesures ne ferait qu'introduire une

lourdeur administrative considérable dans la mise en œuvre du Programme, laquelle est en opposition avec la simplicité recherchée.

60. Le ROÉÉ recommande quant à lui que le Distributeur propose, dans un prochain dossier tarifaire, une aide financière qui tient compte du coût unitaire de la mesure et de ses caractéristiques environnementales. Encore une fois, une telle approche est contraire à la simplicité recherchée des modalités. Le client peut mettre en place plusieurs mesures, à sa discrétion, et celles-ci peuvent changer d'une année à l'autre et même d'un événement de GDP à l'autre.
61. Quant au GRAME, il avance que l'utilisation de groupes électrogènes serait contraire au respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement, en plus de s'inscrire à l'encontre des principes de développement durable (paragraphe 37). Le Distributeur a déjà répondu à cet argument en témoignage et dans son argumentation.

On s'entend pour dire que l'hydroélectricité est le meilleur produit, on pense que c'est environnemental, c'est une ressource qu'on a, c'est ce qu'on peut avoir de mieux. Ça nécessite toutefois des investissements qui peuvent être importants, la construction de barrages, des lignes de transport, et caetera [...] Si une génératrice, l'utilisation d'une génératrice pendant une heure, avec ce que ça occasionne comme impact pour l'utilisation du mazout ou du diesel peut éviter un programme d'investissement beaucoup plus important et beaucoup plus... à la limite plus invasif, bien peut-être que c'est la bonne énergie à la bonne place.

Hani Zayat, N.S., vol. 5, p. 162

62. Par ailleurs, le Distributeur relève que le RNCREQ indique que « le Distributeur ne s'oppose pas [au retrait de l'utilisation de groupes électrogènes] au motif qu'il compromettrait l'atteinte des objectifs du programme [...] » (paragraphe 46). Or, le Distributeur a à maintes reprises souligné que le fait de retirer les groupes électrogènes aurait un impact majeur sur les résultats du Programme.
63. Le Distributeur rappelle que l'utilisation de groupes électrogènes ou d'autres équipements utilisant un combustible fossile est fréquente parmi les clients du Distributeur. Dans son argumentation (paragraphe 76), le Distributeur rappelait que les clients participants aux options d'électricité interruptible peuvent avoir recours à de tels équipements. L'utilisation de ces derniers est également fréquente chez nombre de clients à des fins de réduction de leur puissance maximale appelée et de gestion de leur facture. Enfin, les plupart des dizaines de milliers de clients au tarif DT utilisent des systèmes de chauffage au mazout ou au gaz naturel au cours des périodes de grands froids et sont encouragés à le faire à travers la structure de ce tarif. Il s'agit même d'un élément important de réduction des besoins de pointe du Distributeur.

Période d'application

- 64.** Bien qu'elle soit très largement favorable au Programme, l'ASSQ souhaite que les modalités soient modifiées en reconnaissant le 21 décembre comme étant la date constituant le début de la période hivernale (paragraphe 48).
- 65.** Bien que le Distributeur soit sensible à la situation de cette clientèle, il souligne qu'il est possible que des pointes importantes surviennent au cours de tout le mois de décembre. D'ailleurs, il a été mis en preuve que des événements de GDP étaient survenus, au cours des deux derniers hivers, avant le 21 décembre.

HQD-2, document 4 (B-0018), réponse à la question 4.1

F. LA RENTABILITÉ

Coûts évités de fourniture

- 66.** L'ACEFO indique dans son argumentation que quelle que soit l'échéance à partir de laquelle il s'avérera nécessaire de lancer un appel d'offres de long terme, il n'est aucunement exclu qu'une combinaison d'achats de court terme et de nouveaux approvisionnements de long terme puisse constituer l'option la plus économique et la plus souhaitable pour satisfaire les besoins additionnels en puissance du Distributeur. Or, là n'est pas la question. Il est clair qu'il existera toujours une part d'approvisionnement de court terme au bilan.
- 67.** L'UC soutient elle aussi « que les coûts évités de puissance qui doivent être pris en considération pour établir la rentabilité du programme doivent être ceux du marché court terme et non du long terme » (page 13), sur la base de l'engagement annuel des clients et d'une comparaison avec les options d'électricité interruptible ou d'un contrat d'approvisionnement. Ces motifs ne sont pas pertinents.
- 68.** À nouveau, en réponse à ces objections, le Distributeur rappelle que la seule question pertinente est de savoir par quoi serait remplacé le Programme si on devait y mettre fin, soit un appel d'offres de puissance de long terme.
- 69.** Ceci étant, le Distributeur rappelle qu'une analyse de sensibilité a été produite à la demande de la Régie. Cette analyse utilise les coûts évités de court terme les premières années et de long terme par la suite. Le TNT demeure largement positif.

HQD-1, document 4 (B-0035), tableau 2

- 70.** L'ACEFQ indique qu'il est d'avis que le Programme ne représente pas une économie « par rapport aux coûts d'achat d'énergie de court terme » (paragraphe 11).

- 71.** Le Distributeur réitère qu'une telle approche est erronée. Il s'agit d'un programme en puissance et non pas en énergie.

Donc, j'aurais du mal à le comparer uniquement avec une transaction bourse électrique pendant une heure. Oui, il peut répondre, il peut remplacer une transaction comme ça mais ce programme-là n'est pas fait pour remplacer un achat horaire sur la bourse à New York ou ailleurs, il est fait pour remplacer une garantie de puissance, donc, la disponibilité d'un moyen sur appel. Il est fait pour remplacer une centrale dédiée qui peut fournir de l'énergie lorsqu'on la demande.

Hani Zayat, A-0037, pages 40-42

Coûts évités de transport et de distribution

- 72.** Plusieurs intervenants (ACEFO, ACEFQ, AHQ-ARQ, SÉ et UC) reviennent sur cette question et demandent de soustraire du calcul de la rentabilité du Programme une partie ou l'ensemble des coûts évités de transport et de distribution. Différents arguments au soutien de cette demande sont avancés et tournent pour la plupart autour du fait que, pour certains clients, la pointe ne serait que déplacer et non effacée. La présente section répond à ces arguments.
- 73.** D'emblée, le Distributeur mentionne que le Programme est très robuste, puisque, même sans la prise en compte des coûts évités de transport et de Distribution, la rentabilité de celui-ci est démontrée.
- 74.** Ceci étant, le Distributeur souligne que la position proposée par plusieurs intervenants, soit l'absence totale de prise en compte de coûts évités de transport et de distribution, ou une attribution partielle de ces derniers, ne doit pas être retenue, pour les raisons suivantes.
- 75.** D'abord, le Distributeur souligne, avec égards, qu'aucun des analystes des intervenants qui se sont exprimés sur ce sujet n'ont fait l'objet, au présent dossier, d'une reconnaissance par la Régie à titre d'expert en matière de planification des réseaux de transport et de distribution. Le Distributeur invite donc la Régie à une certaine prudence quant aux affirmations faites par ces intervenants.
- 76.** Le Distributeur rappelle que, tout comme pour la fourniture, le Transporteur et le Distributeur planifient les investissements sur leurs réseaux pour répondre à la demande à leur pointe, à température normale, et ce, tout en respectant leur critère de fiabilité. En conséquence, tout comme pour la fourniture, la valeur du Programme tient compte de sa capacité à réduire les besoins, même si en mode opérationnel, ce besoin n'était pas utilisé.
- 77.** De plus, un déplacement de la pointe et un effacement à la pointe ont la même valeur pour le Distributeur. En effet, ce dernier s'assure qu'en déplaçant la pointe, il ne se retrouvera pas dans une situation où il devra à

nouveau appeler un événement de GDP quelques heures plus tard, c'est-à-dire où il aurait généré une nouvelle pointe.

- 78.** L'UC indique (page 10) que le Distributeur est incapable d'identifier quels équipements le Programme permettrait d'éviter de construire. Le Distributeur soutient respectueusement que cet argument ne peut être retenu. Il est en effet impossible d'associer précisément des investissements relatifs à des équipements particuliers prévus au courant des dix prochaines années à des mégawatts économisés aujourd'hui. Les investissements sur les réseaux de transport et distribution permettent de répondre à l'ensemble de la croissance de la charge et ne sont pas associés à des clients spécifiques.
- 79.** De plus, l'UC conclut, à la suite du témoignage du Distributeur, « qu'il ne peut y avoir de coût évités en transport ou en distribution le Distributeur devant être en mesure de répondre à toute la demande de tous ses clients » (page 13). Il s'agit d'une mauvaise lecture des propos du Distributeur. Il va de soi que les réseaux de transport et de distribution sont en mesure de répondre aux besoins de l'ensemble des clients qui y sont raccordés. Il ne faut pas en déduire, comme semble le faire l'UC, qu'ils sont conçus sur la base de la pointe maximale de chacun de ces clients, compte tenu de la diversité des charges aux postes et sur les lignes, comme l'explique le Distributeur dans les sous-sections qui suivent.

Coûts évités de distribution

- 80.** À son paragraphe 8, l'ACEFQ souligne être d'avis que la diminution de la demande de pointe ne ferait pas baisser le coût de distribution. Au paragraphe 9, l'intervenant mentionne que cette opinion repose sur le constat que les équipements de distribution sont conçus pour répondre à la demande maximale (pointe non coïncidente) des clients dans une localité donnée et non par rapport à la pointe coïncidente du réseau causée par l'ensemble de la clientèle sur tout le territoire. Cette affirmation est tirée du dossier R-3492-2002.

- 81.** Or, à ce même dossier, le Distributeur indiquait ceci :

Les lignes d'Hydro-Québec Distribution connaissent leur demande de pointe maximale en hiver. Des mesures dans les postes de distribution, pour chaque départ de ligne, permettent d'établir le moment où survient cette pointe et sa valeur.

HQD-2, document 2, page 24

Les investissements pour augmenter la capacité de transit [du réseau de distribution] font suite à des études de réseau réalisées ligne par ligne.

HQD-10, document 1, réponse à la question 7.1

- 82.** C'est pour refléter ces réalités que le coût évité de distribution est le rapport entre les investissements requis pour faire face à la croissance de la charge

pour les dix prochaines années et la somme de la croissance des pointes aux postes de distribution. Pour le réseau de transport, le diviseur est plutôt la croissance de la pointe des besoins de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

- 83.** Ainsi, si la demande d'un client au moment de la pointe de la ligne sur laquelle il est raccordé est réduite, à terme, la capacité de cette ligne d'accueillir de nouvelles charges, ou de prendre la relève de lignes adjacentes, est accrue. En conséquence, le besoin de procéder à des investissements pour accroître la capacité du réseau de distribution est repoussé. Dans son commentaire, l'ACEFQ semble confondre les équipements requis pour raccorder un client au réseau de distribution (branchement) avec les équipements du réseau de distribution (réseau de moyenne tension).
- 84.** Finalement, l'UC soulève, à la page 10 de son argumentation, que les participants au Programme sont des grands clients (tarif LG) directement raccordés au réseau de transport et donc, qui n'ont aucun impact sur les coûts de distribution. Cette affirmation de l'intervenant est inexacte. En effet, le Programme ne s'adresse pas aux clients industriels au tarif L, dont certains sont raccordés directement sur le réseau de transport. On peut aisément constater la présence d'actifs associés au réseau de moyenne tension pour les clients LG à la lecture des tableaux relatifs à la répartition des coûts. Le Distributeur rappelle également que le Programme est ouvert aux clients de plus faible puissance.

Dossier R-4057-2018, HQD-13, document 1 révisé (B-0045), notamment les tableaux B-2 et B-16

Coûts évités de transport

- 85.** À sa page 4, l'ACEFQ indique que « le réseau de transport d'Hydro-Québec a été conçu pour acheminer des besoins prévus de sa clientèle plus 4 000 MW afin d'assurer la fiabilité des approvisionnements ». Le Distributeur ne voit aucun lien entre le critère de 4 000 MW et la conclusion selon laquelle il ne faudrait pas tenir compte des coûts évités de transport.
- 86.** Par ailleurs, tant l'ACEFQ que SÉ soulignent que, pour certains participants, le Programme amène un déplacement de charge et non un effacement. Les pointes de chaque client étant simplement déplacées, et non réduites, il n'y aurait aucun gain pour le réseau de transport.
- 87.** À cet effet, le Distributeur rappelle à nouveau que la planification du réseau de transport est réalisée en tenant compte de la pointe maximale coïncidente des besoins de l'ensemble des clients du distributeur. Cette planification se fait en respect du critère de fiabilité.

- 88.** En somme, il est inexact d'affirmer que la réduction de puissance appelée par un client au cours de la période de pointe n'aura pas d'impact, à terme, sur les investissements réalisés sur le réseau de transport.
- 89.** De plus, l'ACEFQ indique, à son paragraphe 3, que « le réseau de transport d'Hydro-Québec est construit plusieurs années avant l'apparition des besoins du Distributeur et de ceux d'autres utilisateurs ». L'AHQ-ARQ tient un raisonnement semblable, tant en ce qui concerne le réseau de transport que celui de distribution. Un tel raisonnement dénote une mauvaise compréhension de la notion de coûts évités. Le Distributeur rappelle ses propos tenus en réponse de la demande de renseignements n° 3 de la Régie :

En d'autres termes, le Programme permet la réduction ou le report d'éventuels investissements sur le réseau de transport. Ceci exercera donc, à long terme, une pression à la baisse sur le coût du service de transport. Il ne permet toutefois pas une réduction immédiate (dans l'année) des revenus requis du Transporteur.

HQD-2, document 1.2 (B-0038), réponse à la question 2.1

- 90.** Pour conclure sur l'attribution des coûts évités de transport et de distribution, le Distributeur réitère que ceux-ci ne sont pas essentiels à la démonstration de la rentabilité du Programme. Toutefois, compte tenu des nombreuses questions soulevées dans le présent dossier, le Distributeur veillera, dans le cadre d'une autre demande, dans la mesure où cela s'avérerait nécessaire pour la prise de décision, à expliquer davantage l'attribution de ces coûts évités.

G. LA NATURE JURIDIQUE

- 91.** Le Distributeur constate que certains intervenants appuient la position du Distributeur relativement à la nature juridique du Programme (ACEFQ, FCEI, ROÉÉ, AHQ-ARQ).
- 92.** Le GRAME est le seul intervenant à considérer que le Programme devrait être considéré comme un tarif de gestion de la consommation. Toutefois, l'intervenant indique également dans sa conclusion recherchées que « les modifications requises soient apportées afin d'assurer un traitement réglementaire du Programme conforme à cette nature juridique ». Le Distributeur comprend donc que le GRAME acquiesce au fait que le Programme, tel que présenté, ne peut constituer un tarif. Le Distributeur réfère également à la section H, point D sur cette question.
- 93.** Quant à la qualification de caméléon entre un programme commercial et un programme en efficacité énergétique soumise par le RNCREQ ou encore le mélange d'intervention en efficacité énergétique, de moyen d'approvisionnement et de tarif, suggéré par SÉ, le Distributeur soumet

respectueusement qu'elles n'apportent pas l'éclaircissement requis par la Régie.

94. L'ACEFO, pour sa part, suggère comme qualification à la qualification de «programme de gestion de la puissance» suggérée par l'ACEFO, le Distributeur estime qu'il ne s'agit pas d'une qualification juridique que l'on retrouve dans la LRÉ.
95. Au paragraphe 20 de son argumentation, le GRAME indique que le Distributeur aurait confirmé, lors des contre-interrogatoires, que la structure du Programme empêche son traitement comptable en tant que programme d'efficacité énergétique. Le Distributeur désire rectifier cette affirmation. Le témoignage du Distributeur était plutôt à l'effet que l'appui financier ne pourrait être amorti sur 10 ans puisque cet appui n'est versé que pour rémunérer les efforts des participants au Programme durant 1 an.
96. Au paragraphe 20 de son argumentation, le RNCREQ suggère que le Programme ne peut « pas être considéré comme une source de puissance, selon les critères du NPCC ». Le Distributeur tient à corriger cette affirmation. Les critères du NPCC ne limitent pas le traitement du Programme comme source de puissance. Le Distributeur rappelle ses propos tenus en réponse de la demande de renseignements n° 3 de la Régie :

« Les programmes mentionnés dans le Northeast Power Coordinating Council Reliability Assessment for Winter 2017-2018 sont les OÉI et le Programme. Ces mesures sont considérées comme des ressources et intégrées dans le bilan du Distributeur. »

HQD-2, document 1.2 (B-0038), réponse à la question 6.7

H. RÉPONSES AUX QUESTIONNEMENTS SOULEVÉS PAR LA RÉGIE DANS SA CORRESPONDANCE DU 11 OCTOBRE

97. La présente section vise à répondre aux différents points soulevés par la Régie dans sa correspondance datée du 11 octobre 2018 (A-0045).

Point A – Prise en compte dans l'analyse de rentabilité des coûts liés à une augmentation potentielle des coûts liés aux OÉI

98. L'AQCIE-CIFQ représente la clientèle visée par les OÉI. Il est donc attendu que l'intervenant souhaite promouvoir les intérêts de ses membres en demandant une bonification des OÉI.
99. Sur le fond de cette demande, le Distributeur aimerait réitérer ses propos tenus, notamment, en réponse à une question de la Régie visant à comparer les coûts des OIÉ avec ceux du Programme :

« Les modalités des OÉI et du Programme ont été élaborées en fonction des spécificités propres à chacune des clientèles (par exemple, en matière de

risques ou d'économies potentielles) et du niveau du service offert pour le Distributeur.

Compte tenu du fort potentiel atteint en termes de MW inscrits au bilan en puissance, tant pour les OÉI que pour le Programme, il appert que les modalités sont adaptées aux clientèles auxquelles ces mesures s'adressent.

Les modalités actuelles des OÉI suscitent suffisamment d'intérêt chez les clients pour permettre au Distributeur de compter sur une contribution de l'ordre de 1 000 MW dans son bilan. À cet effet, le Distributeur rappelle que le potentiel des OÉI semble atteint. Dans ces conditions, le Distributeur ne voit aucune nécessité à bonifier l'appui financier offert par les OÉI.

Il est important de souligner qu'un traitement équitable des clients n'implique pas de verser l'aide financière maximale à chaque catégorie, pour chacune des mesures proposées par le Distributeur. Il s'agit plutôt de verser l'appui financier nécessaire pour susciter l'intérêt de la clientèle visée, et ce, dans un souci de minimisation des coûts, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.»

HQD-2, document 1 (B-0015), réponse à la question 13.2

100. Le Distributeur rappelle qu'il a sciemment exclu les clients au tarif L du programme GDP Affaires, puisque ces clients participent aux OÉI de façon satisfaisante.
101. Les OÉI ne font pas l'objet du présent dossier et une éventuelle demande visant leur bonification peut être ou aurait pu être déposée à tout moment, même si le Programme n'avait jamais existé. Conséquemment, on ne saurait associer le coût de cette hypothétique bonification des OÉI à la poursuite du Programme.
102. D'ailleurs, suivant le raisonnement de l'AQCIE-CIFQ, si on devait considérer, aux fins de l'analyse économique du Programme, le coût de la bonification des OÉI, il faudrait également examiner l'opportunité de porter au crédit du Programme le coût évité de puissance additionnel qui découlerait d'une participation accrue aux OÉI.
103. Le Distributeur souligne qu'on peut démontrer l'inconsistance du raisonnement de l'AQCIE-CIFQ en inversant la situation. Si les OÉI étaient bonifiées, à la suite d'une demande à cet effet de la part des clients participants, et que le Distributeur mettait ultérieurement fin au Programme, devrait-on ramener l'appui financier des OÉI à leur niveau actuel, sous prétexte qu'il ne souffrirait plus de la comparaison avec celui du Programme ?
104. En somme, les OÉI et le Programme sont des mesures distinctes, qui visent des clientèles différentes et dont les modalités sont établies et justifiées indépendamment l'une de l'autre.

Point B – Contrat de base avec TCE

- 105.** Le Distributeur soutient respectueusement qu'il n'y a aucune incohérence entre le besoin qu'il exprime pour le Programme et la situation de la centrale de TCE.
- 106.** D'emblée, le Distributeur conteste l'affirmation selon laquelle il a omis de vérifier la capacité d'utilisation de la centrale de TCE. Le Distributeur connaît parfaitement la situation de cette centrale et les implications liées à son hypothétique redémarrage. Il est exact qu'il n'a pas effectué une analyse économique spécifique au présent dossier afin d'évaluer l'opportunité de redémarrer la centrale. Toutefois, le Distributeur soutient qu'une telle analyse est inutile puisqu'à l'évidence, le recours à la centrale de TCE, que ce soit en base ou en période de pointe, n'est tout simplement pas un scénario envisageable.
- 107.** Le Distributeur rappelle qu'en février 2014, il déposait une demande à la Régie afin de faire approuver certains amendements à l'entente portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE. Cette demande de suspension faisait suite à des discussions avec TCE permettant au Distributeur de réduire le coût annuel de la suspension. Le 20 décembre 2013, le Distributeur et TCE ont signé une entente modifiant l'entente de suspension de 2009 afin d'accroître le crédit annuel à l'égard de la revente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée.
- 108.** À l'occasion de la présente audience, à une question posée par la formation, le Distributeur rappelait les différentes étapes préalables au redémarrage de la centrale de TCE en base :

« Oui, c'est sûr que l'utilisation de TCE répond aussi à une demande en puissance, donc on va s'entendre là-dessus. Le contrat actuel ne nous permet pas d'utiliser de TCE en mode appelable, en mode... Donc, c'est un contrat de base, il faudrait l'utiliser huit mille sept soixante (8760) heures par année. Ils n'ont pas les moyens de faire des... ils n'ont pas les moyens techniques, on n'a pas les moyens légaux pour faire de la... redémarrage quand on souhaite, ce n'est pas ça la nature du contrat qu'on a avec TCE. Donc, pour l'utiliser en contrat de base, il faudrait... vous vous souviendrez qu'on a laissé aller nos droits sur le réseau de TCPL, donc nos droits sur le transport de gaz pour approvisionner le contrat de TCE, donc on les a vendus ces droits-là. Et le contrat ou l'entente qu'on a avec TCE, c'est que oui, notre contrat avec eux pourrait être remis en marche avec un préavis de trois ans conditionnel à l'approvisionnement gazier, donc pas tant en molécules, mais en termes de transport. Et là, il faudrait juste réactualiser notre capacité d'aller sécuriser du transport gazier, j'entends, jusqu'à la centrale. »

Hani Zayat, N.S., vo. 5, p. 146

- 109.** Ainsi, redémarrer la centrale en base nécessiterait un préavis à TCE mais également la sécurisation de capacité de transport ainsi que de l'approvisionnement gazier. Le Distributeur estime qu'un délai d'au moins 3 ans serait donc nécessaire.

110. Le Distributeur rappelle également que le contrat avec TCE vient à échéance en 2027. Un nouvel appel d'offres pour un approvisionnement de long terme devrait donc être lancé de façon presque simultanément au redémarrage de la centrale afin de répondre aux besoins dès 2027.
111. Qui plus est, le Distributeur rappelle qu'une utilisation de la centrale en base, soit à toutes les heures de l'année, ajouterait aux surplus en énergie.
112. Quant à la possibilité d'utiliser la centrale de TCE uniquement pour les heures de pointe, le Distributeur rappelle avoir exploré cette possibilité, et ce, afin de répondre aux préoccupations exprimées par la Régie elle-même dans différentes décisions (notamment les décisions D-2010-109 et D-2014-105). Le Distributeur a demandé à la Régie l'approbation du protocole d'entente conclu avec TCE portant sur l'utilisation de la centrale de Bécancour durant les heures de pointe (dossier R-3925-2015). Une entente avec Gaz Métro GNL, visant l'approvisionnement en gaz naturel de la centrale, avait également été conclue à cette occasion.
113. Une première formation avait approuvé le protocole d'entente (décision D-2015-179). Toutefois, cette décision a été révisée par une seconde formation. Selon la seconde formation, le Distributeur devait procéder à un appel d'offres et ne pouvait modifier l'entente conclue avec TCE afin de changer la nature du produit.
114. Le Distributeur estime donc que de recourir à la centrale de TCE en base ne constitue pas un scénario structurant et intéressant. Ce n'est donc pas un scénario qui peut être comparé à la GDP. Quant à la possibilité de recourir à la centrale de TCE pour les heures de pointe, il ne s'agit tout simplement pas d'un scénario juridiquement envisageable.
115. En d'autres termes, le Distributeur ne voit pas la pertinence d'examiner soit un scénario hypothétique qui ne répondrait même pas à ses besoins, soit un scénario irréalisable selon la Régie elle-même.

Point C – Commentaires sur les alinéas 3 et 5 de l'article 74.1 LRÉ

116. Les alinéas 3 et 5 de l'article 74.1 LRÉ prévoient :

Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité.

117. Le Distributeur souligne que l'alinéa 5 de l'article 74.1 LRÉ précise que la présomption à l'effet que le promoteur d'un projet d'efficacité est considéré comme un fournisseur d'électricité s'applique uniquement aux fins dudit article 74.1 LRÉ. La présomption ne s'applique donc qu'à l'égard de la

participation à un appel d'offres. Encore faut-il qu'un appel d'offres soit lancé. Le projet d'efficacité énergétique doit de plus répondre aux critères du troisième alinéa.

118. Le cinquième alinéa ne peut ainsi constituer le fondement de la qualification juridique des programmes d'efficacité énergétique du Distributeur. Il ne fait que permettre la participation des projets d'efficacité énergétique aux appels d'offres.
119. Comme déjà mentionné, les participants au Programme ne répondent pas à un appel d'offres mais s'inscrivent au Programme. Il s'agit donc d'une mesure d'efficacité énergétique au sens de l'article 72 de la LRÉ, dont la contribution doit être considérée préalablement au lancement d'un appel d'offres, donc en amont de l'article 74.1 LRÉ.

Point D – Le texte des Tarifs d'électricité

120. Tout d'abord, le Distributeur précise que le paragraphe 105 de son argumentation prenait appui sur l'article 1.1 des Tarifs d'électricité. Ceci étant, la définition de « client » qui se retrouve aux Tarifs d'électricité s'inscrit parfaitement dans le cadre de la LRÉ. En matière de distribution, la LRÉ associe effectivement un tarif à un consommateur.
121. L'article 31 al. 1 de la LRÉ prévoit que la Régie fixe les tarifs auxquels le Distributeur distribue l'électricité. Les tarifs ne peuvent donc être associés à autre chose qu'à un consommateur, donc au client du Distributeur.
122. L'article 52.1 al. 2 de la LRÉ, lequel concerne spécifiquement le tarif de gestion de la consommation, confirme que celui-ci s'applique à un consommateur :
- « un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, **à un consommateur** qui le demande, [...] »
123. Les autres dispositions de la LRÉ précisent également qu'en matière de distribution, un tarif s'applique à l'égard d'un consommateur.
124. Ainsi, l'article 31 al. 1, paragraphe 4 est à l'effet que la Régie a compétence exclusive pour examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif [...] et de voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui soit applicable. L'article 52.1 al. 1 associe également le tarif à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs. D'autres articles de la LRÉ confirment que dans le contexte de la LRÉ, un tarif s'applique nécessairement à un consommateur (voir les articles 53, 86 et 101).
125. Le Distributeur rappelle que les tribunaux appliquent désormais la méthode d'interprétation législative décrite ainsi dans la décision *Bell Express Vu c. Rex*, [2002] 2 R.C.S. 559, p. 580:

« Aujourd'hui, il n'y a qu'un seul principe ou solution : il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur ».

- 126.** Ainsi, il ressort de ces différentes dispositions qu'en matière de distribution d'électricité, dans le contexte de la LRÉ, un tarif s'applique nécessairement à l'égard d'un consommateur, donc d'un client.
- 127.** Le Programme ne peut être considéré comme un tarif. L'agrégateur est un intermédiaire du marché. Le Distributeur ne fournit pas de service à l'agrégateur. Celui-ci ne peut donc être considéré ni comme un consommateur au sens de la LRÉ, ni comme un client du Distributeur.
- 128.** L'ajout de la définition d'« agrégateur » au texte des Tarifs d'électricité, tel que suggéré par un intervenant, ne permettrait pas de qualifier le Programme à titre de tarif ni quelque autre modification au texte des Tarifs d'électricité.

CONCLUSION

- 129.** Le Distributeur réitère que sa preuve est complète quant à la rentabilité du Programme.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande ;

RECONNAÎTRE la rentabilité du programme GDP Affaires

LE TOUT, RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 15 octobre 2018

(S) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec