

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

Hydro-Québec

N°: R-4208-2022  
Phase 2

Demanderesse

et

REGROUPEMENT DES ORGANISMES  
ENVIRONNEMENTAUX EN ÉNERGIE  
(ROÉÉ)

Intervenant

---

---

HQD - Demande d'ordonnance de sauvegarde relativement au maintien de la GDP Affaires pour l'hiver 2022-2023 suivant le jugement du 4 octobre 2022 de la Cour supérieure dans le dossier 500-17-113361-201

## PLAN D'ARGUMENTATION DU ROÉÉ

---

**LE REGROUPEMENT DES ORGANISMES ENVIRONNEMENTAUX EN ÉNERGIE (« ROÉÉ ») EXPOSE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :**

### **I. OBJET DE LA DEMANDE**

1. Le 19 avril 2023, le gouvernement du Québec prenait le Décret 706-2023 indiquant à la Régie de l'énergie des préoccupations économiques sociales et environnementales conforme à l'article 48.2 LRÉ ([B-0016](#))
2. Le 21 avril 2023, Hydro-Québec déposait la demande qui a mis en marche le présent dossier ([B-0013](#)).
3. Dans ce document, Hydro-Québec demande à la Régie de fixer une nouvelle Option tarifaire de Gestion de la demande en puissance pour sa clientèle affaires (l' « **OGA** »).

4. Hydro-Québec cherchait à obtenir que la Régie décide, de façon prioritaire, 1) que les composantes du tarif applicable dans le cadre de l'OGA ne seront pas inférieures aux prix appliqués lors de l'hiver 2022-2023 après indexation et 2) que le seuil minimal pour participer à l'OGA pour l'hiver 2023-2024 serait fixé à 10 kW par abonnement.
5. La Régie a accueilli cette demande prioritaire dans sa décision [D-2023-061](#) du 24 avril 2023.
6. De plus, Hydro-Québec demande à la Régie de fixer un nouveau tarif d'électricité tel que présenté à la [Pièce B-0033](#), de fixer la date d'entrée en vigueur de ce tarif et de régulariser la situation des clients ayant adhéré au programme GDP Affaires lors des hivers 2020-2021 et 2021-2022.
7. C'est sur ces demandes d'Hydro-Québec que porte la présente audience.

## II. LE CADRE RÉGLEMENTAIRE

8. Suivant l'article 31a1(1) LRÉ, la Régie a compétence exclusive pour fixer les tarifs de distribution d'électricité.
9. Cette compétence s'exerce en vertu des articles 52.1 à 52.4 LRÉ et des articles 49, 50 et 51 de cette loi.
10. En vertu de l'article 5 LRÉ, la Régie exerce ses compétences de manière à assurer « 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. »

## III. BONIFIER L'APPUI FINANCIER MOYEN À 76 \$/kW

### Méthode de fixation de l'appui financier

11. Avec égard, le ROÉÉ considère que la méthode utilisée par Hydro-Québec pour fixer l'appui financier à 66 \$/kW est difficilement conciliable avec les objectifs d'effacement/déplacement d'Hydro-Québec.
12. En effet, cette méthode base le montant des appuis financiers d'Hydro-Québec sur les données réelles de participation pour l'hiver 2021-2022, alors que le programme GDP avait permis de dégager 392 523 kW.
  - [Pièce B-0039](#), p. 8, Tableau R-4.1.
  - [Pièce A-0028](#), p. 44, ligne 20- p. 45 ligne 12

13. D'une part, les décisions de la Régie enseignent que les tarifs doivent de préférence être établis sur la base de prévisions plutôt qu'à partir de données historiques.

➤ [D-2003-93](#), p. 13. [ONGLET 1]

14. D'autre part, Hydro-Québec escompte dégager 505 MW de puissance au moyen de l'OGA pour l'hiver 2023-2024, et faire croître cette puissance jusqu'à 741 MW pour l'hiver 2031-2032. Un appui financier essentiellement stationnaire a peu de chance d'entraîner une croissance de la participation des clients à l'OGA, malgré les meilleurs efforts des équipes de vente d'Hydro-Québec.

➤ [Pièce B-0050](#), p. 7 et 20, Tableau 11

➤ [Pièce B-0039](#), p. 11 (Question 6.1)

➤ Voir aussi : [D-2022-062](#), par. 132 [ONGLET 2].

15. Cela est d'autant plus vrai qu'Hydro-Québec a constaté lors des contre-interrogatoires que les effacements et déplacements les plus faciles à atteindre avaient été réalisés et qu'il y a un « essoufflement » du bassin de clients désireux de participer à l'OGA.

➤ [Pièce A-0028](#), p. 205, ligne 11.

16. Enfin, le ROEE considère pour le moins incongru d'un point de vue réglementaire de fixer un nouveau tarif ([Pièce A-0028](#), p. 75, ligne 7) en procédant à l'indexation d'un ancien tarif.

17. En effet, le mécanisme d'indexation prévu par la *Loi sur Hydro-Québec* a été prévu en remplacement de l'exercice par la Régie de sa compétence exclusive sur la fixation des tarifs d'Hydro-Québec. Cette compétence, en effet, ne peut être exercée qu'infréquemment : aux cinq ans, ou suite à la prise d'un décret par le gouvernement.

➤ Art. 48.2 et 48.4 LRÉ

18. Ainsi, une fois saisie d'un dossier tarifaire, la Régie ne devrait pas abdiquer ses compétences en se contentant de simplement appliquer la mécanique d'indexation de la *Loi sur Hydro-Québec*. Elle devrait chercher à fixer le tarif le plus adapté possible en gardant à l'esprit qu'il ne lui sera pas possible de modifier ce tarif avant 2025.

19. Le ROEE considère que l'appui financier moyen devrait être fixé de manière à optimiser les économies réalisées par Hydro-Québec et sa clientèle en raison de l'effacement des participants à l'OGA à la pointe. Un appui financier moyen supérieur sera justifié s'il permet d'accroître les économies réalisées par Hydro-

Québec, et, conséquemment, d'alléger le fardeau tarifaire de l'ensemble de la clientèle.

- [Pièce B-0050](#), p. 21

20. Une telle façon de faire serait conforme au principe selon lequel les tarifs d'électricité doivent être justes et raisonnables, puisqu'elle ne fait que des gagnants et permet de se rapprocher de l'équilibre de Pareto.

- Art. 52.1 et 49a.1(7) LRÉ
- James C. Bonbright, Albert L. Danielsen et David R. Kamerschen, *Principles of Public Utilities*, Public Utilities Reports, Inc., Arlington, 1988, p.74. **[ONGLET 3]**

21. La façon de faire proposée par le ROÉÉ serait également conforme au principe voulant que les tarifs ne soient pas plus élevés ou leurs conditions plus onéreuses que nécessaire.

- Art 52.1, 52.3 et 51 LRÉ.
- [D-2003-093](#), p. 9.

22. La façon de faire proposée par le ROÉÉ est également conforme au principe de la neutralité tarifaire, puisque loin d'entraîner une augmentation des tarifs, elle contribuerait plutôt à leur réduction.

### **Proposition du ROÉÉ : Rehaussé l'appui financier moyen à 76 \$/kW**

23. La Régie a déjà décidé dans le cadre du programme GDP Affaires qu'il était pertinent qu'elle revoie certaines modalités du programme, dont le montant de l'appui financier accordé par Hydro-Québec aux participants. Elle n'est pas tenue d'accepter telles qu'elles les propositions tarifaires d'Hydro-Québec.

- [D-2019-164](#), par 231. **[ONGLET 4]**

24. Dans ce contexte, le ROÉÉ considère qu'il serait dans l'intérêt d'Hydro-Québec et de sa clientèle de fixer un appui financier supérieur au montant de moyen de 66 \$/kW proposé par Hydro-Québec. Il propose plutôt un appui financier moyen de 76 \$/kW, structuré selon les strates suivantes :

**TABLEAU 1 : Scénario 76 \$/kW**

Strate	10-100 kW	100-400 kW	400-1200 kW	Plus de 1200 kW
Appui financier dégressif par strate (\$/kW)	83	75	71	66

➤ [Pièce C-ROEE-0017](#), p. 2

25. Le rapport d'analyse complémentaire du ROEE démontre qu'un appui financier moyen de 76 \$/kW permettrait de dégager des économies de près de 100 000 \$ et de 1 200 kW en puissance, à l'égard des onze clients ayant participé à l'étude de Technosim. Le chiffre sera évidemment beaucoup plus important si l'on prend en considération l'ensemble des trois mille quelques clients qui participent à l'OGA.

➤ [Pièce C-ROEE-0017](#), p. 8.

26. Par ailleurs, les témoins d'Hydro-Québec ont indiqué en contre-interrogatoire que le réseau serait en mesure d'accueillir une quantité de puissance effacée ou déplacée supplémentaire, et qu'un accroissement des effacements des participants à l'OGA n'était pas un enjeu à l'heure actuelle.

➤ [Pièce A-0028](#), p.101, ligne 20-25.

27. En effet, ce sont près de 850 MW de puissance qui doivent présentement être acquis sur les marchés de court terme. Il s'agit d'une marge de manœuvre considérable pour augmenter la contribution de l'OGA.

➤ [Pièce C-SÉ-0018](#)

28. Les économies réalisées grâce à la proposition du ROEE ne proviendraient pas de la poche des consommateurs, ni de celle des participants à l'OGA, ni de celle d'Hydro-Québec. Il s'agit simplement de dépense qu'Hydro-Québec n'aura pas en engager.

#### **Décision D-2019-164**

29. La Régie a déjà indiqué dans le cadre de l'étude du programme GDP affaires (Décision D-2019-164) certains des éléments qui devraient être pris en compte pour la fixation du montant des appuis financiers.

30. Il va de soi que les motifs de cette seule décision, qui ne sauraient se qualifier de « jurisprudence constante » au sens de l'arrêt *Vavilov*, ne lient pas la Régie et ont

au mieux une valeur persuasive. C'est à l'aune de la LRÉ que la proposition du ROÉÉ et celle d'Hydro-Québec doivent être évaluées.

- [Canada \(Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration\) c. Vavilov](#), 2019 CSC 65, par.129 et 131 **[ONGLET 5]**

31. Ceci dit, la proposition du ROÉÉ respecte la plupart des critères mentionnés par la décision D-2019-164).

#### Critère 1 : L'appui financier est inférieur aux coûts en puissance évités à long terme

32. Selon la décision D-2019-164, l'un des critères devant servir à établir le montant des appuis financiers aux participants au programme GDP était que la valeur de cet appui devait être inférieure aux coûts évités en puissance de long terme

- [D-2019-164](#), par 232-233

33. La recommandation du ROÉÉ respecte facilement ce critère, puisque les coûts évités par Hydro-Québec en raison de réduction de puissance sont à peu près équivalents à 124 \$/kW.

- [Pièce B-0050](#), p. 18

#### Critère 2 : L'appui financier est suffisant pour atteindre les cibles d'Hydro-Québec

34. Un autre critère établi par la Régie est que les appuis financiers versés par Hydro-Québec doivent suffire pour mener à l'effacement ou au déplacement requis, sans être plus généreux qu'il ne le faut pour atteindre cet objectif. La Régie indique que ce critère découle de l'obligation que lui fait la LRÉ de fixer des tarifs qui soient justes et raisonnables (art. 52.1 et 49a1(7) LRÉ).

- [D-2019-164](#), par 234 et 235

35. Cette prise de position de la Régie résulte d'un raisonnement voulant que l'approche retenue pour fixer le montant de l'appui financier cherche « 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. »

- [D-2019-164](#), par 234

36. Ainsi, ce critère rejoint essentiellement l'approche préconisée par le ROÉÉ et visant la maximisation des économies de la clientèle. Bien que ce soit techniquement la clientèle d'Hydro-Québec qui paie en fin de compte les appuis

financiers versé au participant de l'OGA, ces coûts ont pour effet d'alléger son fardeau tarifaire plutôt que de l'alourdir.

37. L'objectif de l'OGA, tel qu'identifié par le Décret 706-2023 est de « permettre l'effacement en puissance nécessaire à l'équilibre du bilan en puissance du distributeur d'électricité ». Bref, on vise à éliminer, si possible le recours à un approvisionnement en puissance.

➤ Décret 706-2023, deuxième rescindant, ([Pièce B-0016](#))

38. Dans ce contexte, la fixation de la moyenne des appuis financiers à 76 \$/kW fait figure de mesure raisonnable, voir conservatrice, pour améliorer la participation et atteindre les cibles de gestion en puissance d'Hydro-Québec.

➤ [Pièce B-0054](#), p. 8 (Question 1.6).

#### Critère 4 : Non prise en compte des coûts d'implantation

39. La Régie enseigne de plus que les appuis financiers versés aux clients dans le cadre du programme GDP doivent couvrir les dépenses annuelles récurrentes découlant de la participation au programme, mais pas les coûts d'implantation liés à l'installation d'appareil chez les clients.

➤ [D-2019-164](#), par. 267

40. La proposition du ROÉÉ de fixer l'appui financier à 76 \$/kW respecte ce principe, puisque le montant de 76 \$/kW correspond à la moyenne des réponses données par les clients participants aux sondages de la firme Technosim. Le questionnaire employé par cette firme précise que le sondage ne s'intéresse qu'aux seuls coûts récurrents (directs et indirects) à l'exclusion des investissements qui pourraient être nécessaires pour mettre en place des mesures de consommation de la puissance. On peut donc s'attendre à ce que ce soient ces coûts qui soient reflétés dans les réponses des clients et dans leur moyenne de 76 \$/kW.

➤ [Pièce B-0022](#), p. 49

#### Critère 5 : Prise en compte des coûts réels récurrents

41. En plus d'exiger que les appuis financiers ne soient pas plus généreux que nécessaire pour atteindre les objectifs de gestion de puissance d'Hydro-Québec, la Régie indique que la fixation du montant des appuis financiers doit prendre en compte les coûts réels pour les participants au programme GDP.

➤ [D-2019-164](#), par. 262, 264, 269.

42. Le rapport de Technosim de l'année 2020 ([R-4041-2018-B; Pièce B-0080](#)) et sa mise à jour pour l'année 2022 ([Pièce D-0022](#), p. 57-61) contiennent certaines

informations portant sur les coûts d'exploitation récurrents des participants au programme GDP. Étonnamment, les experts de Technosim ont choisi de présenter leur mise à jour en utilisant d'autres tranches d'effacement que celles qui sont employées dans le rapport de 2020, ce qui rend difficile la comparaison. Le ROÉ contourne le problème en recalculant les moyennes pour l'année 2020 à partir des données brutes de Technosim (Annexe 1).

**TABLEAU 2 : Moyenne de coûts récurrents d'exploitation**

Tranche d'effacement	Année 2020 <a href="#">R-4041-2018ph2; Pièce B-0080</a> , p. 37 (\$/kW)	Année 2022 <a href="#">Pièce B-0022</a> , p. 58 (\$/kW)
0 à 200	12,21	18,35
201 à 400	11,34	19,63
401 à 600	5,00	11,31
601 à 800	4,89	11,69
801 à 1 000	4,96	11,07
1000 et plus	5,41	10,54

43. Il est apparent à la lecture du Tableau 2 ci-dessus que les coûts récurrents d'exploitation par tranche d'effacement ont augmenté de façon appréciable entre 2020 et 2022. Cette augmentation est, en proportion, plus importante pour les clients des tranches d'effacement élevées que pour les clients des tranches plus basses. Les coûts de la tranche d'effacement de 0 à 200 kW sont ceux qui ont subi l'augmentation la plus faible avec une croissance d'un peu plus de cinquante pour cent.

44. Il est à noter que les coûts présentés dans les rapports de Technosim ne représentent que les coûts directs de l'effacement en pointe, à l'exclusion des coûts indirects et des contraintes et inconvénients découlant de la participation à l'OGA.

- [Pièce B-0050](#), p 10 (note 21)
- [R-4041-2018ph2; Pièce B-0085](#), p. 6-8.

45. Compte tenu de l'augmentation importante des coûts entre 2020 et 2022, et du besoin d'attirer de nouveaux clients pour accroître la contribution en puissance de l'OGA, une augmentation des appuis financiers versés aux participants de l'OGA à 76 \$/kW reflète adéquatement l'accroissement des coûts encouru par les participants ces dernières années.

#### Critère 6 : Continuité tarifaire

46. Finalement, la Régie enseigne que les montants des appuis financiers versés dans le cadre du programme GDP doivent être fixés de manière à préserver une



certaine cohérence entre les divers programmes et options tarifaires d'Hydro-Québec.

➤ [D-2019-164](#), par 237 et 271

47. Plus précisément, la Régie suggère qu'il devrait y avoir une certaine continuité entre le montant des appuis versé aux participants à la strate 4 (c.-à-d. les appuis financiers les plus faibles), et les appuis financiers versés aux clients de l'Option électricité interruptible (« OÉI ») pour le nombre d'heures maximal d'effacement (c.-à-d. les crédits les plus élevés).

➤ [D-2019-164](#), par. 238 et 271 et 272.

48. Le banc qui a rendu la décision D-2019-164 a toutefois eu l'occasion de constater par la suite :

« [l]es difficultés rencontrées dans l'examen comparatif des différentes caractéristiques et autres modalités d'application des différentes options tarifaires et des autres outils de gestion de la demande » et « l'absence de jalons ou standards pour isoler les critères significatifs et utiles à sa décision, tant aux fins d'optimiser l'appui financier que dans la perspective plus large de comparer les diverses modalités d'application de chaque moyen »

➤ [D-2021-100](#), par. 129 (Annulée en contrôle judiciaire pour d'autres motifs)  
**[ONGLET 6]**

49. Cette décision a par la suite été annulée en contrôle judiciaire, mais elle illustre bien les difficultés inhérentes à une comparaison de deux programmes ou option tarifaires différents.

50. Il est notamment difficile de comparer l'OGA, dont l'appui financier moyen par kW effacé décroît à mesure que le nombre de kW effacé augmente avec l'OÉI dont le crédit par kW effacé augmente avec le nombre d'heures d'effacement.

51. Par ailleurs, les clients souscrivant à l'OÉI peuvent présentement recevoir jusqu'à 44,275 \$/kW, mais Hydro-Québec entend bonifier prochainement ce crédit. Le montant auquel s'élèvera cette bonification est actuellement inconnu, ce qui rend difficile une comparaison entre l'OÉI et les strates de l'OGA.

➤ [B-0050](#), p. 11.

#### **IV. Dégressivité des coûts**

52. La décision 2019-164 a retenu la solution d'un appui financier dégressif en grande partie en raison du fait qu'une telle structure permet de tenir compte des

« économies d'échelle potentielles » que réaliseraient les clients s'effaçant pour plus de kW.

- [D-2019-164](#), par. 257, 271.

53. Or, la Régie a déjà eu l'occasion de remarquer dans une décision annulée en contrôle judiciaire, mais pas sur ce point, que l'étude de Technosim en 2020 ne permet pas de démontrer une forte dégressivité des coûts et ne « ne permet pas de soutenir une proposition de dégressivité aussi prononcée que celle explorée à titre d'hypothèse lors de la phase 1 du [dossier R-2021-2018] ». Le Tableau 3 ci-dessus permet de constater que la situation n'a pas changé.

- [D-2021-100](#), par. 113 (Annulée en contrôle judiciaire pour d'autres motifs).  
**[ONGLET 6]**

54. En conséquence, la Régie avait décidé que la dégressivité des appuis financiers devait être moins accentuée que la décision D-2019-164 ne l'indiquait.

- [D-2021-100](#), par. 115 (Annulée en contrôle judiciaire pour d'autres motifs).

55. Ce raisonnement demeure persuasif. Il serait difficile de justifier un appui financier par kW effacé diminuant plus rapidement que les coûts associés à cet effacement.

56. Une telle mesure risque d'avoir pour effet de plafonner artificiellement les effacements de clients individuels, d'autant plus que, selon certains participants, les coûts et l'effort requis pour effacer davantage de kW sont croissants.

- [B-0050](#), p. 11.

57. En fait, une trop grande dégressivité des coûts risque de priver Hydro-Québec de l'effacement associé à ces strates. Cet effacement pourrait être significatif dans les années à venir. Le ROEE note qu'un seul client inscrit au tarif LG a dégagé à lui seul 25 MW dans le cadre de la GDP lors de l'hiver 2022-2023, soit près de la moitié de la puissance dégagée par l'ensemble de la strate 1 durant ce même hiver.

- [Pièce B-0026](#), p. 4

58. La forte dégressivité des coûts du programme GDP constitue d'ailleurs l'un des irritants identifiés par les participants au programme GDP.

- [Pièce A-0028](#), p. 199, ligne 17.

59. Qui plus est, il est avantageux, tant pour Hydro-Québec que pour sa clientèle en général, que les effacements obtenus au moyen de l'OGA proviennent d'un petit nombre de grands clients plutôt que d'un grand nombre de petits clients. En effet, le traitement d'un grand nombre d'abonnements (moins de cinquante pour la strate

supérieure contre plus de mille pour les strates inférieures) entraîne des coûts supplémentaires liés à la vérification des abonnements, et accroît donc le prix du kW effacé.

- [Pièce B-0042](#), p. 3, (Question 1.1)
- [Pièce B-0039](#), p. 5 (Question 2.1) (45 minutes de temps de traitement par participant)
- [Pièce B-0050](#), p. 12 et 13 (Tableaux et 4)

60. Bref, les effacements attribuables à un grand nombre de petits clients entraînent des économies plus faibles par kW effacé que les effacements attribuables à un petit nombre de grands clients.

61. Par ailleurs, la dégressivité des appuis financiers versés en vertu de l'OGA est difficilement conciliable avec les caractéristiques des autres programmes d'effacement de la puissance à la pointe.

62. Ainsi, la somme par kW effacé versée aux participants de l'Option I de l'OÉI augmente avec le nombre d'heures d'interruption et, en conséquence, avec le nombre de kW effacés.

- Hydro-Québec, [Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2023](#), p. 69 et 70 et 124-126. [ONGLET 7]

63. Similairement, les compensations versées en vertu du programme de crédit hivernal sont stables.

- Hydro-Québec, [Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2023](#), p. 36 et 48.

64. Enfin, l'OGA offre une compensation aux clients participants en échange d'une « renonciation temporaire et partielle à la pleine quantité d'électricité qu'ils ont le droit de recevoir du Distributeur, en vertu de leur abonnement ». Il s'agit d'un tarif.

- [D-2022-062](#), par. 286 et 287.

65. Cela invite la comparaison avec les tarifs dynamiques Flex D, Flex G, Flex M, Flex G9. Ces tarifs ont en commun une structure tarifaire prévoyant un prix avantageux pour les kWh consommés hors des événements de pointe et un prix punitif pour les kWh consommés durant la pointe. Comme l'OGA il s'agit de récompenser, ici par des tarifs généralement avantageux, les clients qui acceptent de s'effacer à la pointe. Or, les taux avantageux et le taux punitifs de tous les tarifs Flex, à l'exception du tarif Flex D, sont stables et ne varient pas en fonction du nombre de kW effacés. En d'autres termes, la récompense versée aux participants n'est pas dégressive.

- Hydro-Québec, [Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2023](#), p. 39, 51, 78-79, 83.

#### IV. Aide financière aux participants utilisant un moyen de déplacement des charges

66. Déjà, en 2019, la Cour suprême décrivait les conséquences qu'aurait le réchauffement climatique sur le Canada :

[9] Par suite du réchauffement actuel de 1,0°C, le monde connaît déjà des conditions météorologiques extrêmes, une élévation du niveau des océans et une diminution de la glace de mer arctique. Si le réchauffement devait atteindre ou dépasser 1,5°C, le monde pourrait connaître des conséquences encore plus extrêmes, y compris une poursuite de l'élévation du niveau des océans et de la perte de la glace de mer dans l'Arctique, la disparition de 70 pour 100 ou plus de l'ensemble des récifs coralliens, la fonte du pergélisol, la fragilisation des écosystèmes et des répercussions négatives sur la santé humaine, notamment la morbidité et la mortalité liées à la chaleur et à l'ozone.

[10] Au Canada, les effets des changements climatiques sont et seront particulièrement graves et dévastateurs. De fait, les températures ont augmenté ici de 1,7°C depuis 1948, soit à peu près le double de l'augmentation moyenne observée à l'échelle mondiale, et elles devraient continuer de grimper à un rythme encore plus rapide. On s'attend aussi à ce que le Canada continue d'être touché par des phénomènes météorologiques extrêmes tels des inondations et des feux de forêt, des changements dans les niveaux des précipitations, la dégradation des sols et des ressources en eau, des vagues de chaleur plus fréquentes et plus sévères, l'élévation du niveau des océans et une propagation plus large de maladies à transmission vectorielle potentiellement mortelles telles que la maladie de Lyme et le virus du Nil occidental.

- [Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre](#), 2021 CSC 11, par. 9 et 10 [ONGLET 8].

67. Comme nous le savons tous, le 6 septembre 2023, António Guterres, Secrétaire général des Nations Unies, annonçait sobrement, en anglais, que « **l'effondrement climatique a commencé** ».

- Nation unies, [Climate Breakdown Has Begun with Hottest Summer on Record, Secretary-General Warns, Calling on Leaders to 'Turn Up the Heat Now' for Climate Solutions](#), SG/SM/21926, 6 septembre 2023 [ONGLET 9].

68. Dans un autre communiqué daté du même jour, M. Guterres ajoutait :

« Nous pouvons encore limiter l'augmentation de la température mondiale à 1,5 degré Celsius si nous accélérons immédiatement et dans d'énormes proportions l'action climatique. Pour y parvenir, j'ai proposé un Pacte de solidarité climatique et un Programme d'accélération. J'invite tous les dirigeants à collaborer à leur mise en œuvre, notamment en appuyant l'Amendement de Kigali au Protocole de Montréal et en limitant les hydrofluorocarbones, qui réchauffent la planète.

La ratification et la mise en œuvre complètes de l'Amendement de Kigali pourraient permettre d'éviter un réchauffement de 0,5 degré Celsius d'ici à 2100. En combinant l'abandon des gaz qui réchauffent la planète à des gains d'efficacité énergétique liés aux équipements de refroidissement, on pourrait même doubler ce chiffre. »

- Nations unies, [Limiter l'augmentation de la température mondiale à 1,5 degré Celsius est possible avec une action climatique accélérée et ambitieuse, affirme le Secrétaire général](#), SG/SM/21927, 6 septembre 2023. (Nous soulignons) [ONGLET 10]

69. Outre la menace existentielle que représente la crise climatique, il est plus que probable que le prix de la pollution liée au diesel augmentera à mesure que les plafonds d'émission édictés en vertu des Systèmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (« **SPEDE** ») seront abaissés (de 55,26 millions unités d'émission en 2021 à 44,14 millions d'unités en 2030).

- [Décret 116-2017](#), *Gazette officielle du Québec, partie 2*, no 48, 27 novembre 2017, p. 5403 [ONGLET 11].
- [Pièce C-ROEE-0015](#), Ministère de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques, *Historique du prix des unités d'émission aux enchères du Québec et de la Californie*, 23 août 2023.

70. En vertu de l'article 5 de la LRÉ, la Régie de l'énergie est tenue d'adopter une perspective de développement durable lorsqu'elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques, notamment lorsqu'elle étudie les méthodes de gestion de la pointe d'Hydro-Québec.

71. En réponse à la DRR du ROEE, Hydro-Québec confirmait laconiquement que la majorité des réductions de consommation d'électricité résultaient du recours aux combustibles fossiles.

- [Pièce B-0044](#), p. 4

72. Pourtant, dans la décision D-2019-164, la Régie indiquait que :

« à l’instar de plusieurs intervenants, elle estime qu’il est souhaitable que le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l’utilisation systématique des groupes électrogènes dans le cadre du Programme »

➤ [D-2019-164](#), par. 277. [Nous soulignons]

73. En réponse à cette demande de la Régie, Hydro-Québec indique simplement dans sa preuve que :

« [e]u égard à l’importance, aux fins de la participation des clients, de l’utilisation de chaudières à combustible et de groupes électrogènes, le Distributeur réitère que leur utilisation sans restriction doit demeurer permise pour permettre aux clients de livrer les MW attendus à l’OGA. »

➤ [Pièce B-0050](#), p. 31

74. Cette nonchalance est tout à fait inacceptable dans le contexte d’effondrement climatique que nous vivons présentement. Le respect des instructions de la Régie de l’énergie n’est par ailleurs pas optionnel.

75. Le ROÉÉ qu’Hydro-Québec est en mesure d’envisager “dès maintenant” une alternative à leur utilisation. Ce n’est qu’à cette condition que les combustibles fossiles cesseront un jour d’être indispensables.

76. Certaines juridictions étrangères ont déjà une longueur d’avance à cet égard. Ainsi, la Public Services Commission de l’État de New York a interdit l’usage du diesel et de générateurs fonctionnant aux énergies fossiles dans certains de ses programmes de gestion de la pointe (*Programme d’Auto Dynamic Load Management (Auto-DLM)* et de *Term Dynamic Load Management (Term DLM)*).

➤ *Case 18-E-0130, Order Establishing Term-Dynamic Load Management and Auto-Dynamic Load Management Program Procurements and Associated Cost-Recovery*, State of New York Public Services Commission, 17 septembre 2020, p. 14 et 15. **[ONGLET 12]**

77. De plus, la Commission s’est fixée pour cible le déploiement de 1500 MW de stockage d’énergie pour 2025. Elle a mis en place des mesures pour rendre le *Dynamic Load Management* de l’État de New York plus attractif aux yeux des clients utilisant des technologies de stockage d’énergie.

➤ *Case 18-E-0130, Order Establishing Energy Storage Goal and Deployment Policy*, State of New York Public Services Commission, 13 December 2018, p. 12. **[ONGLET 13]**

78. Ces mesures incluent des assurances d’une compensation sur plus de trois ans, par opposition à un appui financier basé sur la performance annuelle. En effet,

l'appui annualisé encourage des solutions à court terme et impliquant de faibles investissements en capital (c.-à-d. l'achat de combustibles fossiles) alors qu'une compensation échelonnée sur le long terme justifie des investissements plus importants dans des sources d'énergie propres ou le stockage d'énergie.

- Case 18-E-0130, *Order Establishing Energy Storage Goal and Deployment Policy*, State of New York Public Services Commission, 13 décembre 2018, p. 32-33.
- Case 18-E-0130, *Order Establishing Term-Dynamic Load Management and Auto-Dynamic Load Management Program Procurements and Associated Cost-Recovery*, State of New York Public Services Commission, 17 septembre 2020, p. 2-3, 31-32.

79. De même, la Californie n'autorise pas l'usage du diesel, du gaz naturel, de la gazoline, du propane et du gaz de pétrole liquéfié pour la réduction de puissance dans le cadre de son *Demand Response Program*.

- California Public Utilities Commission, [Decision 16-09-056](#), (29 septembre 2016) p. 2 (Sommaire) 19, 20-21, 26-27, 28, 31, et 94. **[ONGLET 14]**

80. Le ROÉÉ note au passage que la prohibition édictée en Californie est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, soit un peu plus d'un an après que la décision édictant cette prohibition ait été rendue. La *California Public Utilities Commission* jugeait en effet que ce délai laissait « ample time » aux distributeurs pour mettre en œuvre la prohibition des énergies fossiles dans leur programme de gestion de la pointe.

- California Public Utilities Commission, [Decision 16-09-056](#), (29 septembre 2016) p. 25 et 33.

81. Les entreprises œuvrant dans le domaine de la distribution d'électricité semblent être en mesure de mettre en œuvre ces décisions.

- Voir par exemple, California Public Utilities Commission, [Decision 16-09-056](#), (29 septembre 2016), p. 37-38 et 40-42.

## V. Régionalisation des coûts

### Distinction entre tarifs de base et options tarifaires

82. Le rapport d'analyse produit par le ROÉÉ recommande la modulation de l'OGA afin que l'appui financier versé par Hydro-Québec soit modulé en fonction des coûts évités dans chaque région du Québec.

83. La Régie pourrait adopter cette recommandation sans contrevenir à l'alinéa 3 de l'article 52.1 LRÉ, qui s'applique différemment aux tarifs de base d'une part et aux options tarifaires et tarifs dynamiques d'autre part.



84. Par « tarif de base », le ROÉÉ entend un tarif par lequel un client paie pour obtenir de l'énergie et de la puissance. Le coût par kW et par kWh peut varier en fonction de la consommation du client. Ce barème peut varier avec les saisons, mais est généralement insensible à toute considération autre que la consommation du client. Notamment, le prix de l'électricité dans un tarif de base n'augmente pas à la pointe. Les tarifs D, DM, DP, G, G9, M et LG sont des exemples de tarifs de base.
85. Une option tarifaire, comme l'OGA, n'a pas pour objet la fourniture d'énergie ou de puissance à un client. La raison d'être de ces options (et des tarifs dynamiques qui servent des objectifs similaires) est d'accroître la fiabilité du réseau et de permettre à Hydro-Québec de réaliser des économies en limitant ses coûts de fourniture à la pointe. Pour ce faire, l'OGA offre une compensation aux clients participants en échange d'une « renonciation temporaire et partielle à la pleine quantité d'électricité qu'ils ont le droit de recevoir du Distributeur, en vertu de leur abonnement ».
- [D-2022-062](#), par. 286 et 287.
  - Décret 706-2023 ([Pièce B-0016](#))
86. Un tarif dynamique combine la fourniture d'électricité propre à un tarif de base avec les incitatifs propres aux options tarifaires.
87. En cette époque qui est la nôtre, une adhésion à l'un des tarifs de base d'Hydro-Québec est une quasi-nécessité. L'adhésion à une option tarifaire comme l'OGA ou à un tarif dynamique demeure, malgré ses avantages pour le client, optionnelle.
88. C'est dans ce contexte que l'alinéa 3 de l'article 52.1 LRÉ doit être abordé. L'objectif de cette disposition en est avant tout un d'équité envers les consommateurs québécois, actionnaires d'Hydro-Québec. Plus spécifiquement, l'uniformité des tarifs était fortement associée au maintien de tarifs d'électricité bas lors des débats parlementaires.
89. Ainsi, s'exprimant devant l'Assemblée nationale, le ministre Jacques Brassard, responsable du *Projet de loi 116, future Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, dont l'article 15 insérait l'article 52.1 dans la LRÉ déclarait :

Bien, ce pacte social, il tient toujours, il est toujours présent. Il a toujours été maintenu par tous les gouvernements qui se sont succédé et il tient à trois éléments. Je les rappelle, parce que c'est important. D'abord, des tarifs uniformes sur l'ensemble du territoire québécois. Aujourd'hui, ça nous paraît banal; ce n'était pas le cas avant 1962. Vous vous promeniez à travers le Québec, il y avait des tarifs très inégaux. Il y en avait de très élevés dans certaines régions. Là, maintenant, les tarifs sont uniformes depuis 1962 sur l'ensemble du territoire québécois, où que vous soyez.



[Nous soulignons]

- Assemblée nationale, *Journal des débats*, 36<sup>ème</sup> leg, 1<sup>ère</sup> sess, 26 mai 2000, No 113, p. 6250. **[ONGLET 15]**

Premièrement, nous voulons préserver le pacte social issu de la nationalisation de l'électricité, suite à une campagne électorale qu'on peut qualifier de référendaire, en 1962. Donc, préserver le pacte social issu de cet événement majeur dans l'histoire moderne du Québec, qu'est la nationalisation de l'électricité, parce que ce pacte est un acquis qui favorise les 7 millions d'actionnaires d'Hydro-Québec, actionnaires qui ont le droit de retirer tous les bénéfices de leurs investissements, c'est-à-dire des tarifs bas, des tarifs stables et des tarifs uniformes sur l'ensemble du territoire, et de profiter aussi en même temps des nouvelles occasions d'affaires qui s'offrent à eux.

[Nous soulignons]

- Assemblée nationale, *Journal des débats : Commission permanente de l'économie et du travail*, 36<sup>ème</sup> leg, 1<sup>ère</sup> sess, 7 juin 2000, No 68. p. 6-7. **[ONGLET 16]**

90. Ces préoccupations ne semblent pas concerner directement les options tarifaires qui, bien qu'elles bénéficient particulièrement à leurs adhérents, contribuent à alléger la facture de la clientèle dans son ensemble.

91. De plus, l'obligation de desservir d'Hydro-Québec n'est applicable qu'aux tarifs de base. Lorsqu'elle offre l'OGA, l'OÉI, les tarifs Flex, les options de crédit hivernal, Hydro-Québec a la faculté d'accepter ou de refuser la demande d'un client de participer. Il ne s'agit après tout pas de « distribution d'électricité. »

- [Pièce B-0033](#), art 4,75 al. 2.
- Hydro-Québec, [Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2023](#). 36, 39, 48, 51, 68, 123-124.

92. Il s'agit là d'un indice du caractère moins « essentiel » des options tarifaires et des tarifs dynamiques.

93. Qui plus est, l'existence même de l'OGA constitue une dérogation au principe de l'uniformité des tarifs pour les clients d'une même catégorie. Du fait de leur participation à cette option tarifaire, les clients d'Hydro-Québec se voient appliquer un tarif qui est dans les faits différent de celui des autres clients appartenant à leur catégorie, lesquels n'ont possiblement pas la possibilité technique de s'effacer à la pointe. Encore une fois, on peut voir là un signe que l'OGA n'existe pas au cœur du principe de l'uniformité des tarifs.

94. Les préoccupations du législateur, impérieuses dans le cas des incontournables tarifs de base, justifient une lecture stricte de l'alinéa 3 de l'article 52.1 lorsqu'il s'agit de ces tarifs. Une uniformité de type timbre-poste est alors de rigueur. La situation est toutefois différente lorsqu'il est question d'options tarifaires auxquelles personne n'est obligé de souscrire. La prescription de l'alinéa 3 de l'article 52.1 peut alors être lue de manière plus flexible dans la mesure où :

- a) L'adhésion à une option tarifaire demeure optionnelle;
- b) Il demeure des tarifs de base sur lesquels le consommateur insatisfait des options tarifaires et des tarifs dynamiques peut se rabattre; et
- c) L'existence d'options tarifaires et de tarification dynamique à pour effet de réduire les tarifs de l'ensemble de la clientèle d'Hydro-Québec.

### **Application de l'article 52.1 aux options tarifaires**

95. Tout d'abord, il est important de considérer ce qu'est un tarif. Un tarif n'est pas nécessairement un prix chiffré, il peut tout aussi bien s'agir d'un barème permettant de fixer un prix.

96. En effet, si un tarif devait se limiter à une liste de prix, la structure dégressive de l'OGA et la structure progressive de l'OÉI seraient contraires à l'alinéa 3 de l'article 52.1, puisque des consommateurs appartenant possiblement à la même catégorie se verraient appliquer des « tarifs » différents selon leur quantité de kW effacés dans un cas et leur nombre d'heures d'effacement dans l'autre.

- Hydro-Québec, [Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2023](#), p. 69-70.

97. Évidemment, dans le cas de l'OGA et de l'OÉI, les variations de prix seront attribuables à des facteurs généralement (mais pas toujours) sous le contrôle des participants. Cette caractéristique n'est cependant pas essentielle. Par exemple, la structure du tarif DT permet au prix de l'électricité de varier entre 4,678 ¢/kWh et 27,352 ¢/kWh en fonction de la température, une variable sur laquelle les participants n'ont aucun contrôle. Deux clients différents situés à Saguenay et à Montréal pourraient ainsi se voir facturer à deux taux différents.

- Hydro-Québec, [Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2023](#), p. 24.

98. Advenant que la Régie retienne la suggestion du ROÉÉ de régionaliser les appuis financiers versés sous l'OGA, ce tarif continuerait d'être uniforme à travers la province, mais son application serait différenciée afin de mieux répondre aux conditions qui prévalent dans chaque région. Tous les participants à l'OGA se verraient ainsi assujettis aux mêmes règles; c'est en vertu de ces règles même que la somme versée pour chaque kW effacé serait susceptible de varier.

99. Dans tous ces cas, le point déterminant est que le tarif *qua* barème permettant de fixer un prix est uniforme à travers les provinces. La nature dégressive des appuis

financiers versés en vertu de l'OGA, par exemple, varie de la même façon pour tous les clients.

100. De même, une OGA régionalisée serait structurée de manière à ce que l'appui financier versé aux participants varie en fonction de critères qui seraient uniformes dans toutes les provinces et reflèterait la valeur réelle de l'électricité effacée.

101. Un système de cette nature a été retenu dans l'État de New York où la *Public Services Commission* a ordonné aux distributeurs d'électricité d'offrir leur programme de *demand response* sur l'ensemble de leurs réseaux respectifs tout en leur permettant de varier le prix des appuis financiers pour refléter la valeur de l'électricité effacée dans chaque secteur.

- Case 18-E-0130, *Order Establishing Term-Dynamic Load Management and Auto-Dynamic Load Management Program Procurements and Associated Cost-Recovery*, State of New York Public Services Commission, 17 septembre 2020, p. 20.

102. La régionalisation des appuis financiers serait dans l'intérêt public puisqu'elle permettrait d'optimiser les appuis financiers octroyés en favorisant le meilleur effacement au meilleur prix.

103. En effet, cette approche est notamment nécessaire pour tenir compte des coûts évités en transport et en distribution de l'électricité effacée dans diverses régions. En l'absence de preuve, ces coûts ne peuvent être évalués à l'heure actuelle, mais il est indéniable qu'ils existent.

104. L'article 48 de la LRÉ permet cependant à la Régie de demander à Hydro-Québec de combler cette lacune et de lui fournir des informations nécessaires (alinéa 2) et une proposition d'offre tarifaire régionalisée (alinéa 3) au début de son prochain dossier en 2025.

105. Pour les motifs exposés ci-dessus, le ROÉÉ recommande à la Régie de :

Fixer l'appui moyen versé aux participants à l'OGA à 76 \$/kW suivant les recommandations du ROÉÉ;

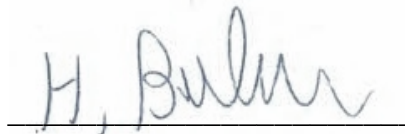
Ordonner à Hydro-Québec de proposer lors de son prochain dossier des modifications au tarif OGA et ses conditions de mise en œuvre afin de répondre aux besoins en puissance d'Hydro-Québec; et

Ordonner à Hydro-Québec de déposer lors de son prochain dossier tarifaire une preuve sur les coûts évités de transport et de distribution attribuables à l'OGA relativement à diverses régions, dans une optique de régionalisation des appuis financiers.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS,

Montréal, le 21 septembre 2023

**FRANKLIN GERTLER ÉTUDE LÉGALE**

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "H. Burlone", is positioned above a horizontal line.

Par : Hadrien Burlone, avocat

Aldred Building  
507 Place d'Armes, bureau 1701  
Montréal, Québec H2Y 2W8  
t (514) 798-1988  
f (514) 798-1986  
[hburlone@gertlerlex.ca](mailto:hburlone@gertlerlex.ca)

## ANNEXE 1 : Moyenne des coûts récurrents 2020

Secteur	Effacement (kW)	Tranche	Coût récurrent (\$)	Moyenne par tranche
Commercial, < 200, Tarif M	119	1	2,47	
Commercial, < 200, Tarif M	137	1	47,45	
Industriel, <200 kW, Tarif Mixte	154	1	0	
Institutionnel, < 200, Tarif M	173	1	0,95	
Industriel, <200 kW, Tarif M	195	1	10,16	12,21
Commercial, < 400, Tarif M	214	2	10,51	
Industriel, <400 kW, Tarif Mixte	228	2	8,17	
Commercial, < 400, Tarif M #4	259	2	15,89	
Institutionnel, <400 kW, Tarif mixte	289	2	10,76	
Commercial, < 400, Tarif M	289	2	15,09	
Institutionnel, <400 kW, Tarif M	290	2	8,17	
Commercial, < 400, Tarif M	304	2	33,84	
Industriel, <400 kW	309	2	0	
Commercial, < 400, Tarif M	311	2	9,65	
Industriel, <400 kW, Tarif M	348	2	9,61	
Commercial, < 400, Tarif M	394	2	3,01	11,34
Commercial, < 400, Tarif Mixte	438	3	11,59	
Industriel, <600 kW, Tarif M	440	3	0	
Institutionnel, < 600, Tarif Mixte	450	3	2,47	
Commercial, < 600, Tarif M	472	3	10,95	
Commercial, < 400, Tarif M	561	3	0	5,00
Institutionnel, <800 kW, Tarif M	648	4	6,5	
Industriel, <800 kW, Tarif M	667	4	0	
Commercial, < 800, Tarif M #1	680	4	8,17	
Institutionnel, <1000 kW, Tarif M	926	4	5,17	4,96
Institutionnel, <1200 kW, Tarif Mixte 1021 \$ 8.03 \$ - \$ 8.03	1021	5	8,03	
Institutionnel, < 1400, Tarif M	1204	5	7,09	
Commercial, < 600, Tarif Mixte	1309	5	0	
Commercial, < 1600, Tarif M	1470	5	2,47	
Institutionnel, < 1600, Tarif M	1572	5	3,58	
Commercial	2012	5	6,71	
Institutionnel, 2588, Tarif M	2588	5	2,85	
Commercial, 3378, Tarif LG	3378	5	0,95	
Institutionnel, 4057, Tarif LG	4057	5	8,17	
Commercial, 4200, Tarif LG	4916	5	8,14	
Institutionnel	4920	5	7,52	
Institutionnel, 5279, Tarif LG	5279	5	9,4	5,41