

**OFFRE DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE
- CLIENTÈLE AFFAIRES -**

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	5
2.	CONTEXTE DE LA DEMANDE.....	5
3.	NÉCESSITÉ DE LA GDP DE LA CLIENTÈLE AFFAIRES POUR L'ÉQUILIBRE DU BILAN DE PUISSANCE.....	7
4.	PROPOSITION TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR	8
4.1.	Ajustement de l'appui financier moyen à 66 \$/kW	9
4.2.	Ajustements à la structure dégressive de rémunération	12
4.3.	Établissement du seuil d'admissibilité à 10 kW.....	15
4.4.	Autres modalités tarifaires	17
5.	ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE	17
5.1.	Principales hypothèses.....	17
5.2.	Analyse économique	19
5.3.	Analyses de sensibilité	20
5.4.	Analyse financière	21
6.	SITUATION DES ADHÉRENTS À LA GDP AFFAIRES LORS DES HIVERS 2020-2021 ET 2021-2022.....	21
7.	CONCLUSION	23

ANNEXE A : SUIVIS DE LA DÉCISION D-2019-164

ANNEXE B-1 : RAPPORT DE TECHNOSIM (2023)

ANNEXE B-2 : RAPPORT DE TECHNOSIM PORTANT SUR UNE MISE À JOUR DES COÛTS DE L'AUDIT DE 2020

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Résultats de la GDP Affaires pour l'hiver 2021-2022 et prévisions pour l'hiver 2022-2023	8
Tableau 2 : Comparaison des principales modalités de la GDP Affaires en vigueur à l'hiver 2022-2023 à celles proposées de l'OGA	9
Tableau 3 : Répartition des abonnements et des effacements réels par niveaux de réduction de puissance - Hiver 2021-2022.....	12
Tableau 4 : Répartition des abonnements et des effacements réels par niveaux de réduction de puissance - Hiver 2021-2022.....	13
Tableau 5 : Définition des strates de réduction de puissance retenues - Hiver 2021-2022..	14
Tableau 6 : Appui financier dégressif en fonction des strates de réduction de puissance retenues pour l'OGA.....	15
Tableau 7 : Distribution du nombre d'abonnements selon leur effacement à la GDP Affaires - Hiver 2021-2022	16
Tableau 8 : Contribution des abonnements selon leur effacement à la GDP Affaires - Hiver 2021-2022.....	16
Tableau 9 : Principaux paramètres.....	18
Tableau 10 : Coûts évités horaires utilisés aux fins de l'analyse	19
Tableau 11 : Analyse économique	20
Tableau 12 : Analyse de sensibilité	21
Tableau 13 : Données relatives aux adhésions à la GDP Affaires - Hivers 2020-2021 et 2021-2022	22
Tableau A1 : Répartition des abonnements selon le nombre de courbes de référence requises - Hiver 2021-2022	28
Tableau A2 : Répartition des abonnements selon qu'ils soient prévisibles ou non-prévisibles - Hiver 2021-2022.....	29
Tableau A3 : Comparaison des MW d'effacement planifiés et réels	32

1. INTRODUCTION

1 Conformément à la décision D-2022-125¹ de la Régie de l'énergie (la « Régie »), Hydro-
2 Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») dépose sa demande
3 d'autorisation d'une nouvelle Option tarifaire de Gestion de la demande de puissance pour sa
4 clientèle Affaires (l' « OGA »). Cette demande donne suite aux préoccupations économiques,
5 sociales et environnementales du gouvernement du Québec (le « Gouvernement ») énoncées
6 au décret 706-2023 (le « Décret »)².

7 Dans les prochaines sections, le Distributeur décrit le contexte de la demande, souligne la
8 nécessité de la contribution de la gestion de la demande de puissance (la « GDP ») de la
9 clientèle Affaires (la « GDP Affaires »)³ à l'équilibre de son bilan de puissance et présente les
10 modalités de l'offre tarifaire proposée pour application à compter de l'hiver 2023-2024.

2. CONTEXTE DE LA DEMANDE

11 Dans son jugement du 4 octobre 2022 (le « Jugement »)⁴, la Cour supérieure annulait les
12 décisions rendues par la Régie fixant un tarif de GDP pour la clientèle Affaires du Distributeur⁵.

13 La décision D-2019-164 de la Régie émise le 2 décembre 2019 et qui portait notamment sur
14 la nature juridique de l'offre, soit que la GDP Affaires est une offre tarifaire optionnelle
15 (« décision de qualification »)⁶ et non un programme d'efficacité énergétique comme le
16 Distributeur le qualifiait, n'était toutefois pas visée par le pourvoi en Cour supérieure et
17 demeure.

18 Dans son Jugement, la Cour supérieure indique la marche à suivre quant au futur de la GDP
19 Affaires :

20 [196] Quant au futur de la GDP, une seule voie s'ouvre à Hydro-Québec si elle
21 veut la poursuivre, elle doit se plier à la nouvelle disposition permettant à la
22 Régie de fixer un tarif avant avril 2025 en demandant à la Régie de le fixer, en
23 présentant un rapport au gouvernement qui démontre la nécessité de ce faire,
24 lequel pourra adopter un décret en ce sens.

1 ¹ [D-2022-125](#), paragraphe 30.

2 ² Pièce HQD-3, document 2.

3 ³ Terme générique à distinguer des offres de GDP Affaires en vigueur depuis la conversion du programme GDP Affaires (le « Programme ») en option tarifaire, soit :

- le Tarif Provisoire pour l'hiver 2020-2021, fixé en vertu de la décision D-2020-120 et reprenant les mêmes modalités que celles du Programme alors en vigueur ; et
- le Tarif GDP pour les hivers 2021-2022 et 2022-2023, option tarifaire dont les modalités ont été fixées pour l'hiver 2021-2022 en vertu de la décision D-2021-141, selon les exigences de la D-2019-164, et qui ont été reconduites pour l'hiver 2022-2023 par la décision D-2022-125.

4 ⁴ *Régie de l'énergie c. Hydro-Québec*, [2022 QCCS 3728](#)

5 ⁵ Dossier R-4041-2018 Phase 2, décisions D-2020-095, D-2020-120, D-2021-100, D-2021-141 et D-2021-141R, à l'exception des conclusions de la décision D-2021-141 qui ont trait aux frais des intervenants.

6 ⁶ [D-2019-164](#), paragraphe 200.

1 Elle renvoie également le dossier devant la Régie pour que celle-ci détermine les suites à
2 donner à celui-ci et ce, à la lumière de ses larges pouvoirs.

3 C'est sur la base de ce renvoi de l'affaire à la Régie que le Distributeur a déposé de façon
4 urgente, le 21 octobre 2022, une demande d'ordonnance de sauvegarde afin de pouvoir
5 maintenir la GDP Affaires pour l'hiver 2022-2023.

6 Le 11 novembre 2022, la Régie⁷ :

- 7 • Accueillait la demande du Distributeur et prononçait une ordonnance de
8 sauvegarde pour l'hiver 2022-2023, laquelle reconduisait la GDP Affaires suivant
9 les mêmes modalités que celles applicables lors de l'hiver 2021-2022, incluant les
10 prix tels qu'indexés au 1^{er} avril 2022.
- 11 • Indiquait qu'elle entendait, en phase 2 du dossier, traiter de la situation des clients
12 ayant bénéficié de la GDP Affaires lors des hivers 2020-2021 et 2021-2022, et
13 entendait procéder à la fixation d'un nouveau tarif de GDP pour la clientèle Affaires
14 à la suite de l'émission d'un décret par le Gouvernement. Elle demandait au
15 Distributeur de lui transmettre la preuve nécessaire à cet égard au printemps 2023.

16 C'est dans ce contexte qu'Hydro-Québec dépose sa proposition de l'OGA visant à rendre au
17 Distributeur les services de GDP à compter de l'hiver 2023-2024. Cette proposition s'appuie
18 sur les demandes de la Régie dans sa décision D-2019-164 pour l'élaboration d'une telle
19 option tarifaire, notamment l'offre d'un appui financier dégressif en fonction de la taille de la
20 charge interrompue⁸, et reflète l'importance grandissante des moyens de GDP dans les bilans
21 de puissance du Distributeur, dont la GDP Affaires. Elle donne également suite aux
22 préoccupations économiques, sociales et environnementales du Gouvernement énoncées au
23 Décret en visant à assurer le potentiel d'effacement de la clientèle nécessaire à l'équilibre du
24 bilan de puissance du Distributeur.

25 Le Distributeur présente, à la section 6, la situation des clients ayant participé à la GDP Affaires
26 lors des hivers 2020-2021 et 2021-2022 et soumet qu'aucune action n'est requise à leur égard,
27 ceux-ci ayant été traités conformément aux modalités tarifaires qui étaient alors applicables.

28 De plus, à l'annexe A de la présente, le Distributeur fournit l'ensemble des autres informations
29 demandées par la Régie dans sa décision D-2019-164.

30 Enfin, le Distributeur dépose ses propositions de modifications, ainsi que ses justifications, à
31 apporter au texte des Tarifs pour l'OGA dans ses versions française et anglaise aux pièces
32 révisées HQD-3, document 3 et HQD-3, document 4 respectivement.

⁷ Décision [D-2022-125](#) rendue dans le cadre du dossier R-4208-2022- phase 1.

⁸ Décision [D-2019-164](#), paragraphe 272.

3. NÉCESSITÉ DE LA GDP DE LA CLIENTÈLE AFFAIRES POUR L'ÉQUILIBRE DU BILAN DE PUISSANCE

1 Pour assurer l'équilibre de son bilan de puissance, le Distributeur dispose d'un portefeuille
2 varié de moyens. Ainsi, au-delà de la contribution en puissance de l'électricité patrimoniale,
3 des contrats de long terme et des achats sur les marchés de court terme, le Distributeur mise
4 sur des moyens de GDP pour répondre aux besoins québécois en période de pointe. Par le
5 biais des moyens de GDP, une compensation financière est versée aux clients participants qui
6 acceptent de réduire leur consommation à la demande du Distributeur. Les moyens de GDP
7 sont adaptés pour les clientèles visées et regroupent notamment les options d'électricité
8 interruptible (clients industriels), les options de tarification dynamique (clients domestiques et
9 commerciaux), le service Hilo (clients résidentiels et commerciaux) et la GDP Affaires (clients
10 domestiques⁹, commerciaux et affaires).

11 Dans un contexte énergétique marqué par la transition énergétique et par une croissance
12 importante des besoins à la pointe, l'apport en puissance de la GDP de la clientèle Affaires est
13 crucial pour assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements du Distributeur. En effet,
14 dans le *Plan d'approvisionnement 2023-2032* (le « Plan ») déposé en novembre 2022 à la
15 Régie, la contribution en puissance de la GDP Affaires est de 425 MW pour l'hiver 2022-2023
16 (456 MW en incluant 32 MW associés à un projet pilote auprès de la clientèle industrielle de
17 grande puissance¹⁰) et devrait atteindre 741 MW (889 MW en incluant les 148 MW associés
18 au projet pilote) à l'horizon 2031-2032, ce qui représente environ 25 % de la contribution de
19 l'ensemble des interventions en GDP. Sans la contribution de la GDP Affaires, le bilan de
20 puissance serait déficitaire dès l'hiver 2023-2024¹¹.

21 Le Distributeur précise que le potentiel de la GDP Affaires au Plan a été évalué sur la base
22 des résultats d'effacement obtenus lors de l'hiver 2021-2022 en vertu des modalités de la GDP
23 Affaires alors en vigueur¹², et desquelles la présente proposition tarifaire du Distributeur
24 s'inspire largement, comme indiqué à la section 4.

25 Le Distributeur présente au tableau 1 les résultats de la GDP Affaires pour l'hiver 2021-2022
26 et, pour l'hiver 2022-2023¹³, les MW d'effacement prévus au Plan ainsi que ceux actualisés¹⁴
27 pour tenir compte des abonnements inscrits une fois la période d'adhésion pour l'hiver 2022-
28 2023 terminée¹⁵.

⁹ Abonnements aux tarifs DM ou DP uniquement.

¹⁰ La présente demande ne vise pas le projet pilote. Une éventuelle demande pour un tarif à cet égard s'inscrirait dans le cadre de la demande tarifaire du Distributeur pour l'année 2025-2026.

¹¹ Dossier R-4210-2022, pièce [HQD-2, document 3 révisé](#) (B-0020), tableau 3.3.

¹² *Supra*, note 3.

¹³ Les données réelles pour l'hiver 2022-2023 seront disponibles autour de la mi-mai et déposées en complément de preuve à ce moment.

¹⁴ MW d'effacement prévus aux fins du [suivi administratif](#) (annexe D) concernant les critères de fiabilité établis par la Régie, déposé le 6 décembre 2022 en vertu de la décision D-2022-062.

¹⁵ Période d'adhésion fermée tardivement, fin septembre 2022, pour maximiser la contribution au bilan.

**TABLEAU 1 :
RÉSULTATS DE LA GDP AFFAIRES POUR L'HIVER 2021-2022
ET PRÉVISIONS POUR L'HIVER 2022-2023**

	Hiver 2021-2022	Hiver 2022-2023*	
	Effacement réel	Effacement planifié ¹	Effacement actualisé ²
Nombre d'abonnements inscrits	3 109	3 109	3 385
Effacement	395 MW	395 MW*	415 MW*

* Excluant le projet pilote visant la clientèle industrielle de grande puissance.

¹ Dans la planification, un taux de perte de 7,4 % est ajouté à l'effacement brut de 395 MW, portant à 425 MW la valeur inscrite au bilan.

² Effacement ré-évalué en fonction des abonnements inscrits une fois la période d'adhésion fermée aux fins du suivi administratif concernant les critères de fiabilité établis par la Régie (D-2022-062) déposé le 6 décembre 2022. Un taux de perte de 7,4 % est ajouté à l'effacement brut de 415 MW, portant à 446 MW la valeur inscrite au bilan de puissance du Distributeur.

1 Le Distributeur présente l'effacement réel pour l'hiver 2021-2022 seulement et précise que les
2 effacements obtenus pour les hivers antérieurs se comparent difficilement, puisque les
3 modalités étaient différentes à plusieurs égards¹⁶.

4. PROPOSITION TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR

4 Contraint par un échéancier serré et les exigences fixées par la Régie dans sa décision
5 D-2019-164, la présente proposition tarifaire du Distributeur s'inspire largement des modalités
6 de la GDP Affaires en vigueur pour l'hiver 2022-2023 en vertu de l'ordonnance de sauvegarde
7 émise par la Régie¹⁷. Toutefois, le Distributeur propose un niveau moyen de rémunération
8 actualisé, comme expliqué plus en détail à la section 4.1, cela en toute cohérence avec
9 l'évolution de cette offre tarifaire suivant le cadre juridique en vigueur et dans le respect des
10 attentes des clients à cet égard. Outre une majoration du niveau moyen de rémunération, le
11 Distributeur propose également quelques ajustements qui visent à améliorer l'attractivité de
12 l'offre et l'expérience client dans le but d'accroître sa contribution au bilan de puissance du
13 Distributeur dès l'hiver 2023-2024, comme prévu au Plan. Le Distributeur présente, au
14 tableau 2, les principales modalités de la GDP Affaires en vigueur à l'hiver 2022-2023 et celles
15 proposées pour l'OGA. Les justifications supportant les ajustements proposés aux modalités
16 en vigueur à l'hiver 2022-2023 sont présentées aux sections suivantes.

¹⁶ Les résultats des hivers 2015-2016 à 2020-2021, inclusivement, reflètent l'effacement réalisé alors que les modalités du Programme s'appliquaient; ces modalités diffèrent de celles en vigueur lors de l'hiver 2021-2022 tant qu'aux critères d'admissibilité que de la rémunération versée.

¹⁷ *Supra*, note 3. Le détail des structures de prix, conditions d'admissibilité et modalités d'application de la GDP Affaires pour l'hiver 2022-2023 se retrouvent respectivement à la section 10 du chapitre 2, à la section 6 du chapitre 3, à la section 13 du chapitre 4 et à la section 8 du chapitre 6 des [Tarifs d'électricité](#) en vigueur le 1^{er} avril 2022.

TABLEAU 2 :
COMPARAISON DES PRINCIPALES MODALITÉS DE LA GDP AFFAIRES EN VIGUEUR À L'HIVER
2022-2023 À CELLES PROPOSÉES DE L'OGA

Modalités tarifaires	Articles visés du texte des Tarifs d'électricité (au 1 ^{er} avril 2022)	Modalités en vigueur à l'hiver 2022-2023	Modalités proposées de l'OGA	Sections traitant des ajustements proposés
Nombre maximal d'événements par jour	4.78	2	2	-
Délai minimal entre deux événements	4.78	7 heures	7 heures	-
Durée d'un événement : matin-soir (heures)	4.78	3 - 4	3 - 4	-
Durée maximale des événements par période d'hiver	4.78	100 heures	100 heures	-
Srates de réduction de puissance (en kilowatts)	4.80			3.2
- 1 ^{re} strate		15 - 199	10 - 100	
- 2 ^e strate		199 - 599	100 - 400	
- 3 ^e strate		599 - 1 199	400 - 1 200	
- 4 ^e strate		1 199 - 1 799	1 200 -	
- 5 ^e strate		1 799 -	s/o	
Crédit applicable par période d'hiver (en \$/kilowatts)*	4.80			3.2
- 1 ^{re} strate		66,690	75,000	
- 2 ^e strate		61,560	65,000	
- 3 ^e strate		56,430	60,000	
- 4 ^e strate		51,300	55,000	
- 5 ^e strate		46,170	s/o	
Seuil minimal de réduction de puissance effective	4.80	15 kilowatts	10 kilowatts	3.3

4.1. Ajustement de l'appui financier moyen à 66 \$/kW

1 D'emblée, le Distributeur souligne qu'afin d'intéresser les clients à la GDP Affaires, le niveau
2 d'appui financier ne peut se limiter au strict remboursement des coûts encourus par les clients
3 pour procéder à des réductions de puissance. Il doit être déterminé en considérant également
4 la rémunération requise pour compenser l'ensemble des inconvénients et risques subis par
5 les clients pour y participer, sans quoi celle-ci pourrait s'avérer sans attrait pour ces derniers.
6 De plus, compte tenu de l'importance des objectifs de réduction de puissance de ce moyen à
7 son bilan, le Distributeur doit être en mesure d'intéresser une variété de clients, y compris ceux
8 qui présentent des coûts d'effacement plus élevés. De fait, le prix d'équilibre visé est celui qui
9 permet une participation à hauteur des quantités recherchées par le Distributeur. C'est sur
10 cette base qu'a été établi l'appui moyen de 60 \$/kW offert à l'hiver 2021-2022. Le Distributeur
11 rappelle que cet appui financier est dérivé du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW appliqué
12 jusqu'à l'hiver 2020-2021¹⁸, duquel a été soustrait une approximation des coûts d'équipement
13 requis pour l'effacement afin de donner suite aux instructions de la Régie dans sa décision
14 D-2019-164¹⁹. L'appui financier ainsi établi à 60 \$/kW pour l'hiver 2021-2022 était aussi

¹⁸ *Supra*, note 3.

¹⁹ Décision [D-2019-164](#), paragraphe 268.

1 appuyé par un sondage réalisé en février 2021 par la firme Technosim et dont les résultats
2 faisaient état d'un seuil minimal moyen d'appui financier requis pour adhérer à une offre
3 tarifaire de GDP Affaires de 60 \$/kW pour les participants et de 97 \$/kW pour les non-
4 participants^{20, 21}.

5 Aux fins de la présente demande, Hydro-Québec a mandaté Technosim afin d'actualiser le
6 niveau d'appui financier minimal, exprimé en \$/kW d'effacement, jugé requis par la clientèle
7 pour adhérer à un éventuel nouveau tarif de GDP Affaires en sondant 30 clients ayant été
8 sélectionnés et contactés lors du sondage réalisé en 2021²². Les résultats du sondage
9 complété en janvier 2023, présentés à l'annexe B-1, indiquent que la valeur moyenne identifiée
10 par les clients participants est supérieure à celle obtenue en 2021, passant de 60 \$/kW à
11 76 \$/kW²³, alors que la moyenne provenant des clients non-participants passe à 96 \$/kW²⁴.
12 Également, la valeur minimale identifiée par les clients non-participants est maintenant
13 significativement plus élevée, soit 65 \$/kW par rapport à celle de 20 \$/kW identifiée lors du
14 1^{er} sondage²⁵.

15 À la lumière de ces résultats, le Distributeur soutient que l'appui financier moyen doit être
16 haussé à 66 \$/kW, soit la valeur de l'appui financier moyen obtenu par l'application, d'une part,
17 de l'indexation de 6,5 % appliquée aux crédits par strates de rémunération dont aurait
18 bénéficié l'ensemble des clients participants à la GDP Affaires à l'hiver 2023-2024, afin de
19 reproduire la mécanique d'indexation prévue à la *Loi sur Hydro-Québec* (« LHQ »)²⁶ et, d'autre
20 part, de l'actualisation du profil de participation de l'hiver 2021-2022 à la GDP Affaires, comme
21 indiqué à la section 4.2. À titre de comparaison, une simple indexation, au 1^{er} avril de chaque
22 année depuis le 1^{er} avril 2022, de la rémunération moyenne initiale de 60 \$/kW, plutôt que des
23 strates de rémunération comme prévu à la LHQ, aurait donné un crédit de 65,560 \$/kW²⁷. [...]

20 Dossier R-4041-2018 phase 2, pièce [HQD-6, document 5](#) (B-0094), tableaux 2 et 1 respectivement.

21 Un premier sondage avait également été réalisé par Technosim en novembre 2020 en réponse à une demande de la Régie dans sa décision D-2019-164 (paragraphe 270). Basé sur les informations transmises par un échantillon de participants au Programme lors de l'hiver 2019-2020, ce sondage a permis d'obtenir une indication des coûts directs récurrents encourus par les participants au Programme, mais ne captait toutefois pas les coûts indirects, contraintes ou inconvénients que ces derniers auraient pu encourir, non plus que l'ensemble des coûts des clients susceptibles de participer, mais qui se sont jusqu'à présent abstenus de le faire. Voir dossier R-4041-2018 phase 2, pièce [HQD-6, document 1](#) (B-0080), annexe A, et pièce [HQD-6, document 2](#), (B-0085), section 2. À la demande du Distributeur, Technosim a mis à jour en janvier 2023 les résultats de ce premier sondage afin d'actualiser les coûts de l'énergie utilisés en 2020 et le coût des équipements et main d'œuvre; la mise à jour est déposée à l'annexe B-2. Cette actualisation présente, notamment, une augmentation des coûts moyens liés à l'exploitation (combustibles fossiles, équipements et main-d'œuvre) depuis 2020.

22 L'échantillon utilisé est identique à celui du sondage de 2021 et inclut des clients participants à la GDP Affaires et des clients non-participants.

23 Annexe B-1, tableau 2.

24 Annexe B-1, tableau 1.

25 *Ibid*, note 24.

26 Ajustement tarifaire applicable au 1^{er} avril 2023 tel que prévu par la LHQ. Comme indiqué aux tableaux 7 et 8 de la section 4.3, environ 3 % des abonnements inscrits à la GDP Affaires à l'hiver 2021-2022 sont assujettis à une indexation plafonnée à 3 % au 1^{er} avril 2023 (tarifs DP et DM). Ces abonnements ont contribué à moins de 1 % de l'effacement total à l'hiver 2021-2022.

27 60 \$/kW x 1,026 (indexation au 1^{er} avril 2022) x 1,065 (indexation au 1^{er} avril 2023).

1 Enfin, le Distributeur souligne que cette valeur de 66 \$/kW est inférieure à la valeur moyenne
2 de 76 \$/kW identifiée par les clients participants, contenue au rapport de Technosim de janvier
3 2023.

4 Par ailleurs, les commentaires recueillis auprès des clients par les équipes du service et des
5 ventes à la clientèle affaires, à la suite du premier hiver d'application des modalités du Tarif
6 GDP, révèlent l'utilisation de génératrices à combustibles fossiles et la réduction ou le
7 déplacement de leurs activités opérationnelles comme principales mesures de réduction de
8 puissance. Les clients participants ont indiqué avoir rencontré plusieurs défis opérationnels et
9 financiers à participer à la GDP Affaires. En particulier, il y a la complexité de la gestion
10 manuelle des mesures de réduction d'appel de puissance lors des événements de pointe chez
11 les clients qui ne peuvent pas l'automatiser. D'ailleurs, les contraintes associées au marché
12 du travail, notamment l'accès à des ressources qualifiées, représentent aussi un défi chez les
13 clients qui doivent embaucher des firmes spécialisées pour les accompagner dû à un manque
14 d'expertise interne ou qui doivent assigner de la main-d'œuvre à la gestion des mesures.

15 D'un point de vue financier, certains clients ont soulevé l'inadéquation de la rémunération,
16 particulièrement la dégressivité des tranches de réduction de puissance compte tenu que le
17 coût et l'effort des mesures à mettre en place pour effacer davantage de kilowatts sont
18 croissants. Également, l'augmentation du prix des combustibles a exercé une forte pression
19 sur la rentabilité de l'opération pour ceux ayant utilisé une génératrice.

20 Compte tenu de ce qui précède et du caractère critique de la contribution de la GDP Affaires
21 au bilan de puissance, le Distributeur estime prudent d'offrir, dès l'hiver 2023-2024, un appui
22 financier moyen de 66 \$/kW afin d'assurer la contribution requise de l'OGA au bilan de
23 puissance du Distributeur.

24 Par ailleurs, le Distributeur s'assure d'une cohérence entre l'appui financier moyen de l'OGA
25 avec celui des autres options tarifaires du Distributeur, notamment l'option 1 de l'OEI et l'option
26 de crédit hivernal. Ainsi, un client à l'option 1 de l'OEI peut recevoir un crédit pouvant atteindre
27 44,275 \$/kW en fonction des tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2023. Eu égard à l'écart entre ce
28 dernier et la rémunération de la dernière strate de réduction de puissance de l'OGA (55 \$/kW),
29 le Distributeur rappelle qu'il entend proposer une bonification prochaine de l'OEI, le tout en
30 adéquation avec le contexte actuel d'accroissement des besoins de puissance.

31 Quant à l'option de crédit hivernal, un client au tarif G adhérant à cette option a droit à un crédit
32 de 55,345 \$/kW depuis le 1^{er} avril 2023²⁸. Compte tenu de la faiblesse, voire de l'absence de
33 coûts récurrents pour bien des adhérents à cette option, ce montant vise à rémunérer
34 essentiellement l'inconfort et le désagrément associés à leur participation. De plus,
35 contrairement à un client adhérant au crédit hivernal qui n'encourt aucun risque s'il ne s'efface
36 pas à la demande du Distributeur²⁹, un client participant à l'OGA, en vertu de laquelle tous les
37 événements de pointe sont interdépendants, verrait son effacement moyen, ainsi que son

²⁸ Le crédit offert pour chaque kWh d'énergie effacée, présenté à l'article 3.16 des Tarifs, correspond à l'application d'un crédit de 50 \$/kW, indexé aux 1^{er} avril 2021, 2022 et 2023, divisé par 100 heures.

²⁹ Ce client serait alors facturé selon les prix du tarif de base auquel il est assujéti.

1 niveau d'appui financier, diminuer³⁰, ou, si la limite de quatre événements de pointe non-
 2 participatifs n'est pas respectée, réduit à zéro. Cette contrainte d'un crédit calculé sur la base
 3 de la puissance effacée moyenne, d'un nombre limité d'événements de pointe non-participatifs
 4 permis et de l'atteinte d'un seuil minimal de réduction de puissance rend l'OGA moins
 5 attrayante pour le client que le crédit hivernal, militant ainsi en faveur d'un appui financier
 6 **moyen** plus élevé pour l'OGA.

Le Distributeur demande d'approuver un appui financier moyen de 66 \$/kW pour l'OGA.

4.2. Ajustements à la structure dégressive de rémunération

7 La structure de rémunération du Tarif GDP pour l'hiver 2021-2022 avait été calibrée sur la
 8 base des résultats de participation à l'hiver 2019-2020 pour lequel les modalités du
 9 Programme étaient en vigueur. La structure de rémunération était alors composée de cinq
 10 strates de réduction de puissance et la rémunération leur étant associée variait entre 65 \$/kW
 11 et 45\$/kW. Cette calibration de la rémunération visait à assurer un appui financier moyen de
 12 60 \$/kW, selon les données de participation à l'hiver 2019-2020.

13 L'hiver 2021-2022 constitue donc la première année d'application de cette structure de
 14 rémunération de la GDP Affaires incluant, notamment, l'abaissement du seuil minimal de
 15 réduction de puissance à 15 kW plutôt qu'à 200 kW jusqu'alors.

16 Le tableau 3 présente la ventilation des résultats des abonnements inscrits à la GDP Affaires
 17 à l'hiver 2021-2022.

**TABLEAU 3 :
 RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS
 PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE -
 HIVER 2021-2022**

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)	
	Nombre	%	Nombre	%
Sous le seuil minimal de 15 kW à 199kW	1 118	36%	4 684	1%
Plus de 199kW à 599kW	1 439	46%	91 209	23%
Plus de 599kW à 1 199kW	439	14%	145 736	37%
Plus de 1 199kW à 1 799kW	79	3%	63 677	16%
Plus de 1 799kW	15	0%	21 850	6%
	19	1%	68 245	17%
Total	3 109	100%	395 401	100%

18 Le Distributeur est d'avis que la modification des modalités de la GDP Affaires à compter de
 19 l'hiver 2021-2022, notamment l'abaissement du seuil minimal de réduction de puissance qui

³⁰ Dossier R-4057-2018, réponse à la question 44.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce [HQD-14, document 1.1.](#)

1 en a facilité l'accès, pourrait avoir entraîné une modification de la composition du bassin de
 2 clients participants ; dans un tel cas, une révision de la structure de rémunération en vigueur
 3 lors des deux derniers hivers serait nécessaire.

4 Afin de valider l'adéquation entre la structure de rémunération en vigueur lors des deux
 5 derniers hivers et la composition des abonnements participants depuis la révision des
 6 modalités de la GDP Affaires, le Distributeur présente, au tableau 4, la distribution des
 7 effacements et des abonnements pour l'hiver 2021-2022. La segmentation en strates de
 8 réduction de puissance, dont l'étendue est plus restreinte, vise à mieux caractériser la
 9 distribution des abonnements et de leurs effacements réels à l'hiver 2021-2022.

10 Il est important de rappeler qu'une calibration adéquate de la structure de rémunération devrait
 11 viser non seulement à créer une répartition de la clientèle participante en groupes homogènes
 12 en fonction du nombre d'abonnements inscrits et des effacements réels liés à ces derniers à
 13 l'hiver 2021-2022, mais aussi à assurer une compétitivité de la rémunération offerte pour les
 14 abonnements à contribution importante.

TABLEAU 4 :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE -
HIVER 2021-2022

Strates de réduction de puissance (kW)	Abonnements		Effacement	
	Nombre	%	Nombre	%
0 - 10	973	31%	2 878	1%
10 - 100	1 308	42%	53 862	14%
100 - 200	279	9%	39 752	10%
200 - 400	336	11%	97 109	25%
400 - 600	101	3%	48 628	12%
600 - 800	44	1%	30 806	8%
800 - 1 000	23	1%	20 509	5%
1 000 - 1 200	11	0%	11 762	3%
1 200 - 1 500	9	0%	12 044	3%
1 500 - 2 000	12	0%	21 154	5%
2 000 - 3 000	4	0%	10 094	3%
3 000 - 4 000	2	0%	6 676	2%
4 000 - 5 000	4	0%	18 385	5%
5 000 - 6 000	1	0%	5 136	1%
6 000 - 7 000	1	0%	6 713	2%
7 000 - 10 000	1	0%	9 895	3%
Total	3 109	100%	395 401	100%

15 Le Distributeur note que près de 75 % de l'effacement total réalisé au cours de l'hiver
 16 2021-2022 est attribuable aux strates de réduction de puissance de moins de 1 000 kW, qui
 17 par ailleurs, regroupent près de 99 % des abonnements participants. De façon plus
 18 particulière, le Distributeur constate :

- 1 • Strate de 0 – 100 kW : regroupe environ 73 % du total des abonnements participants
2 et contribue à environ 15 % de l'effacement total réalisé au cours de l'hiver 2021-2022.
3 Cette strate est majoritairement composée des abonnements domestiques et de petite
4 puissance.
- 5 • Strate de 100 – 400 kW : regroupe environ 20 % du total des abonnements participants
6 et contribue à environ 35 % de l'effacement total réalisé pour l'hiver 2021-2022. Environ
7 45 % de l'effacement total des abonnements au tarif M est réalisé dans cette strate.
- 8 • Strate de 400 – 1 200 kW : regroupe environ 6 % du total des abonnements participants
9 et contribue à environ 28 % de l'effacement total réalisé pour l'hiver 2021-2022. Cette
10 strate est exclusivement composée d'abonnements de moyenne puissance et grande
11 puissance.
- 12 • Strate de 1 200 kW et plus : regroupe environ 1 % du total des abonnements
13 participants et contribue à environ 23 % de l'effacement total réalisé pour l'hiver 2021-
14 2022. Cette strate regroupe presque exclusivement les abonnements de grande
15 puissance.

16 Ainsi, compte tenu de ce qui précède, le Distributeur propose une structure de rémunération
17 dégressive par strates de réduction de puissance calibrée à partir de l'appui financier moyen
18 de 66 \$/kW. Les strates de réduction de puissance proposées ont été définies sur la base des
19 résultats des abonnements inscrits à la GDP Affaires à l'hiver 2021-2022 et sont définies au
20 tableau 5. Le seuil minimal de réduction de puissance étant quant à lui fixé à 10 kW, comme
21 expliqué à la section 4.3, ce tableau présente la distribution du nombre d'abonnements et des
22 effacements constatés par strates de réduction de puissance excluant les 973 abonnements
23 de la strate 0 – 10 kW identifiés au tableau 4.

**TABLEAU 5 :
DÉFINITION DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE RETENUES -
HIVER 2021-2022**

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)		Écart type Effacement(kW)
	Nombre	%	Nombre	%	
10 - 100	1 308	61%	53 862	14%	23
100 - 400	615	29%	136 861	35%	85
400 - 1 200	179	8%	111 705	28%	194
1 200 et plus	34	2%	90 095	23%	1 883
Total	2 136	100%	392 523	100%	-

24 En fonction de ces quatre strates de réduction de puissance, le Distributeur présente, au
25 tableau 6, l'appui financier dégressif basé sur un appui financier moyen de 66 \$/kW. Le
26 Distributeur fixe ainsi l'appui financier des strates de réduction de puissance entre 75 \$/kW,
27 pour les premiers 100 kW, et 55 \$/kW, pour la dernière strate, soit celle de plus de 1 200 kW.
28 En ce qui a trait à la rémunération de la dernière strate de réduction de puissance, le
29 Distributeur réitère qu'il est essentiel de la fixer à un niveau compétitif afin de maintenir l'intérêt
30 des clients offrant des niveaux de réduction de puissance importants.

**TABLEAU 6 :
APPUI FINANCIER DÉGRESSIF EN FONCTION DES
STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE RETENUES POUR L’OGA**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des abonnements (kW)				
		10 - 100	100 - 400	400 - 1 200	1 200 et plus	Total
10 - 100	75 \$	4,0 M\$	4,6 M\$	1,3 M\$	0,3 M\$	10,2 M\$
100 - 400	65 \$	-	4,9 M\$	3,5 M\$	0,7 M\$	9,1 M\$
400 - 1 200	60 \$	-	-	2,4 M\$	1,6 M\$	4,0 M\$
1 200 et plus	55 \$	-	-	-	2,7 M\$	2,7 M\$
Appui financier total		4,0 M\$	9,5 M\$	7,2 M\$	5,3 M\$	26,1 M\$

1 Ainsi actualisée, la structure de rémunération proposée par le Distributeur assure une
2 rémunération adéquate pour l’ensemble des abonnements participants à la GDP Affaires.

Le Distributeur demande d’approuver les strates et les montants d’appui financier qui leur sont associés proposés au tableau 6 pour l’OGA.

4.3. Établissement du seuil d’admissibilité à 10 kW

3 En vertu des modalités du Tarif GDP en vigueur lors des deux derniers hivers, le seuil minimal
4 de réduction de puissance était de 15 kW par abonnement. En deçà de ce seuil, aucun crédit
5 n’était versé.

6 Le Distributeur rappelle que le seuil minimal de réduction de puissance de 200 kW par projet
7 jusqu’à l’hiver 2020-2021, soit lorsque la GDP Affaires permettait le regroupement de plusieurs
8 abonnements par projet, avait été abaissé à 15 kW par abonnement à compter de l’hiver 2021-
9 2022. Cet abaissement du seuil visait à permettre aux clients de plus petite taille, telles les
10 écoles ou les banques, de demeurer admissibles à la GDP Affaires en l’absence de tiers
11 pouvant agréger leur contribution.

12 À la lumière des résultats de l’hiver 2021-2022 présentés au tableau 4, le Distributeur propose
13 d’abaisser de nouveau ce seuil afin de permettre à un plus grand nombre d’abonnements
14 inscrits à l’OGA d’avoir droit aux crédits selon leur effacement³¹.

15 En effet, sur la base des données de l’hiver 2021-2022, le Distributeur a évalué le nombre
16 d’abonnements et les kW d’effacement qui seraient exclus de l’OGA selon différents seuils de
17 réduction de puissance. Les tableaux 7 et 8 présentent ces deux statistiques par seuil minimal
18 de réduction de puissance.

³¹ Comme indiqué aux tableaux 7 et 8, sur les 3 109 abonnements inscrits pour cet hiver, 1 118 (soit 36 % des abonnements représentant 1,2 % de l’effacement effectif total) n’ont pas eu droit à un crédit en raison d’une contribution inférieure au seuil minimal de 15 kW.

**TABLEAU 7 :
DISTRIBUTION DU NOMBRE D'ABONNEMENTS SELON LEUR EFFACEMENT À LA GDP AFFAIRES -
HIVER 2021-2022**

SOUS-STRATES	TARIFS						TOTAL ABONNEMENT	
	DM	DP	G	G9	M	LG	nombre	%
≥0kW à ≤5kW	21	13	377	63	269	2	745	24%
>5kW à ≤10kW	9	5	40	26	153	-	233	7%
>10kW à <15kW	8	-	47	11	74	-	140	5%
≥15kW à ≤20kW	6	1	72	9	72	-	160	5%
>20kW à ≤25kW	5	-	50	13	50	-	118	4%
>25kW à ≤30kW	3	2	45	8	54	1	113	4%
>30 kW	11	14	163	98	1 272	42	1 600	51%
<i>Total</i>	<i>63</i>	<i>35</i>	<i>794</i>	<i>228</i>	<i>1 944</i>	<i>45</i>	<i>3 109</i>	<i>100,0%</i>

**TABLEAU 8 :
CONTRIBUTION DES ABONNEMENTS SELON LEUR EFFACEMENT À LA GDP AFFAIRES -
HIVER 2021-2022**

SOUS-STRATES	TARIFS						TOTAL EFFACEMENT	
	DM	DP	G	G9	M	LG	kW	%
≥0kW à ≤5kW	65,2	14,9	415,4	99,8	623,0	-	1 218	0,31%
>5kW à ≤10kW	65,3	38,6	296,5	196,3	1 112,9	-	1 710	0,43%
>10kW à <15kW	93,3	-	608,7	148,6	905,2	-	1 756	0,44%
≥15kW à ≤20kW	109	15	1 279	159	1 247	-	2 810	0,71%
>20kW à ≤25kW	110	-	1 131	296	1 122	-	2 659	0,67%
>25kW à ≤30kW	81	55	1 226	222	1 488	25	3 097	0,78%
>30 kW	925	929	7 265	10 892	286 456	75 685	382 151	96,65%
<i>Total</i>	<i>1 449</i>	<i>1 053</i>	<i>12 221</i>	<i>12 014</i>	<i>292 954</i>	<i>75 710</i>	<i>395 401</i>	<i>100,0%</i>

1 Le Distributeur propose ainsi d'imposer un seuil minimal de réduction de puissance d'au moins
 2 10 kW en-deçà duquel un client ne recevrait aucune rémunération en contrepartie de son
 3 effacement, en vertu de l'article 4.80 proposé de l'OGA. De l'avis du Distributeur, ce seuil
 4 représente un bon compromis entre les efforts liés à la gestion de l'OGA, lesquels peuvent
 5 comprendre le traitement d'une très grande quantité d'abonnements, la vérification des
 6 effacements des abonnements aux fins du calcul du crédit à verser, ou pour simplement établir
 7 le caractère sérieux des clients à se prévaloir de l'OGA, et le maintien du nombre de clients
 8 admissibles à celle-ci.

Le Distributeur demande de fixer le seuil minimal de réduction de puissance à 10 kW par abonnement pour l'OGA.

4.4. Autres modalités tarifaires

1 Le Distributeur propose de reprendre, aux fins de l'OGA, l'ensemble des autres conditions
2 d'admissibilité et modalités d'application du Tarif GDP³² en y apportant certaines
3 modifications :

- 4 • Modification de l'article 4.75 afin de réviser la date limite pour soumettre une demande
5 écrite d'adhésion, le développement d'un système d'adhésion par libre-service
6 permettant de repousser la date d'adhésion du 15 au 30 septembre précédant la
7 période d'hiver.
- 8 • Modification de l'article 4.76 a) afin d'ajouter une modalité visant à s'assurer que le
9 mesurage soit adéquat afin de rémunérer efficacement le client ;
- 10 • Modification de l'article 4.76 c) afin d'exclure les abonnements qui bénéficient du
11 service Hilo ;
- 12 • Modification de l'article 6.69 afin de permettre à un client du tarif H de participer à
13 l'OGA.

5. ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

14 Cette section présente l'impact de l'OGA pour Hydro-Québec, en comparaison avec le recours
15 à un approvisionnement en puissance. Elle démontre que le recours à l'OGA est préférable à
16 l'acquisition de nouveaux moyens d'approvisionnement.

5.1. Principales hypothèses

17 Le tableau 9 présente les principales hypothèses utilisées aux fins des analyses.

³² *Supra*, note 17.

**TABLEAU 9 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

Paramètres	Valeur	Source
Coût évité de puissance (long terme)	124 \$/kW-an (\$2023)	<i>Plan d’approvisionnement 2023-2032</i>
Coût évité en énergie (heures visées)	13,4 ¢/kWh (\$2023)	
Taux de réserve	12 %	
Revenu marginal	4,9 ¢/kWh (\$2023)	Revenu marginal au tarif M (énergie seulement), tous clients confondus
Nombre d’heures d’interruption	50	Hypothèse tenant compte du resserrement du bilan de puissance
% charge déplacée	30 %	Analyse des résultats du Programme
Taux d’inflation (long terme)	2 %	Hypothèse
Taux d’actualisation	4,927 %	Mise à jour basée sur la méthodologie approuvée par la Régie

Impact en puissance

1 D’emblée, le Distributeur rappelle que l’OGA vise à réduire les besoins en puissance du
 2 Distributeur. Elle permettra donc d’abord le report du besoin pour de nouveaux
 3 approvisionnements de long terme en puissance et c’est sur cette base que les analyses
 4 doivent être réalisées.

5 De surcroît, sur la base du plus récent bilan de puissance, présenté dans le cadre du *Plan*
 6 *d’approvisionnement 2023-2032*³³, en l’absence de l’OGA, des approvisionnements de long
 7 terme seraient nécessaires dès l’hiver 2023-2024. Pour cette raison, le coût évité de long
 8 terme est utilisé sur toute la période.

9 Par ailleurs, un taux de réserve de 12 %³⁴ est associé à l’OGA. Les coûts évités utilisés aux
 10 fins des analyses ont donc été réduits d’autant. L’application de ce facteur permet de tenir
 11 compte du fait que l’impact net sur le bilan de puissance est inférieur à la puissance
 12 directement associée au moyen.

13 Enfin, le Distributeur n’a inclus aucun coût évité associé au transport ou à la distribution aux
 14 fins de ses analyses.

Impact en énergie

15 Le Distributeur inclut dans ses analyses la perte de revenus associée à l’OGA³⁵ et, par souci
 16 de cohérence, les coûts évités en énergie associés à ces mêmes heures d’interruption. Pour
 17 ce faire, il utilise les valeurs associées aux profils du prix de l’énergie pour les jours ouvrables
 18 du mois de janvier, présentés au *Plan d’approvisionnement 2023-2032*³⁶, pour les heures

³³ *Supra*, note 11.

³⁴ Dossier R-4210-2022, pièce [HQD-2, document 3 révisé](#) (B-0020), tableau 4.3.

³⁵ Demande de la Régie au dossier R-4041-2018 – phase 2, pièce [A-0004](#).

³⁶ Dossier R-4210-2022, pièce [HQD-2, document 3 révisé](#), (B-0020), tableau 10.1.

- 1 correspondant à celles visées par l'OGA. Le Distributeur rappelle que ces jours représentent
2 le moment où un moyen de gestion de fine pointe est le plus susceptible d'être appelé. Ces
3 coûts apparaissent au tableau 10.

TABLEAU 1 :
COÛTS ÉVITÉS HORAIRES UTILISÉS AUX FINS DE L'ANALYSE

Heures	¢ ₂₀₂₃ /kWh
h7	11,8
h8	13,4
h9	13,4
h17	11,5
h18	15,7
h19	14,8
h20	13,0
Moyenne	13,4

- 4 Le Distributeur souligne que l'impact en énergie n'est pas un facteur déterminant aux fins de
5 l'évaluation de la valeur de l'OGA.

Coûts d'exploitation et de commercialisation

- 6 Le Distributeur juge qu'une hypothèse de 0,5 M\$ à titre de coûts d'exploitation et de
7 commercialisation annuels est raisonnable³⁷. Ces coûts sont indexés aux fins de l'analyse
8 économique.
- 9 Le Distributeur souligne que les coûts d'exploitation et de commercialisation ne sont pas un
10 facteur déterminant aux fins de l'évaluation de la valeur de l'OGA.

5.2. Analyse économique

- 11 Le tableau 11 présente les résultats de l'analyse économique de l'OGA.

³⁷ Demande de la Régie au dossier R-4041-2018 – phase 2, décision [D-2021-010](#), paragraphe 65.

**TABLEAU 11 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2042- 2043
Impact de l'Option													
puissance (MW)			505	526	580	601	634	666	687	730	741	741	741
énergie (GWh)			18	18	20	21	22	23	24	26	26	26	26
Coûts évités de fourniture													
\$/kW			109	111	114	116	118	121	123	126	128	131	159
M\$	613	1152	55	59	66	70	75	80	85	92	95	97	118
¢/kWh			13,4	13,6	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,0	19,5
M\$	26	49	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5
Appui financier													
\$/kW			(66)	(68)	(70)	(71)	(72)	(76)	(77)	(79)	(80)	(82)	(100)
M\$	(380)	(718)	(33)	(36)	(40)	(43)	(46)	(50)	(53)	(58)	(60)	(61)	(74)
Perte de revenus													
¢/kWh			(4,85)	(5,02)	(5,12)	(5,22)	(5,32)	(5,43)	(5,54)	(5,65)	(5,76)	(5,88)	(7,16)
M\$	(10)	(18)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)
Coûts d'exploitation													
M\$	(5)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	245	456	23	24	27	28	31	31	33	36	37	38	46

- 1 L'analyse est réalisée en supposant une hausse tarifaire, pour l'OGA, de 3,4 % en 2024 et
- 2 2,0 % pour les années subséquentes. L'hypothèse est la même pour le revenu marginal utilisé
- 3 aux fins de l'estimation de la perte de revenus.
- 4 Les résultats montrent que l'OGA est beaucoup plus avantageuse pour le Distributeur que
- 5 l'achat de puissance, avec une valeur actuelle nette (VAN) de 245 M\$ sur 10 ans et 456 M\$
- 6 sur 20 ans.

5.3. Analyses de sensibilité

- 7 Les seuls facteurs déterminants sont les coûts évités de puissance, l'année d'arrivée du signal
- 8 de prix pour les coûts évités de long terme, de même que le niveau de l'appui financier. Les
- 9 pertes de revenus, de même que les coûts marginaux en énergie, n'ont pas d'impact significatif
- 10 sur les résultats. Pour cette raison, l'analyse de sensibilité porte sur les trois premiers facteurs.
- 11 Le tableau 12 présente les résultats de cette analyse. Il montre, pour les facteurs retenus, le
- 12 niveau qui amène une VAN nulle (point mort).

**TABLEAU 12 :
ANALYSE DE SENSIBILITÉ**

Facteur	10 ans	20 ans
Signal de prix de long terme	2028-2029	2032-2033
Coûts évités	- 40 %	- 40 %
Appui financier	+ 64 %	+ 64 %

1 L'analyse sur 20 ans montre qu'il est possible de repousser l'arrivée du signal de coût évité de
 2 puissance de long terme de neuf ans avant que l'OGA devienne moins avantageuse qu'un
 3 approvisionnement en puissance (de cinq ans, avec une analyse sur 10 ans). En ce qui a trait
 4 aux coûts évités, ceux-ci doivent être réduits de plus de 40 % pour que l'OGA devienne moins
 5 avantageuse qu'un approvisionnement. Quant à l'appui financier, le point mort est atteint par
 6 une hausse d'au moins 64 % (soit un appui financier moyen d'environ 108 \$₂₀₂₃/kW). Ces
 7 valeurs sont [...] les mêmes que l'analyse soit faite sur une période de 10 ou 20 ans.

5.4. Analyse financière

8 L'OGA ne requiert aucun investissement de la part du Distributeur. Les gains annuels
 9 présentés au tableau 11 représentent donc l'impact sur les revenus requis du Distributeur.
 10 Considérant le cadre réglementaire actuel, l'impact sur les tarifs du Distributeur se fera sentir
 11 lors des années de mise à niveau, soit 2025 et 2030. Les gains étant favorables au Distributeur
 12 ces années, l'OGA participera à limiter l'impact de l'approvisionnement en puissance sur les
 13 tarifs. Cet impact est estimé à -0,2 % en 2025, en plus d'un impact additionnel marginal en
 14 2030.

6. SITUATION DES ADHÉRENTS À LA GDP AFFAIRES LORS DES HIVERS 2020-2021 ET 2021-2022

15 Dans le Jugement, la Cour supérieure renvoie le dossier à la Régie afin, notamment, qu'elle
 16 se penche sur l'annulation des décisions sur les clients ayant bénéficié du tarif GDP pour les
 17 hivers 2020-2021 et 2021-2022.

18 [197] Quant aux conséquences de l'annulation des décisions en cause sur les
 19 clients qui ont bénéficié du Tarif GDP, le dossier doit être renvoyé à
 20 la Régie afin qu'elle se penche sur cet aspect. Cette question soulève un
 21 ensemble de considérations qui bénéficieront des représentations des parties
 22 prenantes et de l'expertise hautement spécialisée de la Régie dans le domaine
 23 énergétique. En effet, la preuve démontre amplement l'importance de la GDP
 24 en raison des nombreux clients d'affaires qui s'en prévalent et de ses
 25 caractéristiques complexes.

26 Les clients ayant participé à la GDP Affaires lors des hivers 2020-2021 et 2021-2022 l'on fait
 27 conformément aux modalités tarifaires qui étaient alors applicables. De même, le Distributeur

- 1 a rémunéré les clients pour leurs effacements suivant les modalités tarifaires qui étaient alors
- 2 applicables³⁸.
- 3 Le tableau 13 présente, pour chacun de ces hivers, le tarif applicable, le nombre
- 4 d'abonnements inscrits, les MW d'effacement réalisés et la rémunération versée à cet égard.

TABLEAU 2 :
DONNÉES RELATIVES AUX ADHÉSIONS À LA GDP AFFAIRES -
HIVERS 2020-2021 ET 2021-2022

	Hiver 2020-2021	Hiver 2021-2022
Tarif en vigueur	Tarif provisoire fixé par la D-2020-120	Tarif GDP fixé par la D-2021-141
Nombre d'abonnements inscrits	2 660	3 109
Effacement (kW)	365 018	395 401
Rémunération versée	25 551 260 \$	22 259 048 \$

Le Distributeur demande à la Régie de prendre acte de la situation relative aux clients ayant adhéré à la GDP Affaires lors des hivers 2020-2021 et 2021-2022, du suivi effectué à cet égard par la présente et de la conformité d'application du tarif de GDP Affaires pour ces clients.

³⁸ *Supra*, note 3.

7. CONCLUSION

1 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'introduction de l'OGA présentant les
2 caractéristiques suivantes :

- 3 • Un prix moyen de rémunération qui reproduit la mécanique d'indexation prévue à la
4 LHQ, duquel prix moyen est dérivé l'appui financier associé à chacune des strates de
5 réduction de puissance ;
- 6 • Des strates de réduction de puissance en adéquation avec la distribution des
7 effacements constatée lors de l'hiver 2021-2022, le premier hiver d'application du Tarif
8 GDP ;
- 9 • Un seuil d'admissibilité par abonnement établi à un niveau permettant de soutenir
10 adéquatement les efforts des clients participants.

11 Les caractéristiques de l'OGA présentées par le Distributeur s'appuient sur les demandes
12 faites par la Régie dans sa décision D-2019-164 et sont en adéquation avec les
13 préoccupations contenues au Décret. Quant au niveau moyen du tarif proposé, outre la
14 mécanique décrite ci-haut, il tient compte des éléments invoqués par la Régie dans cette
15 même décision, des retours d'expérience de l'hiver 2021-2022, ainsi que des attentes
16 exprimées par certains clients affaires ou leurs représentants.

17 Enfin, l'analyse économique démontre sans équivoque que l'OGA est beaucoup plus
18 avantageuse pour le Distributeur et sa clientèle qu'un approvisionnement additionnel. Cette
19 analyse a elle aussi été réalisée en conformité avec les conclusions de la Régie dans sa
20 décision D-2019-164.

21 Sur la base de ces démonstrations, le Distributeur conclut que l'OGA proposée est à l'avantage
22 de l'ensemble de sa clientèle et doit être retenue, eu égard notamment à l'importance que
23 revêt sa contribution aux fins de l'équilibre de son bilan en puissance.

ANNEXE A :

SUIVIS DE LA DÉCISION D-2019-164

1 Dans cette annexe, le Distributeur présente l'ensemble des autres informations demandées
2 par la Régie dans sa décision D-2019-164.

VERSEMENT DU CRÉDIT EN L'ABSENCE D'ACTIVITÉS DU PARTICIPANT LORS DES ÉVÉNEMENTS DE POINTE CRITIQUE

3 Au paragraphe 283 de la décision D-2019-164, la Régie demandait au Distributeur de préciser
4 si la non-contribution des participants qui ne seraient pas en activité au moment d'événements
5 de GDP³⁹ pourrait mener à l'application de l'article 1.2.5 du Guide du participant et de justifier,
6 le cas échéant, son application.

7 À cet égard, le Distributeur propose de maintenir la disposition à l'article 4.80 des Tarifs au
8 1^{er} avril 2022, qui remplace l'article 1.2.5 du Guide du participant, par laquelle le Distributeur
9 se réserve le droit de ne pas verser de crédit au client si aucune réduction de puissance n'est
10 constatée pendant plus de 4 événements de pointe critique⁴⁰ au cours d'une même période
11 d'hiver alors que l'abonnement du client est actif. Ainsi, dans l'éventualité où un abonnement
12 fait l'objet d'une fermeture au cours de la période de référence (abonnement de courte durée
13 ou fin du contrat), les événements de pointe survenant lorsque l'abonnement est inactif ne
14 seront pas dénombrés comme événements « non participatifs » et, ainsi, un crédit pourrait
15 être versé au client⁴¹. Toutefois, les événements de pointe critique qui surviennent lorsqu'un
16 abonnement est fermé entrent tout de même dans le calcul de la puissance interruptible
17 effective.

18 Ceci assure un traitement équitable pour les clients se trouvant dans l'impossibilité de s'effacer
19 pour certains événements⁴².

20 De tels abonnements non-actifs une partie de l'hiver sont dits « non-prévisibles » car le
21 Distributeur n'est pas en mesure de prévoir leur effacement sur la période hivernale. Ils sont
22 généralement atypiques, tels ceux des stations de ski (production de neige) mais peuvent
23 également être non-atypiques (ex. 2^e abonnement d'une école primaire desservant
24 uniquement la chaudière électrique dont le contrat est fermé pendant l'hiver), comme indiqué
25 au tableau A2 présenté à la section suivante.

³⁹ Maintenant appelés « événements de pointe critique » (article 4.79 des Tarifs au 1^{er} avril 2022).

⁴⁰ Ce maximum de quatre événements de pointe émane des deux avis d'événements de pointe du libellé original au Programme, lesquels pouvaient comporter jusqu'à deux événements de pointe de GDP.

⁴¹ Comme démontré dans l'exemple disponible sur le site Web d'Hydro-Québec [Établissement de la puissance interruptible effective et exemples d'application](#), tableau 4, page 11.

⁴² De fait, seuls les clients qui ne s'efforcent pas de réduire leurs appels de puissance au cours d'au moins 4 événements de pointe critique, alors que leur abonnement est actif, sont visés par cette disposition. Ainsi, dans l'exemple présenté sur le site Web d'Hydro-Québec [Établissement de la puissance interruptible effective et exemples d'application](#), tableau 3 de la page 10, malgré une puissance interruptible effective supérieure au seuil minimal requis (15 kW selon les modalités du Tarif GDP), aucun crédit ne sera appliqué car le nombre d'événements sans réduction de puissance dépasse le plafond de 4 événements.

ABONNEMENTS À PROFIL DE CONSOMMATION ATYPIQUE

1 Aux paragraphes 283 et 285 de la décision D-2019-164, la Régie demandait au Distributeur
 2 de présenter un suivi de la proportion des clients à profil de consommation atypique et de
 3 l'appui financier applicable à ces participants.

4 Le Distributeur considère un abonnement comme étant « à profil de consommation atypique »
 5 lorsque plus d'une courbe de puissance de référence (courbe de référence) doit être établie
 6 pour calculer l'effacement (puissance interruptible effective), cela afin d'utiliser, lors d'un
 7 événement de pointe donné, celle qui est la plus représentative du profil de consommation
 8 normal du client pour cet événement de pointe^{43,44}. C'est le cas pour un abonnement dont le
 9 profil de consommation peut varier d'un événement de pointe à l'autre, notamment en fonction
 10 de considérations opérationnelles (ex. clients industriels) ou selon les conditions
 11 météorologiques (ex. production de neige des stations de ski).

12 Comme indiqué au tableau A1, le nombre d'abonnements ayant requis plus d'une courbe de
 13 référence (atypiques) représentait 24 % des abonnements inscrits à la GDP Affaires à l'hiver
 14 2021-2022 et 30 % de l'effacement global pour cet hiver.

**TABLEAU A1 :
 RÉPARTITION DES ABONNEMENTS
 SELON LE NOMBRE DE COURBES DE RÉFÉRENCE REQUISES -
 HIVER 2021-2022**

		Nombre d'abonnements	Effacement (kW)
1 courbe (AM et PM)	Non atypique	2 349	275 783
2 courbes et + (AM et PM)	Atypique	760	119 618
<i>total</i>		<i>3 109</i>	<i>395 401</i>

15 Cette utilisation de plusieurs courbes de référence, inchangée depuis la mise en place de la
 16 GDP Affaires à l'hiver 2016-2017, est soutenue par la phrase suivante à la définition de
 17 « puissance de référence » à l'article 4.74 des Tarifs au 1^{er} avril 2022, définition qui demeure
 18 aux fins de l'OGA : « Hydro-Québec peut ajuster la puissance de référence au besoin pour
 19 mieux refléter le profil de consommation normal du client »⁴⁵.

⁴³ Par exemple, une courbe de référence distincte pourrait regrouper les jours sans profil de consommation (sans appel de puissance).

⁴⁴ En vertu des modalités du Tarif GDP, reprises dans l'OGA, l'adhérent à cette option tarifaire a droit à un crédit établi d'après la puissance interruptible effective, c'est-à-dire la moyenne des réductions de puissance des événements de pointe critique de la période d'hiver. Pour calculer la réduction de puissance, une courbe de puissance de référence distincte est établie pour les périodes de pointe de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h. La courbe de référence reflète le profil de consommation normal du client (par abonnement) pour la période donnée.

⁴⁵ Des exemples d'abonnement où sont utilisées plusieurs courbes de référence sont disponibles sur le site Web d'Hydro-Québec [Établissement de la puissance interruptible effective et exemples d'application](#), page 13.

1 Par ailleurs, comme indiqué au tableau A2, seuls 83 des 760 abonnements atypiques à l'hiver
 2 2021-2022 étaient non-prévisibles, ce qui représente 2,75 % de l'effacement global pour cet
 3 hiver⁴⁶.

TABLEAU A2 :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS
SELON QU'ILS SOIENT PRÉVISIBLES OU NON-PRÉVISIBLES -
HIVER 2021-2022

		Nombre d'abonnements	Effacement (kW)
1 courbe (AM et PM)	Non atypique prévisible	2 310	274 261
	Non atypique non prévisible	39	1 522
2 courbes et + (AM et PM)	Atypique prévisible	677	108 741
	Atypique non prévisible	83	10 876
<i>total</i>		<i>3 109</i>	<i>395 401</i>

CORRECTION DU MONTANT D'APPUI FINANCIER MINIMAL (MAFM)

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

7 Afin d'évaluer cette situation, le Distributeur a analysé le nombre d'abonnements qui auraient
 8 été favorisés par l'application de la formule relative au montant d'appui financier minimal pour
 9 l'hiver 2021-2022 dans le cas où le Distributeur n'aurait envoyé aucun avis d'événement de
 10 pointe⁴⁷. Le Distributeur évalue que près de 1 500 abonnements auraient été favorisés par une
 11 telle situation et qu'un total de près de 4,4 M\$ auraient pu être versés⁴⁸ aux participants. La
 12 majorité de cette somme se serait située dans la tranche de 0 à 4 500 \$. Le Distributeur précise
 13 que cet estimé est basé sur le nombre d'abonnements inscrits à la GDP Affaires lors de l'hiver
 14 2021-2022 et non par projets comme pour les hivers précédents. Cette situation explique le
 15 nombre plus élevé de clients pour cet hiver.

16 Toutefois, bien qu'il s'agisse d'un montant important, le Distributeur considère que l'application
 17 du MAFM s'avère une mesure exceptionnelle. Il rappelle que le MAFM a été implanté lors du
 18 déploiement du projet pilote de GDP pour l'hiver 2015-2016. Comme il s'agissait d'un projet
 19 pilote, le Distributeur voulait sécuriser les clients participants en leur garantissant un paiement

⁴⁶ La part de l'appui financier global associé à ces abonnements est équivalente à celle de leur effacement. Par ailleurs, voir dossier R-4041-2018 phase 2, pièce [HQD-6, document 1](#) (B-0080), section 3, lignes 23-28 pour les données relatives à l'hiver 2020-2021.

⁴⁷ Une analyse similaire avait été effectuée pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020, alors que les modalités du Programme s'appliquaient. Voir dossier R-4041-2018 phase 2, pièce [HQD-6, document 2](#), (B-0085), section 3.4.4.

⁴⁸ Correspond à la différence entre, d'une part, la formule dégressive pour l'hiver 2021-2022 et, d'autre part, 15 % de 60 \$/kW × puissance maximale appelée du client enregistrée au cours des 12 derniers mois.

1 minimal en cas d'aucun appel d'événement de pointe. Or, la GDP Affaires est en place depuis
2 près de 7 ans maintenant et le MAFM n'a jamais été utilisé. De plus, compte tenu des bilans
3 à venir et du fait que la contribution attendue de la GDP Affaires au bilan de puissance ait
4 presque doublé à l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032⁴⁹, la probabilité que le
5 Distributeur ne fasse aucun appel d'événement de pointe à l'OGA pour un hiver prévu au Plan
6 est presque nulle.

7 Le Distributeur considère ainsi le MAFM comme une mesure permettant aux clients de mitiger
8 leur risque de ne pas pouvoir récupérer au moins une partie des sommes encourues pour
9 mettre en place des mesures de GDP, au cas quasi improbable où il n'y aurait aucun
10 événement de pointe au cours d'un hiver donné. Par exemple, un client adhérent à l'OGA
11 pourrait engager des coûts en combustible pour être en mesure de participer aux événements
12 de pointe. Comme il doit acquérir ce combustible avant la période d'hiver, laquelle débute le
13 1^{er} décembre, ce client doit être en mesure de mitiger son risque. Un autre exemple pourrait
14 consister, pour un propriétaire d'immeubles, à engager des coûts de programmation des
15 CVCA pour assurer le confort des employés et des clients lors des événements de pointe.
16 Comme pour le premier exemple, ce propriétaire d'immeubles doit également être en mesure
17 de mitiger son risque, ce que permet le MAFM.

18 De plus, le MAFM ne correspond aucunement à la somme minimale que les clients sont prêts
19 à accepter pour maintenir leur participation à l'OGA. En effet, si le Distributeur devait verser
20 aux clients le MAFM plusieurs années de suite, ce qu'il n'entrevoit pas à la lumière du plus
21 récent bilan de puissance, peu de clients accepteraient de poursuivre leur participation
22 puisqu'ils n'y verraient plus d'intérêt. Il aurait également peine à convaincre de nouveaux
23 clients à adhérer à l'OGA⁵⁰.

24 Par ailleurs, dans le cas où le Distributeur constatait une propension de certains clients à
25 participer à l'OGA pour simplement attendre le versement du MAFM, il pourrait demander à la
26 Régie de retirer les abonnements dont la puissance interruptible effective a été de zéro
27 pendant un certain nombre d'hivers. Ces modalités pourraient être présentées lors du prochain
28 dossier tarifaire du Distributeur.

29 Par conséquent, compte tenu de la faible probabilité qu'aucun événement de pointe ne
30 survienne au cours d'un hiver, étant donné l'historique de la GDP Affaires et l'état des bilans
31 de puissance, le Distributeur est d'avis qu'il n'y pas lieu de corriger le MAFM.

ADMISSIBILITÉ DES AGRÉGATEURS

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

⁴⁹ Dossier R-4210-2022, pièce [HQD-2, document 3 révisé](#) (B-0020), tableau 3.3, page 14.

⁵⁰ Voir la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce [HQD-2, document 1](#) (B-0015).

1 Le Distributeur maintient que le rôle d'agrégateur, tenu traditionnellement par les firmes de
2 génie conseil, est incompatible avec l'application d'une option tarifaire puisqu'il ne peut y
3 avoir d'intermédiaire dans la relation commerciale que suppose l'application d'un tarif par
4 Hydro-Québec à son client⁵¹. Rien n'empêche toutefois un client de convenir d'une entente
5 avec un tiers, par exemple une firme de génie conseil ayant joué le rôle d'agrégateur dans
6 le cadre du Programme, afin de l'assister dans la réduction de sa consommation à la
7 demande d'Hydro-Québec et ainsi de participer indirectement au tarif de GDP pour la
8 clientèle Affaires.

9 Par ailleurs, en abaissant à 10 kW le seuil minimal de réduction de puissance donnant droit
10 au crédit, seuil qui était fixé à 200 kW par projet jusqu'à l'hiver 2020-2021, Hydro-Québec
11 s'assure que la GDP Affaires demeure accessible aux clients de plus petite taille.

UTILISATION DE MOYENS THERMIQUES

12 Au paragraphe 277 de la décision D-2019-164, la Régie indiquait qu'il serait souhaitable que
13 le Distributeur envisage dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des
14 groupes électrogènes dans le cadre du Programme.

15 Eu égard à l'importance, aux fins de la participation des clients, de l'utilisation de chaudières
16 à combustible et de groupes électrogènes, le Distributeur réitère que leur utilisation sans
17 restriction doit demeurer permise pour permettre aux clients de livrer les MW attendus à
18 l'OGA⁵².

COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS ET RÉELS

19 Au paragraphe 288 de la décision D-2019-164, la Régie demandait au Distributeur de mettre
20 à jour un tableau présentant une comparaison entre les réductions de puissance prévues pour
21 les fins de planification des approvisionnements et les MW réellement effacés par les
22 participants.

23 Le tableau A3 présente l'information demandée pour les hivers 2020-2021 et 2021-2022⁵³.

⁵¹ Voir dossier R-4041-2018 phase 2, pièce [HQD-6, document 2](#) (B-0085), section 3.4.1.

⁵² Voir dossier R-4041-2018 phase 2, pièce [HQD-6, document 2](#) (B-0085), section 3.4.3.

⁵³ Pour les hivers antérieurs, voir dossier R-4041-2018 phase 2, pièce [HQD-6, document 1](#) (B-0080), section 4.

TABLEAU A3 :
COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS ET RÉELS

	Hiver 2020-2021	Hiver 2021-2022
Planifiés au bilan d'approvisionnement	407*	384,5*
Réels	364	395
Écart planifiés vs réels	-43	10,5

**Dans la planification, un taux de perte de 7,4% est ajouté à l'effacement brut*

- 1 L'effacement moindre que prévu (-43 MW) pour l'hiver 2020-2021 s'explique par la pandémie
- 2 de COVID-19 qui a notamment exigé des participants à la GDP Affaires qu'ils utilisent leur
- 3 système de ventilation 24 heures sur 24, limitant ainsi leur capacité d'effacement.

ANNEXE B-1 :

RAPPORT DE TECHNOSIM (2023)



**Mise à jour du recueil
d'information auprès de la
clientèle Affaires visant la gestion
de la demande en puissance
(GDP)**

Rapport final

Présenté à :

Hydro-Québec Distribution

Unité Affaires réglementaires et tarifaires - Distribution
Direction Affaires réglementaires, tarifaires et services
de transport d'électricité
Hydro-Québec Distribution

Présenté par :

Technosim inc.

1084-B rue Pierre-Beaumont

Lévis

Québec

G6Z 1N8

Michel Parent, ing.

Janvier 2023

Table des matières

1. Contexte et objectif	2
2. Méthodologie	2
3. Marché visé et base de clients pour les entrevues.....	2
4. Entrevues	2
4.1 Réponses obtenues.....	3
4.2 Information recherchée.....	3
5. Résultats et analyses	3
5.1 Résultats quantitatifs	4
5.1.1 Clients non-participants	4
5.1.2 Clients participants	5
5.2 Résultats qualitatifs.....	7
Annexe A – Guides d’entrevue	8
Introduction	10
A. Secteur d’activités dans lequel œuvre votre entreprise	10
B. Validation de non-participation.....	10
C. Appui financier minimum requis	10
Conclusion	11
Introduction.....	13
A. Secteur d’activités dans lequel œuvre votre entreprise	13
B. Validation de non-participation.....	13
C. Appui financier minimum requis	13
Conclusion	14
Annexe B – Résultats par client	16
Annexe C – Répartition par secteur des entrevues effectuées.....	18

1. Contexte et objectif

Hydro-Québec Distribution (HQD) a retenu les services de la firme Technosim dans le but d'effectuer une mise à jour d'entrevues effectuées à la fin de l'année 2020 et début 2021 auprès de la clientèle affaires d'Hydro-Québec afin d'identifier le niveau d'appui financier minimal, exprimé en \$/kW d'effacement. Cette mise à jour visait à évaluer si le niveau d'appui minimal attendu avait évolué significativement depuis 2021. Les clients contactés se divisaient entre ceux inscrits au programme¹ GDP affaires ainsi que des non-participants, tel qu'établi lors de l'étude de 2021.

2. Méthodologie

La méthodologie retenue pour l'enquête est la suivante :

- 1- Préparation du guide d'entrevue et soumission à Hydro-Québec pour révision et approbation. Les entrevues viseront à déterminer le seuil à partir duquel un client serait prêt à adhérer à un tarif de GDP. Ce seuil sera exprimé en \$/kW d'effacement pour le client.
- 2- Prise de contact auprès des clients sélectionnés lors de la première série d'entrevue, soit 37 qui participaient au programme et 29 qui n'y adhéraient pas.
- 3- Entrevues auprès des clients.
- 4- Analyse des résultats qualitatifs et quantitatifs

3. Marché visé et base de clients pour les entrevues

Le marché visé par l'enquête correspond aux abonnements de moyenne puissance. Hydro-Québec. L'échantillon utilisé est identique à celui de l'enquête initiale de 2021, soit les 37 clients participants de 2021 et 29 clients non-participants en 2021.

4. Entrevues

Les clients contactés en 2020/2021 ont été recontactés dans le cadre de la mise à jour. Plusieurs répondants de 2020/2021 n'ont toutefois pas répondu à la

¹ Le terme « programme » est utilisé sans égard au fait que la GDP soit offerte sous forme d'une option tarifaire à compter de l'hiver 2020-2021. Le terme est utilisé afin d'alléger le texte et englobe tant le programme précédent que l'option tarifaire.

demande d'entrevue, et quelques clients n'ayant pas répondu en 2020/2021 ont toutefois répondu pour cette mise à jour. Le guide d'entrevue est présenté à l'annexe A1 pour les non-participants et A2 pour les participants.

4.1 Réponses obtenues

Un total de 19 clients non-participants ont accepté de participer à la mise à jour alors qu'initialement 29 clients non-participants avaient acceptés de répondre. Il faut cependant noter que 5 clients qui étaient non-participants lors de l'analyse initiale participaient maintenant à la GDP. Du total de 19 clients non-participants, 10 clients ont pu quantifier le montant minimal requis pour participer au programme, comparativement à 18 clients lors de l'enquête initiale. De ces 10 clients ayant quantifier le montant minimal, 4 étaient maintenant des clients participants. Pour les clients participants lors de l'étude initial, un total de 11 clients a accepté de participer à l'enquête comparativement à 10 initialement. L'ensemble de ces 11 répondants ont pu quantifier la valeur minimale acceptable pour poursuivre leur participation au programme. Tous ces répondants participaient toujours à la GDP.

Comme lors de l'enquête initiale, il n'est pas possible de fournir le détail de la répartition par type de marché et par taille de clients, en termes de demande en puissance maximale, puisque cette information n'était pas disponible. Cependant, l'annexe C présente un portrait des clients contactés selon leur secteur, soit commercial, institutionnel ou industriel.

4.2 Information recherchée

Globalement, les entrevues visaient à établir principalement le seuil minimal d'appui financier requis pour qu'un client accepte d'adhérer à un tarif de gestion de la demande en puissance. Le niveau d'aide du tarif n'était pas fourni aux clients lors des entrevues, ni leur réponse précédente lorsque cela était applicable. Les modalités opérationnelles considérées étaient les mêmes que celles du programme GDP Affaires. Pour les clients non-participants, certaines autres informations de nature qualitative ont été recueillies, spécifiquement leur intérêt pour la GDP.

5. Résultats et analyses

Les résultats des entrevues se traduisent en deux types d'observations, soit une mesure quantitative pour le niveau d'appui financier requis pour adhérer à un tarif de GDP, puis de l'information qualitative sur une participation possible à la GDP pour les clients non-participants.

5.1 Résultats quantitatifs

Les résultats quantitatifs se divisent en deux catégories, soit pour les clients non-participants et pour les participants. Il est important de souligner que la quantification de l'appui financier requis est beaucoup plus difficile à quantifier pour les non-participants puisque ces derniers ont une connaissance évidemment plus limitée des mécanismes de GDP et des coûts associés à la mise en œuvre des mesures de GDP. Dans bien des cas, les clients non-participants ne pouvaient quantifier directement en \$/kW le niveau d'appui financier requis. Dans quelques cas, il a été possible d'obtenir des indications sur le niveau global d'appui requis en termes plus globaux, soit en \$/heure ou en montant total annuel. Dans de tels cas, la puissance pointe du client était demandé ou encore un estimé de leur réduction possible en kW. Cette information permettait alors de dériver un niveau d'appui en termes de \$/kW d'effacement typique. L'incertitude demeure plus élevée avec les non-participants dû à cette difficulté de bien cerner les coûts associés à la mise en place de la GDP dans leur entreprise. Au total, plus de 60% des non-participants ayant participé à l'entrevue ont tout de même pu fournir des indications sur l'appui minimal requis.

Dans le cas des participants, l'obtention d'une quantification directement en \$/kW était toujours possible puisque ces derniers sont déjà conscients des coûts d'implantation de la GDP dans leur entreprise. Il a donc été possible d'obtenir un taux de réponse de 100% sur l'aspect quantitatif lors des entrevues.

5.1.1 Clients non-participants

Les différentes quantifications fournies par les clients non-participants ont été traduites en appui financier minimal en \$/kW tel que présenté au tableau 1. Les résultats quantifiés démontrent que l'appui moyen qui serait exigé est de 96 \$/kW, ce qui est à toute fin identique au résultat de 2021. On note toutefois que la valeur minimale fournie est maintenant plus élevée, soit 65 \$/kW. La présence du programme actuel peut avoir un impact sur cette valeur minimale puisque les clients sont généralement conscients de ce qui est présentement offert. Le maximum identifié provient du même client qu'en 2021 et la variation due à l'incertitude du client quant à la quantification des coûts qui seraient encourus par une participation à la GDP.

Tableau 1 : Seuil minimal identifié par les clients non-participants

Gamme d'appui en \$/kW	% des client 2022	% des client 2021
De 20 à 60	0.0%	27.8%
De 60 à 100	60.0%	33.3%
De 100 à 140	20.0%	16.7%
Plus de 140	20.0%	22.2%
Moyenne	\$ 96	\$ 97
Médiane	\$ 67	\$ 85
Écart type	\$ 42	\$ 63
Minimum	\$ 65	\$ 20
Maximum	\$ 174	\$ 261

Globalement, le seuil minimal identifié est supérieur à celui du programme GDP Affaires. Au total 10 des 19 répondants ont pu quantifier un seuil minimal alors que deux autres clients étaient intéressés mais ne souhaitaient pas s'avancer sur un coût minimal, peu importe la manière dont il était exprimé. Enfin, sept clients ont indiqué ne pas pouvoir réduire leur puissance soit pour des raisons techniques ou dû à l'absence d'une marge de réduction.

5.1.2 Clients participants

Les 11 participants ayant acceptés de répondre ont pu identifier le seuil minimal requis pour une adhésion à un tarif de GDP. Les résultats par client sont présentés au tableau 2 tant pour 2022 que pour 2021. Ces résultats indiquent que la moyenne identifiée par les participants est significativement supérieure à celle obtenue en 2021. Cette moyenne demeure inférieure à celle provenant des non-participants, tout comme en 2021. La hausse de la valeur moyenne est attribuable à plusieurs facteurs, mais un facteur qui était souvent mentionné était l'appui total annuel reçu qui était inférieur aux attentes. Il est évident que cet appui total est très dépendant du client et des actions qui sont mises en place lors d'un appel de réduction de puissance. Toutefois, les clients ne font pas nécessairement la distinction entre leur rôle dans le niveau d'appui total obtenue comparativement au montant d'appui en \$/kW. L'impact de l'inflation récente plus élevée n'a pas été directement mentionné par les répondants, bien que quelques-uns ont mentionnés l'importance de couvrir les coûts des combustibles utilisés lors des événements de GDP.

Tableau 2 : Seuil minimal identifié par les clients participants 2022 (haut) et 2021 (bas)

Catégorie de client	Appui minimal (\$/kW) 2022
Commercial, < 200, Tarif M	84
Commercial, < 400, Tarif M	99
Commercial, < 600, Tarif M & G	76
Institutionnel, <400 kW, Tarif M	75
Institutionnel, < 600, Tarif M & G	105
Commercial, < 400, Tarif M	70
Commercial, < 800, Tarif M	65
Industriel, <200 kW, Tarif M & G	65
Industriel, <800 kW, Tarif M	65
Institutionnel, <1200 kW, Tarif M & G	65
Institutionnel, <2600, Tarif M	70
Moyenne	76
Médiane	70
Écart-type	14

Effacement passé (kW)	Appui minimal (\$/kW) 2021
Commercial, < 200, Tarif M	\$ 70
Commercial, < 400, Tarif M	\$ 84
Commercial, < 400, Tarif M	\$ 70
Commercial, < 400, Tarif M	\$ 75
Commercial, < 600, Tarif M & G	\$ 66
Institutionnel, <400 kW, Tarif M	\$ 34
Institutionnel, < 600, Tarif M & G	\$ 70
Institutionnel, 5279, Tarif LG	\$ 70
Commercial, < 400, Tarif M & G	\$ 50
Commercial, < 200, Tarif M	\$ 11
Moyenne	\$ 60
Médiane	\$ 70
Écart-type	\$ 22

5.2 Résultats qualitatifs

De l'information de nature qualitative sur la possibilité de participation à la GDP a également été recueillie auprès des non-participants. Les clients non-participants du secteur industriels n'ayant pas fourni de seuil minimal ont indiqué clairement que la GDP n'était pas ou peu applicable dans leur industrie due aux contraintes de production. Cela inclue certains centres de traitement de données ou un client a indiqué que seule une loi à cet effet le contraindrait à participer à un tel programme. Dans ces cas, le niveau d'appui n'était pas un paramètre important dans leur décision de ne pas adhérer à un programme de GDP.

ANNEXE A – GUIDES D'ENTREVUE

Annexe A1 – Guide d'entrevue pour les non-participants

INTRODUCTION

Bonjour, est-ce que je pourrais parler à < **NOM DE LA PERSONNE INTERROGÉE** >?

Je m'appelle _____. J'appelle de Technosim de la part d'Hydro-Québec afin de récolter de l'information sur votre intérêt relativement à une option tarifaire qu'Hydro-Québec pourrait éventuellement offrir à sa clientèle Affaires et visant à réduire la consommation pendant les périodes de pointe.

[Au besoin] Si vous voulez vérifier la légitimité de notre démarche, vous pouvez contacter Éric Bernier d'Hydro-Québec. [si nécessaire: 514-879-4100 poste 2251]

A. Secteur d'activités dans lequel œuvre votre entreprise

- A1. Œuvrez-vous dans le secteur commercial, institutionnel ou industriel?
- A2. Et de façon plus précise, quel est le secteur d'activités de votre entreprise (exemple : école, soins de santé, industrie du plastique)?

B. Validation de non-participation

B1.B1. Participez-vous à l'option de gestion de la demande en puissance d'Hydro-Québec?

- 1. Oui
- 2. Non
- 3. Ne sait pas

C. Appui financier minimum requis

J'aimerais connaître le niveau d'appui financier ou crédit qui serait requis pour que votre entreprise [SI B1=NON OU NE SAIT PAS OU C2=NON OU NE SAIT PAS, souscrive, SINON continue de souscrire] à l'option tarifaire de gestion de la demande en puissance. À noter que vos réponses seront tenues strictement confidentielles.

Cette option vise à vous faire réduire votre consommation pendant un maximum de 100 heures par année entre 6 h et 9 h ou 16 h à 20 h. Typiquement, le nombre de fois où Hydro Québec demande une réduction est d'au plus 10 fois par année (40 heures). Vous êtes avisés quelques heures avant toute période de réduction. L'option offre un crédit basé sur le niveau de réduction atteint pendant la période comparativement à ce qui aurait été sans vos interventions.

La méthode de réduction est entièrement sous votre contrôle et est établie par vous. Pour vous donner quelques exemples, les méthodes les plus communes de réduction incluent l'utilisation de génératrice, l'abaissement temporaire de la température, l'arrêt de systèmes non essentiels ou le report ou la réduction de la production dans le secteur industriel.

Elle offre un crédit mais n'influence pas le tarif auquel vous êtes assujéti et qui s'applique tant en période hors pointe que lors des périodes où Hydro-Québec demande une réduction (période de pointe). Le crédit ne vise pas à compenser les investissements qui pourraient être nécessaires pour mettre en place les mesures de réduction de consommation (puissance). Nous cherchons donc à identifier le niveau d'appui financier minimal qui serait jugé requis pour compenser à la fois :

- › les coûts directs (coûts de main d'œuvre, d'entretien, d'autres combustibles comme le diesel, ou de perte de production) ;
- › les coûts indirects ou intangibles (maintien du confort des occupants, coûts liés aux reports de production, enjeux syndicaux (horaires, temps supplémentaires, etc.) ou autres inconvénients) ;
- › votre effort consenti pour participer à l'option.

C1. En d'autres mots, pour combien d'argent seriez-vous prêts à réduire votre consommation d'électricité pour de courtes périodes à la demande d'Hydro Québec avec quelques heures d'avertissement? [Si nécessaire, ajouter : Votre meilleure estimation suffira. Vous pouvez donner un coût par heure ou par évènement.]

[NE PAS DONNER LEUR RÉPONSE DE LA DERNIÈRE FOIS, MAIS VOUS POUVEZ DIRE SOUS QUELLE FORME ILS AVAIENT RÉPONDU]

CONCLUSION

Nous avons fait le tour des questions que j'avais pour vous.

Si jamais nous avons besoin de quelques clarifications, serait-il possible de vous rappeler?

Merci de votre temps et bonne fin de journée!

Annexe A2 – Guide d'entrevue pour les participants

INTRODUCTION

Bonjour, est-ce que je pourrais parler à < **NOM DE LA PERSONNE INTERROGÉE** >?

Je m'appelle _____. J'appelle de Technosim de la part d'Hydro-Québec afin de récolter de l'information sur votre intérêt relativement à une option tarifaire qu'Hydro-Québec pourrait éventuellement offrir à sa clientèle Affaires et visant à réduire la consommation pendant les périodes de pointe.

[Au besoin] Si vous voulez vérifier la légitimité de notre démarche, vous pouvez contacter Éric Bernier d'Hydro-Québec. [si nécessaire: 514-879-4100 poste 2251]

A. Secteur d'activités dans lequel œuvre votre entreprise

- A1. Œuvrez-vous dans le secteur commercial, institutionnel ou industriel?
- A2. Et de façon plus précise, quel est le secteur d'activités de votre entreprise (exemple : école, soins de santé, industrie du plastique)?

B. Validation de non-participation

- B1.. Participez-vous à l'option de gestion de la demande en puissance d'Hydro-Québec?
 - 1. Oui
 - 2. Non
 - 3. Ne sait pas

SI B1=NON OU NE SAIT PAS : J'aimerais connaître le niveau d'appui financier ou crédit qui serait requis pour que votre entreprise souscrive à l'option tarifaire de gestion de la demande en puissance.

SI B1=OUI : J'aimerais connaître le niveau d'appui financier ou crédit qui serait requis pour que votre entreprise continue de souscrire à l'option tarifaire de gestion de la demande en puissance.

C. Appui financier minimum requis

J'aimerais connaître le niveau d'appui financier ou crédit qui serait requis pour que votre entreprise [SI B1=NON OU NE SAIT PAS OU C2=NON OU NE SAIT PAS, souscrive, SINON continue de souscrire] à l'option tarifaire de gestion de la demande en puissance. À noter que vos réponses seront tenues strictement confidentielles.

Cette option vise à vous faire réduire votre consommation pendant un maximum de 100 heures par année entre 6 h et 9 h ou 16 h à 20 h. Typiquement, le nombre de fois où Hydro Québec demande une réduction est d'au plus 10 fois par année (40 heures). Vous êtes avisés quelques heures avant toute période de réduction. L'option offre un crédit basé sur le niveau de réduction atteint pendant la période comparativement à ce qui aurait été sans vos interventions.

La méthode de réduction est entièrement sous votre contrôle et est établie par vous. Pour vous donner quelques exemples, les méthodes les plus communes de réduction incluent l'utilisation de génératrice, l'abaissement temporaire de la température, l'arrêt de systèmes non essentiels ou le report ou la réduction de la production dans le secteur industriel.

Elle offre un crédit mais n'influence pas le tarif auquel vous êtes assujetti et qui s'applique tant en période hors pointe que lors des périodes où Hydro-Québec demande une réduction (période de pointe). Le crédit ne vise pas à compenser les investissements qui pourraient être nécessaires pour mettre en place les mesures de réduction de consommation (puissance). Nous cherchons donc à identifier le niveau d'appui financier minimal qui serait jugé requis pour compenser à la fois :

- › les coûts directs (coûts de main d'œuvre, d'entretien, d'autres combustibles comme le diesel, ou de perte de production) ;
- › les coûts indirects ou intangibles (maintien du confort des occupants, coûts liés aux reports de production, enjeux syndicaux (horaires, temps supplémentaires, etc.) ou autres inconvénients) ;
- › votre effort consenti pour participer à l'option.

C1. En d'autres mots, pour combien d'argent seriez-vous prêts à réduire votre consommation d'électricité pour de courtes périodes à la demande d'Hydro Québec avec quelques heures d'avertissement? [Si nécessaire, ajouter : Votre meilleure estimation suffira. Vous pouvez donner un coût par heure ou par événement. Pour plus de précision: Si vous receviez moins, est ce que vous resteriez dans le programme? Quel serait votre montant minimal pour rester dans le programme?]

[NE PAS DONNER LEUR RÉPONSE DE LA DERNIÈRE FOIS, MAIS VOUS POUVEZ DIRE SOUS QUELLE FORME ILS AVAIENT RÉPONDU]

CONCLUSION

Nous avons fait le tour des questions que j'avais pour vous.

Si jamais nous avons besoin de quelques clarifications, serait-il possible de vous rappeler?

Merci de votre temps et bonne fin de journée!

ANNEXE B – RÉSULTATS PAR CLIENT

Tableau B1 : Seuil minimal identifié par les clients non-participants

Client #	Estimé du seuil minimal (\$/kW)	Secteur
1	Ne peut quantifier	Institutionnel
2	\$ 111	Institutionnel
3	\$ 150	Industriel
4	Ne peut quantifier	Institutionnel
5	\$ 65	Institutionnel
6	Ne peut participer	Industriel
7	\$ 65	Institutionnel
8	\$ 174	Industriel
9	Ne peut participer	Industriel
10	Ne peut participer	Institutionnel
11	Techniquement non envisageable	Industriel
12	Pertes de production non acceptable	Industriel
13	\$ 65	Commercial
14	Ne voudrait participer en aucun temps	Industriel
15	Ne voudrait participer en aucun temps	Commercial
16	65	Commercial
17	65	Institutionnel
18	69	Industriel
19	130	Industriel
Moyenne	\$ 96	

ANNEXE C – RÉPARTITION PAR SECTEUR DES ENTREVUES EFFECTUÉES

Tableau C-1: Répartition des répondants par secteur

	Participants	Non-participants	Total
Commercial	5	3	8
Institutionnel	4	7	11
Industriel	2	9	11
Total	11	19	30

ANNEXE B-2 :**RAPPORT DE TECHNOSIM PORTANT SUR UNE MISE À JOUR DES
COÛTS DE L'AUDIT DE 2020**



**Mise à jour partielle du rapport
d'Audit du programme gestion de
la demande de puissance (GDP)
de la clientèle affaires**

Rapport final

Présenté par :

Technosim inc.
1084-B rue Pierre-Beaumont
Lévis
Québec
G6Z 1N8

Michel Parent, ing.

Présenté à :

Hydro-Québec Distribution
Unité Affaires réglementaires et tarifaires - Distribution
Direction Affaires réglementaires, tarifaires et services
de transport d'électricité
Hydro-Québec Distribution

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Michel Parent'.

Janvier 2023

1. Paramètres de la mise à jour.

Cette mise à jour des résultats de la première étude vise à actualiser les coûts de l'énergie utilisés en 2020 et le coût des équipements et mains d'œuvre. Les coûts suivants ont été utilisés pour la mise à jour :

- Coût moyen de diesel/Mazout passe de 0.80\$/L à 1.80 \$/L (<https://www.huiles-interprovinciales.com/prix-huile-a-chauffage/7/135/16/>).
- Coût moyen du gaz naturel passe de 0.50 \$/m³ à 0.60 \$/m³ (<https://www.energir.com/fr/grandes-entreprises/prix-du-gaz-naturel/prix-et-historique/>)
- Coût des équipements et main d'œuvre augmente de 20.8% comparativement à 2020, soit 6.9% en 2021 et 13% en 2022, basé sur l'inflation dans le secteur de la construction commercial selon Statistiques Canada.

Tous les autres paramètres de l'évaluation sont demeurés identiques à ce qui est présenté dans l'analyse initiale.

Tableau 11 : Détails du coût unitaire d'exploitation par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût d'exploitation				# de répondeurs / effacement moyen
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum	
0 à 200	\$ 18.35	\$ 7.81	\$ -	\$ 57.31	5/130 kW
plus de 201 à 400	\$ 19.63	\$ 20.63	\$ -	\$ 41.23	10/293 kW
plus de 401 à 600	\$ 11.31	\$ 7.81	\$ -	\$ 24.77	5/472 kW
plus de 601 à 800	\$ 11.69	\$ 14.45	\$ -	\$ 20.63	3/665 kW
plus de 801 à 1000	\$ 11.07	\$ 11.07	\$ 11.07	\$ 11.07	1/926 kW
plus de 1000	\$ 10.54	\$ 8.94	\$ -	\$ 21.31	12/2811 kW

Tableau 12 : Détails du coût unitaire d'implantation par tranche d'effacement (\$/kW)

Tranche d'effacement	Coût d'implantation			
	Moyen	Médian	Minimum	Maximum
0 à 200	\$ 91.88	\$ 55.86	\$ -	\$ 177.64
plus de 201 à 400	\$ 14.98	\$ -	\$ -	\$ 69.96
plus de 401 à 600	\$ 11.05	\$ 4.14	\$ -	\$ 43.06
plus de 601 à 800	\$ 8.56	\$ 5.43	\$ 5.33	\$ 14.91
plus de 801 à 1000	\$ 19.57	\$ 19.57	\$ 19.57	\$ 19.57
plus de 1000	\$ 10.89	\$ 4.84	\$ -	\$ 40.53

Tableau 22 : Répartition des clients qui n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure et sommaire des coûts

Catégorie	# clients	%	Coût d'exploit. moyen \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW	Coût d'impl. moyen \$/kW	Max. \$/kW	Coût unitaire actualisé moyen - \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW
Chaudière combustible	4	19%	\$ 10.56	\$ 1.50	\$ 25.12	\$ 28.37	\$ 55.86	\$ 16.83	\$ 7.81	\$ 55.86
Contrôle systèmes de CVCA	4	19%	\$ 8.01	\$ -	\$ 23.99	\$ 20.90	\$ 43.06	\$ 12.63	\$ -	\$ 43.06
Gestion chaîne production	3	14%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.81	\$ 5.43	\$ 0.40	\$ -	\$ 5.43
Groupe électrogène	10	48%	\$ 22.22	\$ 3.97	\$ 57.31	\$ 33.03	\$ 176.35	\$ 29.52	\$ 3.97	\$ 176.35

