



*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*



## **La nouvelle Option tarifaire GDP Affaires**

**Rapport d'analyse externe  
de Philip Raphals  
pour le RNCREQ**

**R-4041-2018, phase 2**

**Régie de l'énergie**

**le 9 avril 2021**

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>SOMMAIRE</b>	<b>1</b>
1.1	Conclusions principales	1
1.2	Sommaire de l'analyse	1
1.2.1	Bilan de puissance	1
1.2.2	Les coûts évités	2
1.2.3	L'analyse économique	2
1.2.4	Les coûts récurrents	3
1.2.5	Les appuis minimaux selon le sondage de Technosim	4
<b>2</b>	<b>CONTEXTE</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>LA PREUVE DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>ANALYSE</b>	<b>11</b>
4.1	Le bilan de puissance	12
4.1.1	L'évolution du bilan de puissance	12
4.1.2	L'évolution des prévisions concernant la contribution de la GDP Affaires	14
4.1.3	Commentaires	18
4.2	Les coûts évités	18
4.2.1	Le coût évité en puissance	18
4.2.2	Les coûts évités en énergie	21
4.3	Analyse économique	22
4.3.1	Le traitement de l'année 2020-21	23
4.4	L'audit initial de Technosim	26
4.4.1	Les moyens utilisés	28
4.4.1.1	Les groupes électrogènes	28
4.4.1.2	Le CVCA	28
4.4.1.3	Les chaudières à combustible	28
4.4.1.4	Commentaires	28
4.4.2	Les coûts récurrents des moyens de GDP	29
4.4.2.1	Les groupes électrogènes	30
4.4.2.2	Les chaudières à combustible	31
4.4.2.3	Le CVCA	32
4.4.2.4	La gestion des chaînes de production	32
4.4.2.5	Commentaires	32
4.4.3	Les coûts d'implantation	33
4.4.3.1	Les groupes électrogènes	33
4.4.3.2	Les chaudières à combustible	34
4.4.3.3	Les systèmes de contrôle CVCA	35
4.4.3.4	La gestion des chaînes de production	35
4.4.3.5	Commentaires	36

4.4.4	Discussion	37
4.5	L'audit supplémentaire	38
5	<b>DISCUSSION</b>	<b>41</b>
5.1	Les objectifs de l'Option	41
5.2	Le futur Programme en appui des investissements en GDP Affaires	41
5.3	Les coûts de participer à l'Option	42
5.4	Des pistes de solution	46
5.5	Des appuis financiers dégressifs	46
5.6	Aspects opérationnels	48
6	<b>RECOMMANDATIONS</b>	<b>50</b>

## Table des graphiques

Graphique 1. Contribution de GDP Affaires au Bilan de puissance .....	16
Graphique 2. Coûts récurrents (groupes électrogènes) .....	30
Graphique 3. Coûts récurrents (groupes électrogènes) .....	30
Graphique 4. Coûts récurrents (chaudières à combustible).....	31
Graphique 5. Coûts récurrents (CVCA) .....	32
Graphique 6. Coûts d'implantation (groupes électrogènes).....	34
Graphique 7. Coûts d'implantation (chaudière à combustible) .....	34
Graphique 8. Coûts d'implantation (CVCA) .....	35
Graphique 9. Coûts d'implantation (gestion de chaînes de production).....	36
Graphique 10. Coûts d'implantation et d'exploitation (Audit) .....	43

## Table des tableaux

Tableau 1. Bilan selon le dernier Complément de preuve de R-4110-2019.....	13
Tableau 2. Effacements de GDP Affaires, de 2015-16 à 2019-20.....	14
Tableau 3. Bilan de puissance de l'État d'avancement 2017 .....	17
Tableau 4. Le Tableau R-8.2-C de la pièce B-0102 .....	20
Tableau 5. Analyse économique du Distributeur reflétant le bilan plus récent de R-4110-2019 .....	22
Tableau 6. Analyse économique selon le Tableau R-20.3-B, incluant l'année 2020-21.....	25
Tableau 7. Analyse économique avec les coûts évités à long terme à partir de 2026-27 .....	25
Tableau 8. Les quatre moyens principaux utilisés par la clientèle GDP Affaires .....	27
Tableau 9. Répartition des clients n'utilisant qu'une seule catégorie de mesures (Audit) .....	29
Tableau 10. Coûts récurrents par moyen .....	33
Tableau 11. Coûts d'implantation par moyen .....	36
Tableau 12. Coûts récurrents et d'implantation, par moyen .....	37
Tableau 13. Coûts récurrents et coûts d'implantation annualisés, par moyen .....	38
Tableau 14. Coûts récurrents et appui minimal (groupes électrogènes) .....	39
Tableau 15. Coûts totaux annuels et appui minimal (groupes électrogènes) .....	39
Tableau 16. Coûts totaux annuels et appui minimal (chaudière à combustible).....	40
Tableau 17. Coûts unitaires moyens par tranche d'effacement (Audit).....	43
Tableau 18. Strates de réduction de puissance (B-0085).....	47
Tableau 19. Nombre de clients sondés et appui minimal moyen par strate .....	48

# 1 Sommaire

## 1.1 Conclusions principales

Les conclusions principales de cette analyse de la proposition du Distributeur de l'Option tarifaire GDP Affaires sont les suivantes :

- La proposition tarifaire de 60 \$/kW pour l'Option n'atteint toujours pas de la neutralité tarifaire. L'analyse du Distributeur néglige de tenir compte des coûts de l'Option en 2020-21, et il applique les coûts évités de long terme trois années avant que cela ne soit justifié. En corrigeant ces deux défauts, on constate que la proposition crée toujours une pression tarifaire à la hausse de 48 M \$;
- Les coûts évités par la GDP Affaires doivent supporter non seulement l'Option, mais également tout programme futur pour appuyer les investissements requis pour participer à la GDP Affaires. Si l'objectif à long terme est de faire croître cette ressource continuellement, il est donc nécessaire de réserver des fonds à cette fin;
- Les coûts récurrents associés aux quatre moyens d'effacement utilisés par la plupart des participants sont de moins de 16 \$/kW, et souvent beaucoup moins. Même si l'on inclut une provision pour les coûts annuels associés à leurs investissements antérieurs, les coûts annuels ne dépassent pas 23 \$/kW pour les groupes électrogènes, et sont de moins de 15 \$/kW pour les autres moyens;
- Les données disponibles n'indiquent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offert par le client. Sur la base des coûts, une grille dégressive ne semble donc pas justifiée;
- Toutefois, en termes de **la marge requise** sans égards aux coûts, une grille dégressive peut néanmoins s'avérer utile pour inciter un client à participer à la GDP Affaires — surtout vu l'importance du défi de recruter les clients de moins de 200 kW, autrement desservis par des agrégateurs.

## 1.2 Sommaire de l'analyse

### 1.2.1 Bilan de puissance

Depuis novembre 2019, il y a eu trois prévisions de l'évolution de l'Option tarifaire, chacune très différente de la prévision antérieure. Selon le bilan de puissance le plus récent, les effacements réels de GDP Affaires en 2020-21 étaient de 407 MW, beaucoup plus élevé que l'année antérieure (287 MW). Le Distributeur prévoit que ceux-ci baissent à 325 MW en 2021-22 pour ensuite revenir à presque 400 MW l'année après. Ensuite, ils montent rapidement à 470 MW, et restent plafonné à ce niveau pendant les derniers cinq ans de la période de planification.

Aucune explication n'a été fournie, ni sur la croissance rapide entre 2019-20 et 2020-21, ni sur la chute entre 2020-21 et 2021-22, ni sur la reprise rapide pendant les prochains deux ans, ni sur le

plafonnement des gains à partir de 2024-25. Il est essentiel de comprendre les raisons qui expliquent cette prévision.

### 1.2.2 Les coûts évités

Un des éléments les plus importants pour l'analyse économique est la date à laquelle le coût évité en puissance de long terme s'applique. Le Distributeur reconnaît que, selon son bilan de puissance, de nouvelles ressources de long terme ne seraient pas requises avant 2026-27. Malgré cela, il soutient qu'il est approprié d'appliquer le coût évité à long terme à partir de 2023-24 parce qu'il aurait besoin d'une nouvelle ressource à long terme à cette date, si le programme GDP Affaires disparaissait.

Cet argument avait déjà été soulevé en phase 1, mais la Régie l'a rejeté. Sa décision implique que les coûts évités à long terme devaient être appliqués dès le moment où des approvisionnements de long terme seraient requis, tenant compte de l'apport préconisé de GDP Affaires.

Il est approprié d'appliquer ce principe ici, parce que la question dans cette audience n'est pas de savoir si l'Option tarifaire GDP Affaires doit être acceptée ou rejetée, mais plutôt comment son appui financier doit être calibré pour éviter les pressions tarifaires à la hausse que la Régie a identifiées à la phase 1. Étant donné qu'il n'y a aucun scénario à l'étude où l'apport de GDP Affaires sera nul, il serait illogique d'appliquer les coûts évités à long terme à partir du moment où de nouvelles ressources auraient été requises, en l'absence complète de l'Option.

### 1.2.3 L'analyse économique

En réponse à une DDR, le Distributeur dépose une analyse économique mise à jour. Cette analyse démontre un gain net (VAN) de 90 M\$ sur une période de 10 ans, ou de 211 M \$ sur une période de 20 ans. À notre avis, cette VAN de 20 ans n'a que peu de pertinence pour la présente audience. Nos commentaires se limiteront donc à l'impact tarifaire sur un horizon de 10 ans.

L'analyse économique est problématique à deux égards. L'appui financier de l'Option pour l'année 2020-21 est fixé selon un tarif provisoire et donc ne devrait pas être exclu de l'analyse économique. L'inclusion de l'année 2020-21 réduit les gains tarifaires attribuables à l'Option à 36 M \$ sur 10 ans.

Deuxièmement, l'analyse du Distributeur prévoit l'application du coût évité en puissance à long terme à partir de 2023-24, ce qui n'est pas justifié par le bilan. Ils devraient plutôt être appliqués uniquement à partir de 2026-27. Étant donné que les coûts évités à long terme sont la source principale de valeur dans cette analyse, ce changement a des effets importants sur les résultats. Il fait en sorte que **l'Option produit une perte nette, sur le plan tarifaire, de 48 M \$ (actualisé sur 10 ans).**

Pour atteindre la neutralité tarifaire pour l'Option, il faudra réduire l'appui financier moyen par environ 20 %, à 46 \$/kW (\$ de 2021) — ou à 48 \$/kW, si le tarif de 2020-21 est également modifié.

Qui plus est, cette analyse ne tient pas compte des coûts d'un futur programme d'appui financier aux investissements requis pour participer à l'Option. Ces coûts seront sans doute non négligeables, et doivent se justifier selon les mêmes bénéfices (coûts évités) identifiés ici. Autrement dit, les 186 M \$ (actualisé) en coûts évités doivent couvrir non seulement les coûts associés à l'Option tarifaire GDP Affaires, mais également au programme futur qui sera sans doute requis afin d'agrandir le bassin de clients équipés pour y participer.

#### 1.2.4 Les coûts récurrents

L'Audit identifie quatre moyens principaux utilisés par la clientèle GDP Affaires : les groupes électrogènes, le contrôle des systèmes de CVCA, les chaudières à combustible et la gestion des chaînes de production. L'Audit démontre que 57 % de la clientèle actuelle de GDP Affaires utilise un seul moyen, et que le moyen le plus souvent utilisé est le Groupe électrogène.

Malheureusement, pour les clients qui utilisent plus qu'un moyen, aucune information n'a été recoltée sur les quantités d'effacements attribuables aux différents moyens utilisés. Il n'est donc pas possible de ventiler leurs coûts parmi les différents moyens utilisés. Notre analyse se limitera donc aux clients qui utilisent un seul moyen de réduction de puissance.

**Pour les clients sauf deux utilisant seulement les groupes électrogènes, les coûts récurrents varient entre 8\$ et 16\$/kW (en excluant une valeur aberrante).** Les données disponibles ne suggèrent pas que ces coûts récurrents varient en fonction du nombre de kW d'effacement offert par le client.

**Pour les clients utilisant les chaudières à combustible, les coûts récurrents varient généralement entre 1\$ et 3\$/kW.** Les données disponibles ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offert par le client.

Pour le contrôle des systèmes CVCA, les coûts récurrents sont plus variables. Pour deux des quatre clients, les coûts récurrents sont nuls. Les deux autres affichent des coûts de 6,7 \$/kW et de 11 \$/kW. Prises ensemble, ces données indiquent que **les coûts récurrents pour le contrôle de systèmes CVCA varient entre 0\$ et 11\$/kW.** Les données disponibles ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offert par le client.

Pour les trois clients utilisant la gestion des chaînes de production comme moyen de GDP, **les coûts récurrents sont nuls.**

**Ainsi, pour les quatre moyens les plus utilisés, les coûts récurrents varient entre 0\$ et 16\$/kW. L'appui financier moyen proposé par le Distributeur de 60\$/kW dépasse donc**



par 4 ou 6 fois les valeurs maximales mentionnées ici, et dépasse les valeurs moyennes par un facteur de 6 à 15.

Le tableau suivant résume les coûts moyens récurrents et d'implantation pour chaque moyen d'effacement. Pour les coûts d'implantation, les valeurs de zéro et de presque zéro sont exclues, en présupant qu'ils reflètent la présence d'équipements déjà en place.

Moyen	Coûts récurrents (moyenne) (\$/kW)	Coûts d'implantation (moyenne des coûts non nuls) (\$/kW)	Coûts d'implantation annualisés (\$/kW)	Coûts totaux annuels (\$/kW)	Ratio des coûts récurrents sur les coûts totaux annualisés
Groupes électrogènes	10.2	57.7	13.0	23.2	44 %
Chaudières	4.0	43.6	9.8	13.8	29 %
CVCA	4.4	34.6	7.8	12.2	36 %
Gestion	0	4.5	1.0	4.5	0 %

#### Coûts récurrents et coûts d'implantation annualisés, par moyen

Les coûts récurrents comptent donc pour entre 29 % et 44 % des coûts totaux annuels. Cela suggère qu'une partie importante des bénéfices reliés aux coûts évités doivent être réservés pour le programme futur d'efficacité énergétique pour appuyer l'implantation, si l'objectif est de faire croître la participation à long terme, tout en respectant la neutralité tarifaire.

Soulignons toutefois qu'une durée de vie de 5 ans (l'hypothèse utilisée par Technosim) est une hypothèse très conservatrice, si on parle d'un groupe électrogène d'urgence, d'une chaudière à combustible, ou d'un système de contrôle de CVCA. L'amortissement des coûts d'implantation sur une période plus longue impliquerait évidemment un coût annuel moins élevé. Les coûts d'implantation annualisés seraient donc en réalité moins élevés que les coûts présentés ici.

#### 1.2.5 Les appuis minimaux selon le sondage de Technosim

L'Audit supplémentaire inclut des réponses de 37 non-participants et de 10 clients participants à un sondage mené par Technosim. Des dix clients participants, six se trouvent parmi les clients utilisant un seul moyen d'effacement, qui font l'objet de l'analyse présentée dans la section antérieure.

Les trois clients utilisant uniquement les groupes électrogènes exigent un appui minimal en moyenne **5,6 fois plus grand que leurs propres coûts récurrents**. Même si l'on inclut leurs coûts d'implantation, l'appui minimal tels qu'ils l'estiment approprié demeure **5,3 fois plus grand que leurs coûts totaux annuels**.

Concernant les chaudières à combustible, il y a un seul client du sondage initial qui a également indiqué le niveau d'appui qu'il considère minimalement requis pour permettre sa participation. Il a indiqué un appui minimal de 70\$/kW, qui serait **28,3 fois plus grand que ses coûts récurrents, ou 17,6 fois plus grand que ses coûts totaux annuels**.

Pour les systèmes de contrôle de CVCA, il y avait également un seul répondant qui a fourni une réponse par rapport à l'appui minimal. Il a également indiqué un appui minimal de 70 \$/kW, malgré le fait que ses coûts récurrents sont nuls. Un tel appui représenterait **8,7 fois ses coûts totaux annuels de 8 \$/kW**.

**Ces chiffres démontrent que, pour tous les répondants participants qui utilisent un seul moyen de réduction de puissance, l'appui minimal recherché est très élevé par rapport à leurs propres coûts récurrents et unitaires. Ce constat met en doute la valeur probante de l'Audit supplémentaire.**

## 2 Contexte

Dans sa décision D-2021-010, la Régie indique qu'elle « fixe le cadre d'examen du dossier à la lumière de sa décision D-2019-164, de la preuve reçue du Distributeur, des listes des sujets des intervenants, des commentaires reçus et des répliques. »<sup>1</sup> Elle rappelle certaines conclusions de la décision D-2019-164, portant sur la phase 1 de ce dossier, dont notamment celles qui suivent :

**[LA RÉGIE] RETIENT**, pour l'appréciation de la neutralité tarifaire du Programme :

- l'horizon d'examen du plan d'approvisionnement 2017-2026,
- un coût évité de fourniture en puissance de court terme pour la période de 2018-2019 à 2022-2023 et de long terme pour la période de 2023-2024 à 2025-2026,
- la valeur de 0 \$ pour les coûts évités de transport et de distribution de l'analyse du TNT,
- que la valeur de l'appui financier a un effet significatif sur la neutralité tarifaire;

**ESTIME** que le Programme entraîne une augmentation des tarifs de l'ordre de 54,3 M\$ sur l'horizon 2025-2026 et qu'une optimisation de la valeur de l'appui financier du Programme, tel qu'exprimé à la section 5.3, devrait assurer la neutralité tarifaire;

**CRÉE** une phase 2 au dossier pour procéder à l'examen d'une nouvelle option tarifaire, basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la présente décision;<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> D-2021-010, para 28.

<sup>2</sup> D-2019-164, para 302, repris dans D-2021-010, para 29.

Bien que la Régie retienne que l'appréciation de la neutralité tarifaire du Programme doit se faire en fonction de l'horizon d'examen du plan d'approvisionnement 2017-2026, nous sommes d'avis qu'il est justifié d'élargir l'horizon de notre analyse afin de la baser sur les données les plus récentes. En effet, la décision D-2019-164 mettait un terme à la phase 1 du dossier, mais le délibéré de cette décision a débuté en octobre 2018, pour se prolonger jusqu'à la fin de l'année 2019. Sachant que le Distributeur a publié son plan d'approvisionnement 2020-2029 à la toute fin de ce délibéré de plus d'un an, on comprend pourquoi le dispositif de la décision D-2019-164 n'y fait pas référence et s'en tient à celui de 2017-2026.

Nous remarquons également que la portée de la phase 2 ne se limite pas à la décision D-2019-164, mais inclut également la preuve reçue du Distributeur, tel que l'exprime la Régie dans la décision D-2021-010 : « De manière générale, dans la phase 2 du présent dossier, la Régie entend traiter des sujets inclus dans la preuve du Distributeur et portant sur les modalités et le texte des tarifs de la nouvelle offre tarifaire optionnelle, soit le Tarif GDP. »<sup>3</sup> Le fait que la preuve du Distributeur au dossier fait référence non seulement au Plan d'approvisionnement 2020-2029, mais également à son État d'avancement 2020 rend inévitable un élargissement de l'horizon retenu à la décision D-2019-164.

Similairement, étant donné les changements du contexte de planification, il nous apparaît logique et compatible avec l'esprit des décisions D-2019-164 et D-2021-010 de mettre à jour les périodes d'application des coûts évités de court et de long terme mentionnées dans le dispositif de la décision D-2019-164. La preuve du Distributeur abonde d'ailleurs dans ce sens.

D'autre part, cette décision précise qu'il peut être approprié de revoir les modalités de l'Option afin d'assurer sa neutralité tarifaire.

[230] Le Distributeur soutient que ce sont les caractéristiques du Programme, telles que présentées, qui doivent être considérées dans l'appréciation de ce dernier :

« 12. [...] Autrement dit, le présent dossier ne vise pas à définir un nouveau programme suivant les souhaits ou les suggestions des différents intervenants au dossier ».

[231] La Régie ne partage pas ce point de vue. Elle croit qu'il peut être pertinent de revoir certaines modalités si cette revue permet d'assurer la neutralité tarifaire du Programme.

[232] L'approche du Distributeur permet d'établir la valeur maximale de l'appui financier sur la base des coûts évités en puissance de long terme. Selon le Distributeur, tout appui financier offert sous cette borne maximale est justifié.

---

<sup>3</sup> D-2021-010, para 30.

[233] La Régie considère plutôt que cette approche, bien qu'elle permette de remplir une condition nécessaire à l'approbation du Programme, ne constitue pas une condition suffisante à son approbation.

[234] Elle estime qu'une telle approche ne permet pas de déterminer si l'appui financier offre uniquement la rémunération suffisante pour mener à l'effacement visé par le Programme, tout en cherchant à minimiser ses coûts, dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle qui le paie. Autrement dit, cette approche ne permet pas de déterminer des tarifs justes et raisonnables.<sup>4</sup>  
[nos soulignements]

La Régie détermine également que l'appui financier récurrent de l'Option tarifaire de GDP Affaires (« l'Option ») ne devrait pas permettre de récupérer les investissements requis pour l'installation d'équipements chez les participants, mais uniquement leurs coûts annuels récurrents. Elle ajoute que ces coûts d'installation pourraient faire l'objet d'une subvention distincte en efficacité énergétique :

[267] La Régie juge qu'il est essentiel de justifier l'appui financier du Programme de façon distincte, selon qu'il s'agit de compenser les coûts annuels récurrents de participation de ceux visant l'installation d'équipements chez les participants. Ces investissements non récurrents ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent, mais plutôt faire l'objet, par exemple, d'une subvention distincte en efficacité énergétique.<sup>5</sup> [nos soulignements]

La Régie demande donc au Distributeur de présenter une proposition qui réduit le montant moyen de l'appui financier de l'Option d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, en se basant sur une estimation de 10,50 \$/kW :

[268] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire le montant moyen de l'appui financier au Programme, actuellement fixé à 70 \$/kW, d'un montant équivalent à la compensation pour le coût de l'installation d'équipements chez les participants, actuellement estimé à environ 10,50 \$/kW. Le Distributeur pourra proposer un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP chez les participants au Programme.<sup>6</sup> [caractères gras dans l'original omis; nos soulignements]

Soulignons toutefois que la Régie ne cristallise pas à 70\$/kW le montant de l'appui financier, mais demande que celui-ci soit fixé d'après l'analyse des coûts encourus par les clients, tout en insistant sur la neutralité tarifaire.

---

<sup>4</sup> D-2019-164, para 230 à 234.

<sup>5</sup> D-2019-164, para. 267.

<sup>6</sup> D-2019-164, para 268.

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

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

[264] La Régie est d'avis qu'une meilleure connaissance des principaux coûts encourus par les participants au Programme constitue un intrant important à l'établissement d'un niveau d'appui financier adéquat, soit le niveau minimum nécessaire pour amener l'effacement visé par le Programme.<sup>7</sup> [références omises, nos soulignements]

Finalement, la Régie fait part de son intérêt pour une solution qui se base sur un appui financier dégressif et demande au Distributeur de déposer une proposition en ce sens :

[252] Parmi la vaste gamme de participants du Programme, certains clients au tarif LG se démarquent donc par l'ampleur du bénéfice qu'ils tirent de leur effacement par compteur. À la lumière de ce constat, la Régie considère que la suggestion de la FCEI selon laquelle un appui financier uniforme n'est pas la méthode adéquate afin de maximiser la valeur du Programme est pertinente. Un appui financier dégressif, en fonction de la puissance, capterait probablement mieux le profil du prix de réserve de la clientèle.

(...)

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

(...)

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

---

<sup>7</sup> D-2019-164, para. 262-264.

pour la dernière strate de réduction de puissance.<sup>8</sup> [nos soulignements, caractères gras et références omises]

Cela dit, selon notre lecture de ladite décision, cela ne représente pas une décision définitive en faveur d'un appui financier dégressif, mais plutôt une indication que, selon la preuve alors à sa disposition, la Régie jugeait qu'une telle grille dégressive était probablement la meilleure approche à suivre.

### 3 La preuve du Distributeur

Comme demandé par la Régie, le Distributeur a présenté une proposition qui réduit l'appui financier de l'Option d'un montant qui, selon lui, correspond aux coûts d'implantation, et ce, selon une grille dégressive.

Il a présenté une analyse économique de cette proposition en vue de démontrer une neutralité tarifaire, laquelle reposerait sur un bilan des besoins additionnels en puissance, les coûts évités et une prévision de participation à l'Option.

Sa proposition est appuyée par deux rapports de Technosim : un audit produit en décembre 2020, comme demandé dans la décision D-2020-147 (« l'Audit »), et un audit supplémentaire, tel que requis par la décision D-2021-010 (« l'Audit supplémentaire »). Cet Audit supplémentaire devait permettre de déterminer l'appui financier requis par des participants et des non participants pour maintenir leur adhésion, accroître leur participation ou adhérer à un tarif de gestion de demande en puissance.

Selon le Distributeur, l'appui financier de l'Option doit être fixé en fonction de ses objectifs, tels qu'inscrits au bilan de puissance.

À cet effet, le Distributeur souligne que ce que [sic] constitue un niveau adéquat d'appui financier varie évidemment selon les clients. Pour certains, les coûts directs et les contraintes sont plus faibles, alors que pour d'autres, ils sont plus importants. Pour d'autres encore, l'appui financier est insuffisant pour compenser les inconvénients subis. Plusieurs clients ont d'ailleurs refusé de participer au Programme pour cette raison. Cela illustre l'importance pour le Distributeur

---

<sup>8</sup> D-2019-164 para 252, 260 et 272.

d'établir l'appui financier à un niveau qui lui permet d'atteindre ses objectifs, et non pas de tenter de le calquer sur les coûts directs et indirects des clients<sup>9</sup>. [nos soulignements]

Plus précisément, le niveau de l'appui financier devrait selon lui être fixé en fonction des attentes du dernier client visé par cet objectif.

La réflexion du Distributeur n'est pas basée sur la quantification de marges pour les participants pris individuellement. Conceptuellement, il s'agit plutôt d'établir une rémunération qui permet [sic] d'aller chercher la dernière unité contributive requise pour atteindre la contribution globale souhaitée, même si cette unité est plus coûteuse<sup>10</sup>. [nos soulignements]

Cette approche est surprenante. Elle ressemble aux formules de prix horaires utilisés dans les réseaux qui utilisent le *location-based marginal pricing* (LMP, ou LBMP), où le prix horaire pour tout fournisseur et tout acheteur est fixé selon l'offre la plus dispendieuse requise afin d'équilibrer l'offre et la demande pour l'heure en question. Évidemment, pour tout fournisseur capable de fournir à un prix moindre que celui du dernier fournisseur retenu, cette formule produit des revenus au-delà (et souvent bien au-delà) de son seuil de rentabilité. Dans les marchés horaires de l'électricité, cette approche se justifie par la nécessité d'équilibrer le bilan, heure par heure, coûte que coûte. Elle n'est pas du tout appropriée, selon nous, pour fixer le tarif d'une option parmi plusieurs, pour laquelle « la contribution globale souhaitée » peut aussi varier. Nous examinerons cette approche conceptuelle plus en détail plus loin.

Pour se conformer à l'exigence de la Régie voulant que le montant de l'appui financier de l'Option ne doive pas tenir compte des coûts d'implantation des mesures de réduction de puissance, mais uniquement des coûts récurrents (coûts d'exploitation), le Distributeur enlève de l'appui financier du programme antérieur (70\$/kW) un montant de 10,50 \$/kW, lequel devrait correspondre aux coûts d'implantation.

Pour ce faire, le Distributeur a calibré son crédit moyen sur la base du signal de prix éprouvé que représente la rémunération de 70 \$/kW accordée depuis la mise en oeuvre du Programme et actuellement en vigueur en vertu du tarif provisoire, en l'ajustant suivant les indications données par la Régie dans sa décision D-2019-164. Le Distributeur rappelle que cette rémunération de 70 \$/kW a jusqu'à présent permis d'obtenir des contributions à hauteur des objectifs qu'il s'est fixés pour ce moyen d'effacement, afin d'équilibrer son bilan en puissance<sup>11</sup>. [nos soulignements]

---

<sup>9</sup> B-0085, page 8, qui reprend un passage de la réponse du Distributeur à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie en phase 1 (B-0015, page 12).

<sup>10</sup> B-0109, R11.3, p. 17-18.

<sup>11</sup> B-0109, R11.3, p. 18.

Quoique le Distributeur mentionne calibrer son crédit suivant des « indications données par la Régie dans sa décision D-2019-164 », la valeur de 10,50 \$/kW n'est en fait qu'une simple estimation, comme l'indique le paragraphe 268 de la décision D-2019-164, cité ci-dessus. Bien plus, c'est le Distributeur lui-même qui a fourni cette approximation lors de la phase 1 du dossier:

[266] La Régie constate que le Distributeur justifie notamment l'appui financier de 70 \$/kW par le fait que les participants au Programme doivent rentabiliser les investissements requis pour permettre l'effacement demandé par ce dernier. Or, le Distributeur ne possède pas de détails quant au niveau des investissements requis. Il utilise comme approximation le montant d'appui financier minimal de 10,50 \$/kW.<sup>12</sup> [nos soulignements]

Conséquemment, nous sommes d'avis que cette estimation ne lie aucunement la Régie. Le montant correspondant aux coûts d'installation des équipements nécessaires à la GDP doit plutôt être fixé de façon empirique, selon les données nouvellement disponibles.

Finalement, le Distributeur établit une grille dégressive avec l'objectif de fournir un appui financier de  $70\$ - 10\$ = 60\$/kW$ , en moyenne.

## 4 Analyse

Conformément à ce que nous avons mentionné ci-devant, l'analyse économique du Distributeur intègre ses coûts évités de court et de long terme, tant en puissance qu'en énergie. Ainsi, puisque l'application du coût évité de long terme repose sur le bilan, ce sera donc le point de départ de notre analyse.

Nous allons d'abord examiner le bilan de puissance (section 4.1) et ensuite les coûts évités qui s'y appliquent, tant pour la puissance que pour l'énergie (section 4.2). L'analyse économique de l'Option qui en découle sera présentée à la section 4.3.

En quatrième lieu, nous regarderons les résultats de l'Audit fait par Technosim afin de mieux comprendre la structure des coûts des participants actuels (section 4.4).

Finalement, nous regarderons l'Audit supplémentaire, dont l'objectif était d'identifier le niveau d'appui minimal requis par les participants actuels et potentiels (section 4.5).

---

<sup>12</sup> D-2019-164, para 266.



## 4.1 Le bilan de puissance

### 4.1.1 L'évolution du bilan de puissance

Le bilan de puissance qui sous-tend le Complément de preuve du Distributeur<sup>13</sup> est celui de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-29<sup>14</sup>. Dans ce bilan, la contribution de GDP Affaires en 2020-21 est identifiée à 407 MW, mais elle tombe ensuite à 150 MW en 2021-22. Au cours des cinq années subséquentes, elle augmente graduellement pour atteindre 300 MW lors de la septième année, et ensuite rester à ce niveau pour les trois dernières années du Plan.

Toutefois, quelques semaines plus tard, le Distributeur dépose au dossier R-4110-2019 un bilan de puissance très différent<sup>15</sup>. Selon ce bilan, la contribution de GDP Affaires en 2020-21 est toujours de 407 MW, mais tombe seulement à 325 MW en 2021-22 (au lieu de 150 MW), augmente ensuite rapidement à 465 MW au cours des deux années subséquentes, et se stabilise enfin à 470 MW pour les derniers cinq ans. Le Distributeur indique qu'il s'agit de son plus récent bilan de puissance<sup>16</sup>.

Ce bilan est reproduit ici<sup>17</sup>:

---

<sup>13</sup> B-0097, p. 8, l. 14 à 16.

<sup>14</sup> B-0109, R20.1, p. 38.

<sup>15</sup> Dossier R-4110-2019, pièce B-0114, p. 5.

<sup>16</sup> B-0109, R20.3, p. 38.

<sup>17</sup> Dossier R-4110-2019, pièce B-0114, p. 5.

TABLEAU 2.1 :  
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 775</b>	<b>39 392</b>	<b>39 790</b>	<b>40 156</b>	<b>40 498</b>	<b>40 572</b>	<b>40 909</b>	<b>41 228</b>	<b>41 550</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 407</b>	<b>43 166</b>	<b>43 643</b>	<b>44 083</b>	<b>44 509</b>	<b>44 627</b>	<b>45 005</b>	<b>45 359</b>	<b>45 717</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>									
<b>Approvisionnement planifiés</b>									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
<b>Autres contrats de long terme</b>	<b>1 879</b>	<b>1 926</b>	<b>1 935</b>	<b>1 946</b>	<b>1 968</b>	<b>1 970</b>	<b>1 926</b>	<b>1 834</b>	<b>1 728</b>
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
<b>Gestion de la demande de puissance</b>	<b>1 367</b>	<b>1 677</b>	<b>1 851</b>	<b>2 205</b>	<b>2 503</b>	<b>2 720</b>	<b>2 753</b>	<b>2 764</b>	<b>2 780</b>
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Tableau 1. Bilan selon le dernier Complément de preuve de R-4110-2019

Selon ce bilan, des approvisionnements de long terme en puissance ne sont pas requis avant 2027-28. Or, cette situation n'est pas créée par une augmentation des besoins; ceux-ci n'augmentent que très légèrement, avec une augmentation totale de seulement 2,7 % dans les derniers cinq ans, pour une croissance annuelle de seulement 0,67%.

En fait, le besoin d'approvisionnements additionnels dans les dernières années du Plan vient surtout de la réduction d'achats contractuels auprès d'HQP<sup>18</sup> (perte de 1 000 MW en 2027-28) et d'autres fournisseurs (environ 100 MW dans chacune des deux années subséquentes).

Le même Complément de preuve prévoit également des ressources additionnelles en énergie à la même époque, et pour la même raison. En effet, les contrats engagés suite à l'A/O 2002-01<sup>19</sup>, qui ont créé un surplus important pour le Distributeur depuis des années, commencent à être pleinement utilisés et devront être remplacés, d'une façon ou autre, à leur échéance.

<sup>18</sup> Il s'agit apparemment des contrats en base et cyclable, conclus suite à l'appel d'offres autorisé en 2002, ainsi que les conventions d'énergie différée/rapelée.

<sup>19</sup> D-2003-159.

Quoique le contraire ne soit pas impossible, il est probable que la ressource que le Distributeur engagera pour répondre à ces besoins en énergie fournira également de la puissance. Il est donc possible qu'une partie importante des besoins en puissance identifiés dans ce bilan sera comblée par la même ressource engagée pour répondre aux besoins en énergie. Cette question pourrait être abordée lors des audiences du dossier R-4110-2019 en juillet 2021.

**Ainsi, si une nouvelle ressource en énergie amenant également de la puissance était engagée, la conséquence serait de réduire ou retarder le besoin de nouvelles ressources en puissance.**

#### 4.1.2 L'évolution des prévisions concernant la contribution de la GDP Affaires

Selon les deux bilans de puissance mentionnés dans la section précédente, l'impact de l'Option en 2020-21 est de 407 MW. Le Distributeur confirme qu'il s'agit du niveau d'effacement planifié<sup>20</sup>. Remarquons que, dans le passé, il n'y a eu que peu d'écarts entre les effacements planifiés et les effacements réels<sup>21</sup>.

COMPARAISON DES MW D'EFFACEMENT PLANIFIÉS<sup>14</sup> ET RÉELS

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Hiver 2019-2020
<b>Planifiés</b>	30	130	260	287*	287*
<b>Payés</b>	25	183	287	252*	254*
<b>Réels</b>	25	183	287	280	297
<b>Écart planifiés vs réels</b>	-5	53	27	-7	10

\* Pour respecter l'ordonnance de sauvegarde

Tableau 2. Effacements de GDP Affaires, de 2015-16 à 2019-20

On peut donc présumer que ce chiffre de 407 MW pour 2020-21 est une bonne approximation des résultats réels pour l'hiver qui vient de se terminer.

Or, comparée aux résultats des années antérieures, cette valeur de 407 MW est surprenante. Depuis 2017-18, on constate un plafonnement des gains réels entre 280 et 300 MW, même si le nombre de MW rémunéré a baissé à environ 253 MW suite aux ordonnances de sauvegarde<sup>22</sup>. On constate donc une augmentation importante des effacements entre 2019-20 et 2020-21.

La décision approuvant le tarif provisoire (D-2020-120) a été rendue le 14 septembre 2020, et que, selon l'art. 4.75 de ce même tarif, « Pour adhérer à la présente option, le demandeur doit

<sup>20</sup> B-0104, R1.5, p.7.

<sup>21</sup> B-0080, p. 7, Tableau 1.

<sup>22</sup> B-0108, R1.1, p. 3.

soumettre une demande écrite à Hydro-Québec avant le 15 septembre »<sup>23</sup>. Pour expliquer le passage de 297 MW réels à l'hiver 2019-20 à 407 MW pour l'hiver 2020-21, il faudrait conclure que le Distributeur aurait reçu plus de 100 MW en nouvelles inscriptions entre le 14 et le 15 septembre 2020, ou alors avant même que la décision finale ne soit rendue.

Il est vrai que, selon le tarif provisoire, l'appui financier demeurerait à 70 \$/kW, comme avant. Toutefois, la décision D-2019-164, qui précisait que l'appui financier de l'Option tarifaire ne devait couvrir que des coûts récurrents<sup>24</sup>, laissait clairement présager une réduction éventuelle de l'appui financier, même pour l'année 2020-21. De plus, la décision D-2020-120 indique clairement qu'il s'agissait d'un tarif provisoire :

**81.** Par ailleurs, la Régie juge qu'il est important de réitérer une demande qu'elle avait déjà formulée dans sa décision D-2019-092, soit de demander au Distributeur de prévenir les nouveaux participants que cette option tarifaire est sujette à modifications ultérieures<sup>25</sup>.

Pour toutes ces raisons, il n'aurait pas été surprenant d'observer des inscriptions en 2020-21 en baisse par rapport aux inscriptions de l'année antérieure. Toutefois, il semble que le nombre de MW inscrits ait plutôt augmenté, par quelque 37 % ! Des détails supplémentaires sur les raisons de cette augmentation seraient certes utiles. À tout événement, elle semble bien indiquer que, malgré l'incertitude et la possibilité d'une réduction éventuelle des appuis financiers, l'Option demeure néanmoins très intéressante du point de vue de la clientèle.

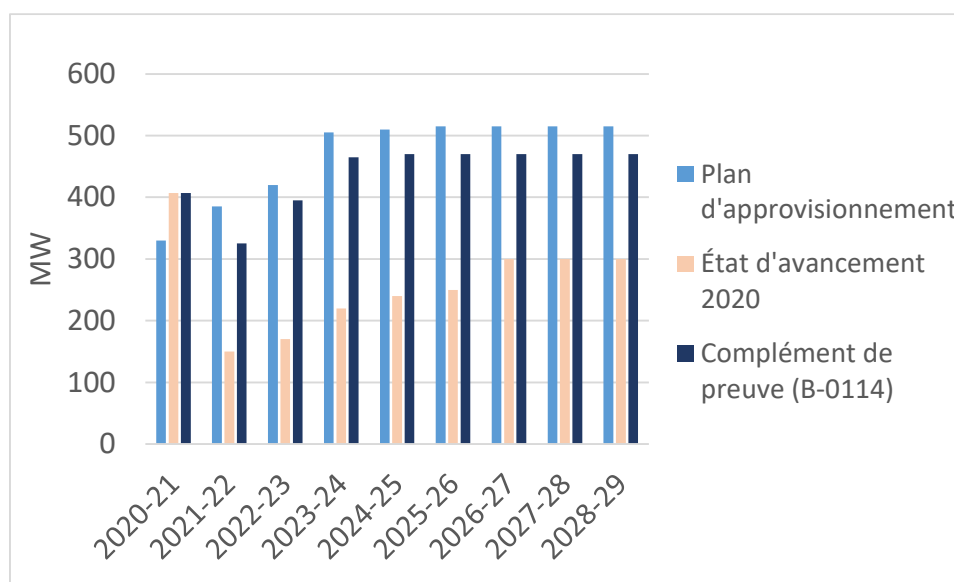
Comme mentionné auparavant, depuis novembre 2019, il y a eu trois prévisions de l'évolution de l'Option tarifaire, chacune très différente de la prévision antérieure. Les trois prévisions sont résumées dans le graphique suivant :

---

<sup>23</sup> B-0067, p. 4.

<sup>24</sup> D-2019-164, para. 267.

<sup>25</sup> D-2020-120.



**Graphique 1. Contribution de GDP Affaires au Bilan de puissance**

Tel que mentionné, comparé au Plan d'approvisionnement original<sup>26</sup>, on constate que dans l'État d'avancement de novembre 2020<sup>27</sup> le Distributeur réduit substantiellement ses attentes à l'égard de l'Option tarifaire. Ensuite, dans son Complément de preuve de février 2021<sup>28</sup>, ses attentes se repositionnent presque au niveau antérieur.

Le Distributeur l'explique comme suit:

Pour le bilan de puissance de l'État d'avancement 2020 et du complément de preuve déposé le 25 février 2021, le Distributeur a revu la contribution en puissance de la GDP Affaires en tenant compte des changements anticipés occasionnés par le passage de ce moyen d'un programme commercial (le « Programme ») à une option tarifaire (« l'Option »).

Lors de la prévision du 16 novembre 2020, le Distributeur avait accordé une importance particulière au contexte d'incertitude autour de ce moyen, dont le fait qu'il s'agissait d'un tarif provisoire s'appliquant pour l'hiver 2020-2021. De plus, le Distributeur n'avait pas encore arrêté sa proposition pour l'option tarifaire applicable à partir de l'hiver 2021-2022.

Cependant, malgré cette incertitude, et bien qu'il s'agisse d'un tarif provisoire, le fait que ce dernier était calqué sur les modalités du Programme a fait en sorte, de l'avis du Distributeur, que finalement peu d'impact a été constaté sur la participation des clients pour l'hiver 2021-2022. En

<sup>26</sup> Dossier R-4110-2019, pièce B-0009, Tableau 3.2, p. 18.

<sup>27</sup> Dossier R-4110-2019, pièce B-0106, p. 24.

<sup>28</sup> Dossier R-4110-2019, pièce B-0114, p. 5.

outre, le Distributeur considère que sa proposition pour l'option tarifaire finale permettra d'atteindre les contributions à hauteur des niveaux identifiés dans sa planification déposée le 25 février 2021<sup>29</sup>.

Retenons donc que, de l'avis même du Distributeur, la réduction de l'appui financier moyen de 70\$ à 60\$/kW et la grille dégressive proposée n'auront presque pas d'impact sur les inscriptions.

Il est aussi utile de comparer ce bilan avec celui déposé avec la phase 1 du présent dossier, en 2018<sup>30</sup> :

**TABLEAU 1 :**  
**BILAN EN PUISSANCE PRÉSENTÉ DANS L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Besoins à la pointe - incluant la réserve</b>	<b>41 818</b>	<b>42 426</b>	<b>42 783</b>	<b>43 250</b>	<b>43 658</b>	<b>44 011</b>	<b>44 350</b>	<b>44 700</b>
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>Approvisionnement additionnels requis</b>	<b>4 376</b>	<b>4 984</b>	<b>5 341</b>	<b>5 808</b>	<b>6 216</b>	<b>6 569</b>	<b>6 908</b>	<b>7 258</b>
<b>HQP</b>	<b>1 100</b>	<b>1 100</b>	<b>1 100</b>	<b>1 200</b>	<b>1 350</b>	<b>1 500</b>	<b>1 500</b>	<b>1 500</b>
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	0	0	100	250	400	400	400
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
<b>Autres contrats de long terme</b>	<b>1 846</b>	<b>1 924</b>	<b>1 977</b>	<b>1 977</b>	<b>1 977</b>	<b>1 969</b>	<b>1 969</b>	<b>1 969</b>
• Éolien (4 000 MW) <sup>(1)</sup>	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	370	440	493	493	493	485	485	485
<b>Gestion de la demande en puissance</b>	<b>1 440</b>	<b>1 500</b>	<b>1 520</b>	<b>1 540</b>	<b>1 560</b>	<b>1 580</b>	<b>1 600</b>	<b>1 620</b>
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance, dont :	440	500	520	540	560	580	600	620
- GDP résidentielle	80	80	80	80	80	80	80	80
- Bâtiment Hydro-Québec	10	10	10	10	10	10	10	10
- GDP Affaires	350	410	430	450	470	490	510	530
<b>Abaissement de tension</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>
<b>Puissance additionnelle requise</b>	<b>0</b>	<b>200</b>	<b>500</b>	<b>850</b>	<b>1 100</b>	<b>1 250</b>	<b>1 600</b>	<b>1 900</b>

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

**Tableau 3. Bilan de puissance de l'État d'avancement 2017**

On remarque que les objectifs de GDP Affaires ont baissé légèrement (de 530 MW à 470 MW à l'horizon 2025-26). Toutefois, les prévisions totales de GDP ont plus que doublé, de 620 MW à 1 380 MW, sur ce même horizon, ce qui reflète surtout les gains prévus dans le secteur résidentiel.

<sup>29</sup> B-0105, R4.1, p. 9.

<sup>30</sup> B-0004, page 7.

### 4.1.3 Commentaires

L'évolution du bilan de puissance du Distributeur, de même que les prévisions concernant la contribution de la GDP Affaires ayant été présentées ci-avant, nous nous permettrons certains commentaires à cet égard.

Nous constatons que, selon le bilan de puissance le plus récent du Distributeur, les effacements réels de la GDP Affaires en 2020-21 étaient de 407 MW, mais prévus à seulement 325 MW en 2021-22. Aucune explication de cette diminution n'a été fournie.

De plus, selon les prévisions du Distributeur, la contribution de la GDP Affaires devrait revenir au niveau de cet hiver d'ici 2022-23 (395 MW), mais ensuite atteindre 465 MW l'année suivante. Étonnement, le Distributeur ne prévoit ensuite presque aucun gain jusqu'à la fin de la période de planification.

Encore une fois, aucune explication n'a été fournie relativement à une telle reprise rapide des MW perdus après 2020-21, ou encore quant au plafonnement des gains à partir de 2024-25.

Il est essentiel de comprendre les raisonnements qui justifient ces prévisions.

## 4.2 Les coûts évités

### 4.2.1 Le coût évité en puissance

Un des éléments les plus importants pour l'analyse économique est la date à laquelle le coût évité en puissance de long terme s'applique.

Selon le bilan présenté au Tableau 1, des approvisionnements additionnels à long terme ne seront requis qu'en 2027-28. Toutefois, le Distributeur explique qu'il doit conserver une partie de sa capacité d'importation à court terme de puissance pour tenir compte des aléas, et donc que les approvisionnements à long terme seront en fait requis à compter de 2026-27<sup>31</sup>.

Selon la logique utilisée par la Régie dans la décision D-2019-164, cela impliquerait l'application des coûts évités à long terme à partir de cette même année. Rappelons que, dans le contexte de planification établi à l'époque par le Plan d'approvisionnement 2017-2026, la Régie avait déterminé que le coût évité de puissance à long terme devait s'appliquer à partir de l'année 2023-24. Or, ce contexte de planification était celui de l'État d'avancement 2017, reproduit au Tableau

---

<sup>31</sup> B-0109, R20.4, p. 40.

3 ci-dessus<sup>32</sup> et 2023-24 est précisément l'année où la puissance additionnelle requise allait dépasser le niveau de 1100 MW établi comme la limite des achats de court terme.

La Régie précise sa logique comme suit :

[217] La Régie estime qu'il n'est pas adéquat d'utiliser les coûts évités en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon de la période pour l'analyse de rentabilité du Programme. Comme mentionné dans la preuve, ce n'est qu'à l'hiver 2023-2024 que le Programme permet réellement de reporter un appel d'offres de long terme puisque, pour les hivers précédents, les besoins en puissance peuvent être comblés au moyen d'achats de court terme. La Régie détermine, en conséquence, qu'il est inadéquat d'utiliser les coûts évités de long terme pendant les premières années du Programme.

...

[219] Dans ce contexte, la Régie conclut que le TNT du Programme, sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2017-2026, doit tenir compte d'un coût évité de fourniture en puissance de court terme sur l'horizon 2018-2019 à 2022-2023 et de long terme pour la période de 2023-2024 à 2025-2026.<sup>33</sup> [nos soulignements]

Par ailleurs, le Distributeur reconnaît que, selon son bilan de puissance, de nouvelles ressources de long terme ne seraient pas requises avant 2026-27.

[C]omme le mentionne le Distributeur à la pièce mentionnée en référence (v<sup>34</sup>), « À partir de l'hiver 2026-2027, la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1 100 MW, est prévue être atteinte et de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis » (le Distributeur souligne).

Comme expliqué en réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements no 2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce HQD-7, document 3, le Distributeur ne peut planifier à long terme une utilisation maximale du potentiel d'achats de puissance sur les marchés de court terme, et ce, afin de conserver une marge de manoeuvre pour lui permettre d'équilibrer finement son bilan à court terme. Par conséquent, bien que le plus récent bilan de puissance (citation 5) ne montre aucun MW à la ligne « Approvisionnements de long terme », de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis dès l'hiver 2026-2027<sup>35</sup>. [nos soulignements]

---

<sup>32</sup> B-0004, page 7.

<sup>33</sup> D-2019-164, para 217 et 219.

<sup>34</sup> R-4110-2019, B-0114 (Complément de preuve du 25 février 2021), page 5.

<sup>35</sup> B-0109, R20.4, p. 40.



Malgré cela, il soutient néanmoins qu'il est approprié d'appliquer le coût évité à long terme à partir de 2023-24 parce qu'il aurait besoin d'une nouvelle ressource à long terme à cette date, si le programme GDP Affaires devait disparaître<sup>36</sup> :

Le Distributeur mentionne que le plus récent bilan de puissance déposé dans le cadre du dossier R-4110-2019 (pièce HQD-4, document 7 [B-0114]) montre qu'en l'absence de l'Option, des besoins pour un nouvel approvisionnement de long terme apparaîtraient dès l'hiver 2023-2024, soit un an plus tôt que selon le bilan utilisé aux fins de l'analyse du présent dossier. Or, l'impossibilité pour le Distributeur de mettre en place de tels moyens à si brève échéance montre l'importance que revêt l'atteinte des objectifs fixés pour l'Option pour assurer l'équilibre de son bilan de puissance. [nos soulignements]

Il ajoute à cette réponse le tableau suivant, qui précise les approvisionnements additionnels requis si la contribution de GDP Affaires était nulle.

**TABLEAU R-8.2-C :**  
**BESOINS ADDITIONNELS EN PUISSANCE SANS GDP AFFAIRES**  
**(BASÉ SUR LA MISE À JOUR DE FÉVRIER 2021)**

Impacts sur le bilan de puissance (MW)	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement</b>									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850
<b>Mise à jour de février 2021 du Plan d'approvisionnement sans la GDP Affaires</b>									
Contribution des marchés de court terme	800	950	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	100	200	50	450	1 900	2 350

**Tableau 4. Le Tableau R-8.2-C de la pièce B-0102**

Cet argument avait déjà été soulevé en phase 1.

**214.** [...] Sans la contribution des programmes de GDP, le Distributeur devrait devancer des approvisionnements de long terme pour répondre à des besoins dès l'hiver 2020-2021, car la contribution des transactions de court terme ne serait plus suffisante pour équilibrer le bilan et respecter le critère de fiabilité<sup>37</sup>.

<sup>36</sup> B-0102, R8.2, page 36.

<sup>37</sup> D-2019-164.

La Régie a rejeté cet argument dans sa décision D-2019-164, où elle a plutôt établi les coûts évités de long terme à partir de 2023-24<sup>38</sup>. Cette décision implique donc que les coûts évités à long terme devaient être appliqués dès le moment où des approvisionnements de long terme seraient requis, tenant compte de l'apport préconisé de GDP Affaires.

Il est approprié d'appliquer ce principe ici, parce que la question dans cette audience n'est pas de savoir si l'Option tarifaire GDP Affaires doit être acceptée ou rejetée, mais plutôt comment son appui financier doit être calibré pour éviter les pressions tarifaires à la hausse que la Régie a identifiées à la phase 1. Étant donné que dans le cadre du présent dossier il n'existe aucun scénario à l'étude où l'apport de GDP Affaires serait nul, il serait illogique d'appliquer les coûts évités à long terme à partir du moment où de nouvelles ressources auraient été requises si la GDP Affaires n'existait pas.

#### 4.2.2 Les coûts évités en énergie

La décision D-2019-164 exige également de tenir compte des coûts évités en énergie, même si leur impact sur la rentabilité de l'Option est beaucoup moindre. Selon sa preuve en chef, le Distributeur explique qu'il établit les coûts évités de court terme en énergie selon la méthodologie présentée au dossier R-4110-2019, avec les mises à jour de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement<sup>39</sup>. Selon cette méthode, le Distributeur établit un coût évité en énergie pour chacune des heures de la journée des jours ouvrables en janvier, d'une part, et de l'hiver au complet, de l'autre. Pour les fins du dossier, il utilise la moyenne des sept heures de plus grande charge des jours ouvrables de janvier, soit 7,6 ¢/kWh<sup>40</sup>.

Il importe toutefois de mentionner que, dû aux reports des audiences sur le Plan d'approvisionnement, cette méthode n'a pas encore été évaluée par la Régie. Le soussigné a développé une autre méthode qui correspond mieux aux coûts réellement encourus par le Distributeur dans les années récentes pendant ses heures de plus grande charge. Ce sera après les audiences prévues en juillet 2021 dans le dossier R-4110-2019 que la Régie prendra position sur la méthodologie à suivre.

Cela dit, on remarque à tout le moins une anomalie dans le mode de calcul des coûts évités en énergie présenté par le Distributeur dans l'analyse économique. Dans la version Excel de cette analyse (B-0099), les coûts évités en énergie sont calculés en fonction d'un coût évité de court

---

<sup>38</sup> D-2019-164, para. 217.

<sup>39</sup> B-0085, page 23.

<sup>40</sup> B-0085, page 24, Tableau 7.

terme (4,5 ¢/kWh), qui est augmenté par la moitié de l'écart pointe/hors-pointe de 1,3 ¢/kWh, plutôt que selon la méthodologie décrite dans la preuve en chef.

Dans tous les cas, soulignons que les montants des coûts évités en énergie sont tellement faibles, par rapport aux autres montants de l'analyse économique, qu'ils n'ont aucun impact réel sur les résultats.

### 4.3 Analyse économique

Le Distributeur reconnaît que l'analyse économique présentée dans son Complément de preuve du 19 février 2021<sup>41</sup> ne reflète pas le bilan de puissance qu'il a déposé la semaine suivante dans le dossier R-4110-2019 (Tableau 1)<sup>42</sup>. En réponse à une DDR du RNCREQ<sup>43</sup>, le Distributeur dépose une analyse économique mise à jour, comme suit :

**TABLEAU R-20.3-B :**  
**ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LES DONNÉES DU PLUS RÉCENT BILAN DE PUISSANCE**  
**ET LES COÛTS D'EXPLOITATION ET DE COMMERCIALISATION**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
<b>Impact de l'Option</b>											
puissance (MW)			325	395	465	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)			8	10	12	12	12	12	12	12	12
<b>Coûts évités de fourniture</b>											
\$/kW			17	17	102	104	106	115	127	140	143
M\$	329	639	6	7	48	49	50	54	60	66	67
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	6	13	0	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Appui financier</b>											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(236)	(425)	(20)	(24)	(29)	(30)	(31)	(33)	(36)	(40)	(41)
<b>Perte de revenus</b>											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(4)	(8)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Coûts d'exploitation</b>											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Gain net (M\$)</b>	<b>90</b>	<b>211</b>	<b>(14)</b>	<b>(18)</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>26</b>

Tableau 5. Analyse économique du Distributeur reflétant le bilan plus récent de R-4110-2019

<sup>41</sup> B-0097, p. 8 à 10.

<sup>42</sup> Dossier 4110-2018, B-0114, p. 5 (25 février 2021).

<sup>43</sup> B-0109, R20.3, p. 38-39.

Effectivement, dans cette version de l'analyse économique, les effacements à partir de 2021-22 correspondent aux prévisions les plus récentes du Distributeur, celles du Tableau 1. Cette analyse démontre un gain net (VAN) de 90 M\$ sur une période de 10 ans, ou de 211 M \$ sur une période de 20 ans.

À notre avis, cette VAN de 20 ans n'a que peu de pertinence pour la présente audience, et ce, pour deux raisons. D'une part, étant donné que l'horizon prévisionnel du Distributeur se termine en 2029, il n'y a pas de prévisions disponibles relativement aux besoins ou aux ressources disponibles après cette date. D'autre part et de manière plus importante, le Distributeur a beaucoup de temps devant lui pour concevoir et implanter les ressources en gestion de puissance pour les années 2030 et, étant donné le rythme d'évolution technologique, ses options risquent d'être très différentes de celles disponibles ou même envisageables maintenant. Pour ces raisons, nos commentaires se limiteront à l'impact tarifaire sur un horizon de 10 ans.

L'analyse économique du Tableau 5 est aussi problématique à plusieurs égards :

- Elle n'inclut pas les résultats de l'année 2020-21; et
- Elle applique le coût évité en puissance à long terme d'une façon qui ne correspond pas à son bilan de puissance.

Il y a également une inexactitude par rapport aux coûts évités en énergie, mais les conséquences économiques en sont beaucoup moindres.

#### **4.3.1 Le traitement de l'année 2020-21**

Conformément à la décision D-2020-120, le tarif en vigueur en ce moment est un tarif provisoire. Il a été fixé pour permettre à l'Option de fonctionner durant cette année, mais avec une mise en garde explicite que ce tarif pourrait être modifié, selon les décisions ultérieures.

[10] Constatant l'improbabilité que l'examen complet de la phase 2 puisse être complété en temps utile pour permettre au Distributeur de recourir au tarif GDP Affaires durant l'hiver 2020-2021, la Régie indique être disposée, si le Distributeur souhaite poursuivre le programme à l'hiver 2020-2021, à autoriser un tarif GDP Affaires de manière provisoire, d'ici à ce que l'examen de la phase 2 se termine et que ce tarif soit autorisé suivant les conclusions de cet examen.

...

**[78] Pour ces motifs, la Régie approuve, de manière provisoire pour l'hiver 2020-2021, les versions française et anglaise du texte du Tarif GDP provisoire proposé aux pièces B-0067, aux pages 3 à 7, et B-0068, aux pages 3 à 7, sous réserve des corrections cléricales mentionnées au paragraphe 68. Ce texte ainsi modifié entrera en vigueur le jour de la publication de la présente décision.**

...

**[81] Par ailleurs, la Régie juge qu'il est important de réitérer une demande qu'elle avait déjà formulée dans sa décision D-2019-09234 , soit de demander au Distributeur de prévenir les nouveaux participants que cette option tarifaire est sujette à modifications ultérieures.**<sup>44</sup> [caractères gras dans l'original; soulignements ajoutés]

Ce caractère provisoire reflète, entre autres, le fait que le bien-fondé des paramètres économiques de ce tarif n'avait pas encore été démontré. Il n'y a donc pas de raison d'exclure l'année en cours de l'analyse économique.

L'analyse économique mise à jour, reproduite au Tableau 5, calcule les VAN sur 10 ans à partir de l'hiver 2021-22<sup>45</sup>, en démontrant un gain net actualisé de 90 M \$. Toutefois, si on y inclut les coûts et coûts évités de 2020-21, le résultat est très différent, comme le démontre le Tableau 6 ci-dessous.

Étant donné que le Distributeur ne propose aucune modification des tarifs pour l'année 2020-21, l'analyse devrait inclure l'appui financier de 70\$/kW qui fait partie du tarif provisoire<sup>46</sup>. Cette analyse est présentée au Tableau 6.

---

<sup>44</sup> D-2020-120, para 10, 78 et 81.

<sup>45</sup> Il calcule également une VAN sur 20 ans, mais, pour les raisons mentionnées ci-dessus, ce n'est pas pertinent à l'analyse.

<sup>46</sup> B-0067, p. 6.

VAN		2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
10 ans											
<b>Impact de l'Option</b>		407	325	395	465	470	470	470	470	470	470
puissance (MW)		407	325	395	465	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)		10	8	10	12	12	12	12	12	12	12
<b>Coûts évités de fourniture</b>											
\$/kW		17	17	17	18	104	106	108	111	113	115
<b>M\$</b>	<b>252</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>49</b>	<b>50</b>	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>54</b>
¢/kWh		5.16	5.27	5.37	5.48	9.09	9.27	9.46	9.65	9.84	10.04
<b>M\$</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Appui financier</b>											
\$/kW		(59)	(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(66)	(68)	(69)	(70)
<b>M\$</b>	<b>(228)</b>	<b>(24)</b>	<b>(20)</b>	<b>(24)</b>	<b>(29)</b>	<b>(30)</b>	<b>(31)</b>	<b>(31)</b>	<b>(32)</b>	<b>(32)</b>	<b>(33)</b>
<b>Perte de revenus</b>											
¢/kWh		(4.35)	(4.44)	(4.53)	(4.62)	(4.71)	(4.81)	(4.90)	(5.00)	(5.10)	(5.20)
<b>M\$</b>	<b>(4)</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>
<b>Coûts d'exploitation</b>											
<b>M\$</b>	<b>(4)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.6)</b>	<b>(0.6)</b>	<b>(0.6)</b>	<b>(0.6)</b>
<b>Gain net (M\$)</b>	<b>36</b>	<b>(18)</b>	<b>(14)</b>	<b>(18)</b>	<b>(21)</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>21</b>

Tableau 6. Analyse économique selon le Tableau R-20.3-B, incluant l'année 2020-21

Ainsi, en incluant l'année 2020-21 et sans modifier aucune autre hypothèse de l'analyse présentée par le Distributeur, le gain tarifaire attribuable à l'Option diminue à 36 M \$ sur 10 ans.

À la section 4.2.1, nous avons conclu que les coûts évités à long terme en puissance devraient s'appliquer uniquement à partir de 2026-27. Étant donné que les coûts évités à long terme sont la source principale de valeur dans cette analyse, ce changement a des effets majeurs sur les résultats. Plus précisément, cela fait en sorte que **l'Option produit une perte nette, sur le plan tarifaire, de 48 M \$ (actualisé sur 10 ans)**, comme le démontre le Tableau 7.

VAN		2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
10 ans											
<b>Impact de l'Option</b>		407	325	395	465	470	470	470	470	470	470
puissance (MW)		407	325	395	465	470	470	470	470	470	470
énergie (GWh)		10	8	10	12	12	12	12	12	12	12
<b>Coûts évités de fourniture</b>											
\$/kW		17	17	17	18	18	18	108	111	113	115
<b>M\$</b>	<b>186</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>54</b>
¢/kWh		5.16	5.27	5.37	5.48	9.09	9.27	9.46	9.65	9.84	10.04
<b>M\$</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Appui financier</b>											
\$/kW		(70)	(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(66)	(68)	(69)	(70)
<b>M\$</b>	<b>(233)</b>	<b>(28)</b>	<b>(20)</b>	<b>(24)</b>	<b>(29)</b>	<b>(30)</b>	<b>(31)</b>	<b>(31)</b>	<b>(32)</b>	<b>(32)</b>	<b>(33)</b>
<b>Perte de revenus</b>											
¢/kWh		(4.35)	(4.44)	(4.53)	(4.62)	(4.71)	(4.81)	(4.90)	(5.00)	(5.10)	(5.20)
<b>M\$</b>	<b>(4)</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>
<b>Coûts d'exploitation</b>											
<b>M\$</b>	<b>(4)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.5)</b>	<b>(0.6)</b>	<b>(0.6)</b>	<b>(0.6)</b>	<b>(0.6)</b>
<b>Gain net (M\$)</b>	<b>(48)</b>	<b>(22)</b>	<b>(14)</b>	<b>(18)</b>	<b>(21)</b>	<b>(21)</b>	<b>(22)</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>21</b>

Tableau 7. Analyse économique avec les coûts évités à long terme à partir de 2026-27

Cette analyse maintient l'appui financier du tarif provisoire (70\$/kW) pour 2021-21, et intègre l'appui proposé de 60 \$/kW (en moyenne) à partir de 2021-22<sup>47</sup>. Pour atteindre la neutralité tarifaire — toujours sans tenir compte des coûts du programme futur —, il faudrait réduire l'appui financier moyen à 46 \$/kW (\$ de 2021) — ou à 48 \$/kW, si le tarif de 2020-21 est également modifié.

Qui plus est, cette analyse ne tient pas compte des coûts d'un futur programme d'appui financier aux investissements requis pour participer à l'Option. Ces coûts seront sans doute non négligeables, et doivent se justifier selon les mêmes bénéfices (coûts évités) identifiés ici. Autrement dit, les 186 M \$ (actualisés) en coûts évités doivent couvrir non seulement les coûts associés à l'Option tarifaire GDP Affaires, mais également au programme futur qui sera sans doute requis afin d'agrandir le bassin de clients équipés pour y participer.

L'analyse des coûts d'implantation selon l'Audit, présentée plus loin à la section 4.4.4, suggère qu'une partie importante de ce montant serait requis pour un tel programme.

#### 4.4 L'audit initial de Technosim

Dans sa décision D-2019-164, la Régie exigeait que le Distributeur effectue un sondage/audit, afin de mieux comprendre les moyens utilisés par la clientèle GDP Affaires et les coûts afférents :

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

[270] La Régie demande au Distributeur d'effectuer un sondage/audit indépendant auprès des participants au Programme afin d'établir un portrait de la contribution des principales mesures ayant permis l'effacement réalisé par chacun des participants au cours des derniers hivers. Une évaluation des différents coûts directs encourus par ces derniers, liés aux effacements lors des événements de GDP, devra être fournie et présentée par types de clients, par tarifs et par niveaux de réduction de puissance. Le Distributeur devra présenter une indication de la distribution des

---

<sup>47</sup> Si le tarif de 2020-21 est réduit rétroactivement, la perte actualisée serait de 44 M \$.

résultats en fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum. Le Distributeur devra déposer les résultats de ce sondage/audit ainsi d'une nouvelle proposition d'appui financier dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.<sup>48</sup> [caractères gras dans l'original, soulignements ajoutés]

L'Audit<sup>49</sup> identifie quatre moyens principaux utilisés par la clientèle GDP Affaires. Le Tableau 8 indique ces quatre moyens, en ordre décroissant d'utilisation :

<b>Moyen</b>	<b>% des clients utilisant la catégorie</b>
Groupe électrogène	54 %
Contrôle de systèmes de CVCA	51 %
Chaudière combustible	41 %
Gestion chaîne production	19 %

**Tableau 8. Les quatre moyens principaux utilisés par la clientèle GDP Affaires**

L'Audit démontre que 57 % de la clientèle actuelle de GDP Affaires utilise un seul moyen (Tableau 21<sup>50</sup>), et que le moyen le plus souvent utilisé est le Groupe électrogène (Tableau 20<sup>51</sup>).

Le tableau 21 montre que la majorité des clients n'utilisent qu'une seule catégorie de mesure. La mesure la plus répandue pour les clients ne faisant appel qu'à une seule mesure est le Groupe électrogène, tel qu'illustré au tableau 22. Il est également à noter que la majorité des groupes électrogènes servent à effacer complètement la consommation électrique des bâtiments. En effet, 80% des répondants n'utilisant que le groupe électrogène ont indiqué qu'un effacement complet est effectué. Les systèmes de chauffage à combustible servent dans une proportion similaire à effacer entièrement le chauffage électrique des clients<sup>52</sup>.

En réponse à une DDR du RNCREQ, Technosim a fourni un tableau indiquant le ou les moyen(s) utilisés par chacun des clients GDP inclus dans son sondage<sup>53</sup>. Ces informations permettent de compiler un portrait plus clair des moyens utilisés et de leurs coûts. Dans les prochaines sections, nous résumons les données les plus pertinentes sur ces quatre types de moyens.

---

<sup>48</sup> D-2019-164, para 269-270.

<sup>49</sup> B-0080, Annexe A aux pages 11 et suivantes.

<sup>50</sup> B-0080, Annexe A, p. 16 (p. 27 du pdf)

<sup>51</sup> *Ibid.*

<sup>52</sup> *Ibid.*

<sup>53</sup> B-0109, Annexe A, p. 45.



#### **4.4.1 Les moyens utilisés**

##### **4.4.1.1 Les groupes électrogènes**

Comme mentionné, 20 des 37 clients sondés (54 %) utilisent les groupes électrogènes, dont la moitié utilisent uniquement les groupes électrogènes, à l'exclusion de tout autre moyen. Ces dix clients comptent pour des effacements de 8,9 MW, soit 20% des effacements totaux.

Quant à l'autre moitié (10 clients), trois (3) utilisent également un autre moyen (le contrôle des systèmes CVCA ou la gestion de la chaîne de production), six (6) utilisent deux autres moyens, et un client utilise l'ensemble les quatre moyens principaux.

##### **4.4.1.2 Le CVCA**

Comme mentionné, 19 des 37 clients sondés (51 %) utilisent le CVCA. Seulement quatre d'entre eux utilisent le CVCA uniquement. Ces quatre clients comptent pour des effacements de seulement 3,5 MW, soit 8 % des effacements totaux.

Neuf des 16 autres clients utilisent également les groupes électrogènes, et dix d'entre eux font également appel aux chaudières. Seulement trois d'entre eux utilisent également la gestion des chaînes de production.

##### **4.4.1.3 Les chaudières à combustible**

Comme mentionné, 15 des 37 clients sondés (41 %) utilisent les chaudières à combustible. De ces 15 clients, seulement quatre clients utilisent les chaudières uniquement. Ces quatre clients comptent pour des effacements de 2,3 MW, soit seulement 5,3 % des effacements totaux.

Chacun des autres 11 clients utilisant les chaudières à combustible utilisent également le CVCA. Six d'entre eux utilisent également des groupes électrogènes comme troisième moyen.

##### **4.4.1.4 Commentaires**

Malheureusement, en ce qui a trait aux clients qui utilisent différentes combinaisons de moyens, l'information obtenue par Technosim est consolidée, sans ventilation des effacements attribuables à chacun des moyens faisant partie de la combinaison. Il n'est donc pas possible de déterminer quelle proportion des effacements totaux vient de chacun des quatre moyens principaux.

Pour cette raison, notre analyse se limitera aux clients qui n'utilisent qu'un seul moyen de réduction de puissance.

#### 4.4.2 Les coûts récurrents des moyens de GDP

L'Audit de Technosim fournit des données détaillées sur les 37 clients sondés en termes :

- Des moyens de GDP utilisés
- Des coûts récurrents (coûts d'exploitation) liés à leur utilisation,
- Des coûts d'implantation, et
- Des coûts unitaires, tenant compte des coûts récurrents et d'implantation (selon certaines hypothèses d'actualisation).

Au Tableau 22 de l'Audit, Technosim donne une indication des coûts récurrents, des coûts d'implantation et des coûts unitaires actualisés des quatre moyens, en isolant les données des clients qui n'utilisent qu'un seul moyen. Ce tableau est reproduit ici<sup>54</sup>.

**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	Min. \$/kW	Max. \$/kW	Coût unitaire actualisé moyen - \$/kW	Min. \$/kW	Max. \$/kW
Chaudière combustible	4	19%	\$ 4.01	\$ 0.95	\$ 0.16	\$ 23.48	\$ -	\$ 46.24	\$ 9.20	\$ 2.47	\$ 46.24
Contrôle systèmes de CVCA	4	19%	\$ 4.41	\$ -	\$ 10.95	\$ 17.30	\$ -	\$ 35.65	\$ 8.24	\$ -	\$ 35.65
Gestion chaîne production	3	14%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.50	\$ -	\$ 4.50	\$ 0.33	\$ -	\$ 4.50
Groupe électrogène	10	48%	\$ 13.91	\$ 3.01	\$ 47.45	\$ 27.34	\$ -	\$ 145.99	\$ 19.95	\$ 3.01	\$ 145.99

**Tableau 9. Répartition des clients n'utilisant qu'un seule catégorie de mesures (Audit)**

Rappelons que, dans sa décision D-2019-164, la Régie a déterminé que l'Option tarifaire GDP Affaires ne devait récompenser que les coûts récurrents, et que le Distributeur pouvait mettre en place un programme d'efficacité énergétique afin de fournir un appui financier pour les coûts d'implantation. Par ailleurs, le Distributeur a indiqué qu'il attendra le dénouement de cette audience avant de concevoir et proposer un tel programme<sup>55</sup>.

Il en découle que, pour les fins de la présente audience, ce sont surtout les coûts récurrents qui sont pertinents. L'utilité des coûts d'implantation ne se limite qu'à estimer les barrières à l'entrée et les appuis qui seraient requis dans un futur programme d'efficacité énergétique, le tout afin d'augmenter le bassin de clients avec des équipements leur permettant de participer à l'Option.

<sup>54</sup> Constatons, par ailleurs, deux erreurs dans la compilation de ces résultats. À la première ligne, le coût d'exploitation minimum pour les Chaudières à combustible devrait être nul, et le coût maximal devrait être 11,0 \$/kW.

<sup>55</sup> B-0109, R12.5, page 20.

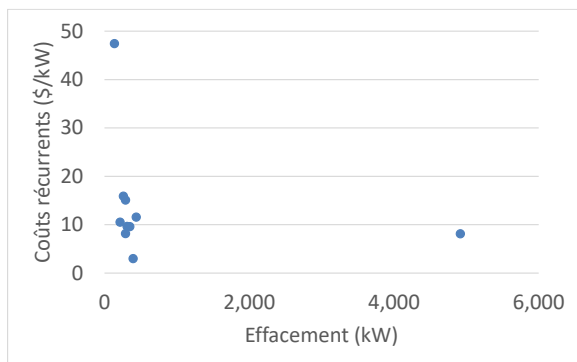
Ainsi, le coût unitaire actualisé, qui unit ces deux types de coûts dans un seul coût global, n'a pas non plus beaucoup de pertinence, étant donné la décision de la Régie à l'effet que les coûts récurrents et les coûts d'implantation devaient être appuyés par deux mécanismes distincts.

Les données fournies en réponse à la DDR du RNCREQ<sup>56</sup> permettent de regarder la question des coûts récurrents plus en détail, ce que nous ferons dans les prochaines sections.

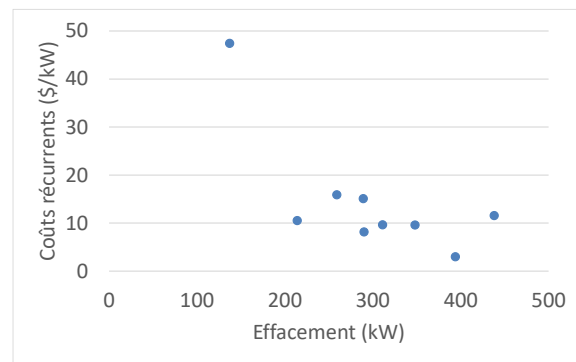
Comme indiqué auparavant, aucune information n'a été recueillie dans le cadre l'Audit qui permettrait de départager les coûts des clients qui utilisent plus d'un moyen. L'analyse qui suit se base donc uniquement sur les réponses des clients qui n'utilisent qu'un seul moyen.

#### 4.4.2.1 Les groupes électrogènes

Les coûts d'exploitation des dix clients utilisant exclusivement les groupes électrogènes sont identifiés au Graphique 2. Le Graphique 3 permet de mieux visualiser les coûts des neuf clients de moindre envergure.



Graphique 2. Coûts récurrents (groupes électrogènes)



Graphique 3. Coûts récurrents (groupes électrogènes)

On constate que, pour tous ces clients sauf deux, les coûts récurrents varient entre 8\$ et 16\$/kW. Une de ces deux exceptions démontre un coût récurrent de seulement 3,0\$/kW. (Il s'agit d'un client commercial au tarif M, avec 394 kW d'effacement.)

<sup>56</sup> B-0109, Annexe A, p. 45 du pdf.

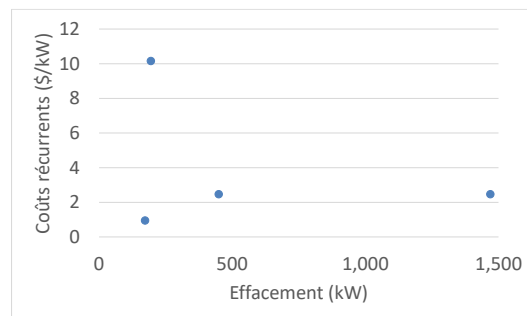
L'autre client exceptionnel démontre un coût récurrent de 47,5 \$/kW, soit 300% plus élevé que la plupart des autres clients utilisant le même moyen. Il s'agit aussi d'un client commercial au tarif M, avec 137 kW d'effacement. Ce même client affiche également un coût d'implantation très élevé, soit de 146 \$/kW.

Questionné à l'égard de ce client, Technosim a expliqué qu'il avait en fait inclus certains coûts associés à l'implantation d'un système de contrôle de son bâtiment dans ses coûts récurrents<sup>57</sup>. Nous avons donc exclu ce client du calcul des coûts moyens pour les groupes électrogènes.

Prises ensemble, ces données indiquent que les coûts récurrents pour les groupes électrogènes se trouvent entre 8\$ et 16\$/kW. Les données disponibles ne suggèrent pas que ces coûts récurrents varient en fonction du nombre de kW d'effacement offerts par le client.

#### 4.4.2.2 Les chaudières à combustible

Pour les quatre clients utilisant exclusivement les chaudières à combustible, les coûts d'exploitation sont identifiés au Graphique 5.



Graphique 4. Coûts récurrents (chaudières à combustible)

On constate que, pour tous ces clients sauf un, les coûts récurrents varient entre 1\$ et 3\$/kW. L'unique exception démontre un coût récurrent de 10,2 \$/kW. (Il s'agit d'un client industriel au tarif M, avec 195 kW d'effacement.)

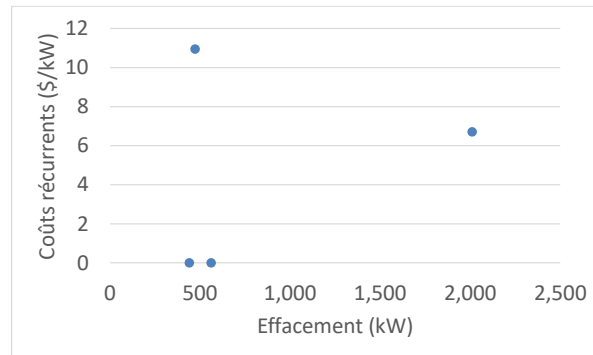
Prises ensemble, ces données indiquent que les coûts récurrents pour la plupart des chaudières à combustible se trouvent entre 1\$ et 3\$/kW. Les données disponibles ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offerts par le client.

---

<sup>57</sup> B-0109, R4.1, page 7-8.

#### 4.4.2.3 Le CVCA

Pour les quatre clients utilisant le contrôle des systèmes CVCA, leurs coûts d'exploitation, sont identifiés au Graphique 8



**Graphique 5. Coûts récurrents (CVCA)**

On constate ici une plus grande variété de coûts récurrents. Pour deux des quatre clients qui utilisent exclusivement ce moyen, les coûts récurrents sont nuls. Les deux autres affichent des coûts de 6,7 \$/kW (pour un client institutionnel avec 2 012 kW d'effacement) et de 11 \$/kW (pour un client industriel avec 472 kW d'effacement).

Prises ensemble, ces données indiquent que les coûts récurrents pour le contrôle de systèmes CVCA varient largement, entre 0\$ et 11\$/kW. Les données disponibles ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offerts par le client.

#### 4.4.2.4 La gestion des chaînes de production

Pour les trois clients utilisant exclusivement la gestion des chaînes de production comme moyen de GDP, les coûts récurrents sont nuls.

#### 4.4.2.5 Commentaires

Le tableau suivant résume les coûts récurrents pour les clients n'utilisant qu'un seul moyen d'effacement.

<b>Moyen</b>	<b>moyenne</b>	<b>maximum</b>
Groupes électrogènes <sup>58</sup>	10.2	15.9
Chaudières	4.0	10.2
CVCA	4.4	11.0
Gestion	0	0

**Tableau 10. Coûts récurrents par moyen d'effacement**

Les groupes électrogènes ont les coûts récurrents les plus élevés. En excluant le client affichant une valeur aberrante, leur coût moyen récurrent est de 10,2 \$/kW, avec un maximum de 15,9 \$/kW.

Les chaudières à combustible et les systèmes de contrôle CVCA ont des coûts récurrents similaires, soit environ 4 \$/kW (maximum de 11 \$/kW).

Les coûts récurrents sont nuls pour la gestion des chaînes de production.

**Soulignons que l'appui financier moyen proposé de 60\$/kW par le Distributeur dépasse par 4 ou 6 fois les valeurs maximales mentionnées ici, et dépasse les valeurs moyennes par un facteur de 6 à 15.**

#### **4.4.3 Les coûts d'implantation**

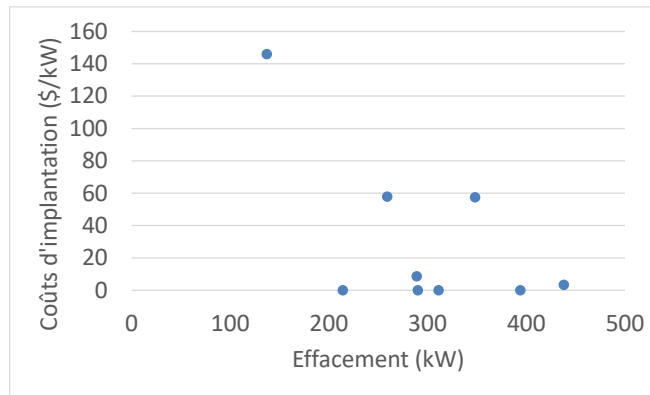
Bien que la Régie ait décidé de baser l'appui financier de l'Option tarifaire uniquement sur les coûts récurrents, il demeure utile d'examiner les informations recueillies dans l'Audit sur les coûts d'implantation. Cela nous permettra notamment d'évaluer dans quelle mesure l'appui financier proposé par le Distributeur respecte la décision D-2019-164 afin de saisir le potentiel de l'Option à attirer de nouveaux participants pour atteindre les objectifs d'effacement.

##### **4.4.3.1 Les groupes électrogènes**

Le Graphique 6 montre les coûts d'implantation pour les groupes électrogènes. (Il y a aussi un autre client qui rapporte une valeur nulle pour ses coûts d'implantation, avec plus que 4 000 kW d'effacement.)

---

<sup>58</sup> Ces chiffres excluent la valeur aberrante mentionnée à la section 4.4.2.1. S'il est inclus, la moyenne serait de 13,9\$/kW, et le maximum de 47,5\$/kW.



**Graphique 6. Coûts d'implantation (groupes électrogènes)**

Si on exclut, encore une fois, la valeur aberrante de 147 \$/kW (le même client qui rapportait des coûts récurrents de 47 \$/kW), on constate deux clients avec des coûts d'implantation de presque 60 \$/kW, deux autres clients avec des coûts entre 3\$ et 9\$/kW et quatre clients avec des coûts nuls.

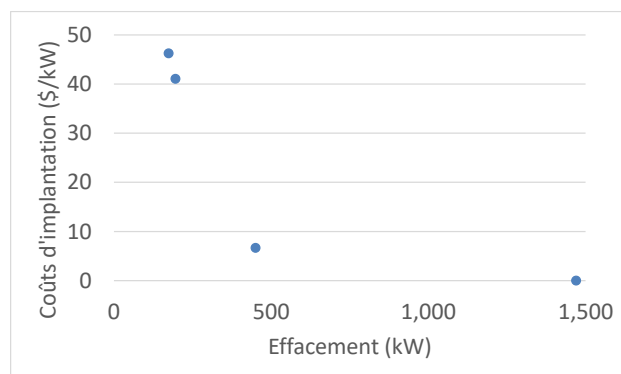
Il semble logique de présumer que les quatre clients avec des coûts nuls avaient déjà des groupes électrogènes en place, et que les coûts autour de 60\$/kW rapportés par deux clients équivalent au coût réel d'implantation d'un tel système.

En ce qui concerne les deux clients avec des coûts très faibles (entre 3\$ et 9\$/kW), il faudra attendre les audiences pour mieux comprendre leur situation.

À tout événement, les données disponibles ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offerts par le client.

#### **4.4.3.2 Les chaudières à combustible**

Le Graphique 7 montre les coûts d'implantation pour les chaudières à combustible.



**Graphique 7. Coûts d'implantation (chaudière à combustible)**

On constate deux clients avec des coûts d'implantation entre 40\$ et 50\$/kW, un client avec des coûts nuls, et un client avec des coûts de 6,7 \$/kW.

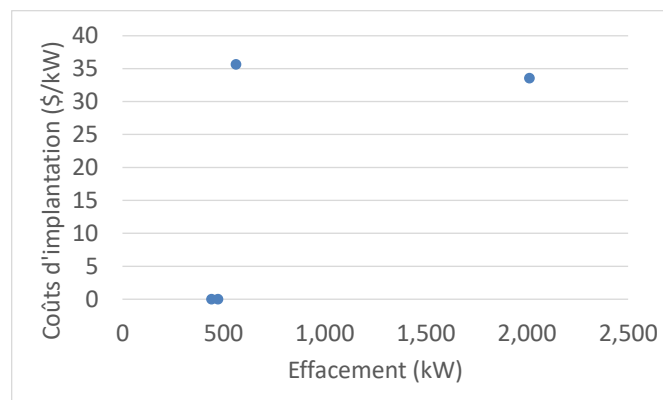
Il semble logique de présumer que le client avec des coûts nuls avait déjà une chaudière en place, et que les coûts d'entre 40\$ et 50\$ /kW rapportés par deux clients équivalent probablement au coût réel d'implantation d'un tel système.

En ce qui concerne le client avec des coûts très faibles, il faudra attendre les audiences pour mieux comprendre sa situation.

Les données disponibles ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offerts par le client.

#### 4.4.3.3 Les systèmes de contrôle CVCA

Le Graphique 8 montre les coûts d'implantation pour les systèmes de contrôle CVCA.



Graphique 8. Coûts d'implantation (CVCA)

Encore une fois, on constate deux clients avec des coûts nuls. Les autres deux clients affichent des coûts d'implantation d'environ 35\$/kW.

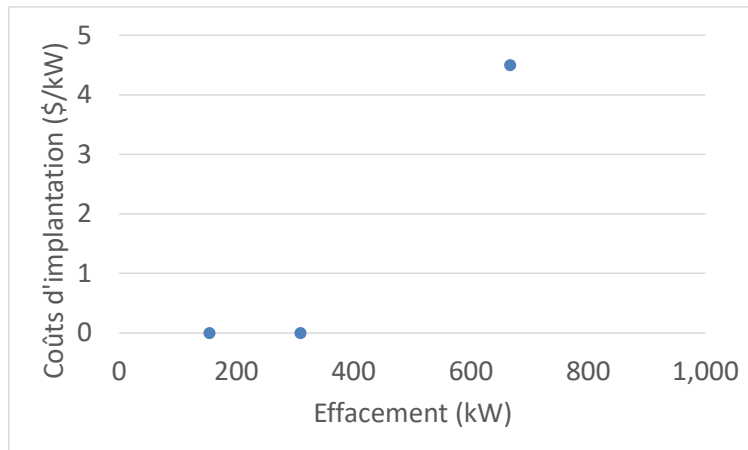
Il semble logique de présumer que les clients avec des coûts nuls avaient déjà des systèmes de contrôle de CVCA en place, et que les coûts d'environ 35\$/kW rapportés par deux clients équivalent au coût réel d'implantation d'un tel système.

Les données disponibles ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offerts par le client.

#### 4.4.3.4 La gestion des chaînes de production

Le Graphique 9 montre les coûts d'implantation pour la gestion des chaînes de production.





**Graphique 9. Coûts d'implantation (gestion de chaînes de production)**

Encore une fois, on constate deux clients avec des coûts nuls. L'autre client affiche des coûts d'implantation d'environ 4,5\$/kW.

Présumons, en attendant des explications en audience, que les clients avec des coûts nuls avaient leurs systèmes de gestion des chaînes de production déjà en place, et que les coûts d'environ 4,5\$/kW rapportés par l'autre client équivalaient à ses coûts réels d'implantation d'un tel système.

Les données disponibles ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offerts par le client.

#### **4.4.3.5 Commentaires**

La présence de plusieurs valeurs nulles fait en sorte qu'il n'est pas satisfaisant de seulement prendre la moyenne pour chaque catégorie. Ce sont plutôt les moyennes des valeurs non nulles qui sont indicatives des coûts réels d'implantation de ces quatre moyens d'effacement.

Ainsi, le Tableau 11 présente les valeurs moyennes et maximales (excluant la valeur aberrante) des coûts d'implantation pour chacun des quatre moyens principaux.

<b>Moyen</b>	<b>Moyenne des coûts d'implantation (valeurs non nulles)</b>	<b>Maximum</b>
Groupes électrogènes	57.7	57.9
Chaudières	43.6	46.2
CVCA	34.6	35.7
Gestion	4.5	4.5

**Tableau 11. Coûts d'implantation par moyen**

#### 4.4.4 Discussion

Le Tableau 12 résume les coûts moyens récurrents et d'implantation pour chaque moyen d'effacement. Pour les coûts d'implantation, les valeurs de zéro et de presque zéro sont exclues, en présument qu'ils reflètent la présence d'équipements déjà en place.

Moyen	Moyenne des coûts récurrents	Moyenne des coûts d'implantation
Groupes électrogènes	10.2	57.7
Chaudières	4.0	43.6
CVCA	4.4	34.6
Gestion	0	4.5

Tableau 12. Coûts récurrents et d'implantation, par moyen

Toutefois, ces chiffres ne sont pas comparables, parce que les coûts récurrents sont des coûts d'opération (annuel) et les coûts d'implantation sont des coûts en capital, qui ne se font qu'une fois.

La méthode utilisée par Technosim pour calculer le coût unitaire actualisé, décrite à l'Annexe 3 de l'Audit, permet toutefois de traduire les coûts d'implantation en un coût annuel:

Le coût de revient total de l'effacement en puissance, soit le coût unitaire total actualisé, est obtenu en calculant le rapport entre le coût annuel d'une mesure d'efficacité énergétique et la réduction de puissance qui lui est attribuable, selon la formulation suivante :

$$\text{Coût unitaire total} = \frac{\text{Annuité}}{\text{Effacement}} \left[ \frac{\$}{\text{kW}} \right]$$

Le calcul utilise la formule générale pour obtenir une annuité, soit :

$$P = C_i * A / (1 - (1+A)^{-n}) + C_r$$

Où :

P : Annuité  
C<sub>i</sub> : Coût d'implantation  
C<sub>r</sub> : Coût récurrent  
A : Taux d'actualisation  
n : Durée de vie de la mesure

Pour un effacement de 1 kW, le coût d'implantation annuel est simplement l'annuité P. Avec les hypothèses utilisées par Technosim (une durée de vie de 5 ans et un taux d'actualisation réel de 3,84 %), cela se réduit à :

$$P = (C_i * 3.84\%) / (1 - 1.038^{-5}).$$

Au Tableau 13, la quatrième colonne présente les coûts d'implantation annualisés de cette façon; la cinquième colonne présente la part des coûts totaux annuels que représentent les coûts récurrents.

Moyen	Coûts récurrents (moyenne) (\$/kW)	Coûts d'implantation (moyenne des coûts non nuls) (\$/kW)	Coûts d'implantation annualisés (\$/kW)	Coûts totaux annuels (\$/kW)	Ratio des coûts récurrents sur les coûts totaux annualisés
Groupes électrogènes	10.2	57.7	13.0	23.2	44 %
Chaudières	4.0	43.6	9.8	13.8	29 %
CVCA	4.4	34.6	7.8	12.2	36 %
Gestion	0	4.5	1.0	4.5	0 %

**Tableau 13. Coûts récurrents et coûts d'implantation annualisés, par moyen**

On constate que les coûts récurrents comptent pour entre 29 % et 44 % des coûts totaux annuels (composés des coûts récurrents et du coût annualisé d'implantation). Cela suggère que, si on voulait répartir le montant d'appui financier compatible avec la neutralité tarifaire (48 \$/kW, selon le Tableau 7) entre l'Option tarifaire (coûts récurrents) et les coûts d'implantation (le programme futur d'efficacité énergétique pour appuyer l'implantation), seulement une partie des 48 \$/kW disponibles pourraient être appliquée à l'Option tarifaire.

Soulignons toutefois qu'une durée de vie de 5 ans est une hypothèse très conservatrice, si on parle d'un groupe électrogène d'urgence, d'une chaudière à combustible, ou d'un système de contrôle de CVCA. L'amortissement des coûts d'implantation sur une période plus longue impliquerait évidemment un coût annuel moins élevé. Les coûts d'implantation annualisés seraient donc en réalité moins élevés que les coûts présentés ici, ce qui laisserait plus d'argent disponible pour l'Option.

#### 4.5 L'audit supplémentaire

Le Distributeur a également présenté un Audit supplémentaire, « afin d'identifier le niveau d'appui financier minimal, exprimé en \$/kW d'effacement, qui est jugé requis par la clientèle pour maintenir leur adhésion, accroître leur participation ou adhérer à un tarif de gestion de demande en puissance<sup>59</sup> ».

<sup>59</sup> B-0094, page 2 (p. 5 du pdf).

L'Audit supplémentaire inclut des réponses de 37 non-participants et de 10 clients participants à un sondage mené par Technosim. Des dix clients participants, six se trouvent parmi les clients utilisant un seul moyen d'effacement, lesquels ont fait l'objet de l'analyse présentée dans la section antérieure.

Quatre de ces dix clients utilisent les Groupes électrogènes comme seul moyen d'effacement. Toutefois, le client #2 est celui identifié comme une valeur aberrante à la page 30. Le Tableau 14 présente les appuis minimaux fournis par les trois autres clients utilisant exclusivement les groupes électrogènes, ainsi que les ratios par rapport aux coûts récurrents de ces mêmes clients.

Numéro	Caractéristiques	Effacement (kW)	Coûts récurrents /kW	appui minimal	ratio appui minimal recherché : coûts
10	Commercial, < 400, Tarif M	289	15.1	70.0	4.6
11	Institutionnel, <400 kW, Tarif M	290	8.2	75.0	9.2
17	Commercial, < 400, Tarif Mixte	438	11.6	34.0	2.9
	<b>Moyenne</b>	<b>339</b>	<b>11.6</b>	<b>76.3</b>	<b>5.6</b>

Tableau 14. Coûts récurrents et appui minimal (groupes électrogènes)

Ainsi, on constate que ces trois clients exigent un appui minimal en moyenne **5,6 fois plus grand que leurs propres coûts récurrents**<sup>60</sup>. Même si l'on inclut leurs coûts d'implantation, l'appui minimal qu'ils estiment approprié demeure 5,3 fois plus grand que leurs coûts unitaires actualisés, comme l'indique le Tableau 15.

Numéro	Caractéristiques	Effacement (kW)	Coûts récurrents /kW	Coût d'implantation	Coût d'implantation (annualisé)	Coûts totaux annuels	Appui minimal recherché	Ratio appui minimal recherché : coûts totaux
10	Commercial, < 400, Tarif M	289	15.1	8.7	2.0	17.0	70.0	4.1
11	Institutionnel, <400 kW, Tarif M	290	8.2	0.0	0.0	8.2	75.0	9.2
17	Commercial, < 400, Tarif Mixte	438	11.6	3.4	0.8	12.4	34.0	2.8
	<b>Moyenne</b>	<b>339</b>	<b>11.6</b>	<b>4.0</b>	<b>0.9</b>	<b>12.5</b>	<b>59.7</b>	<b>5.3</b>

Tableau 15. Coûts totaux annuels et appui minimal (groupes électrogènes)

Concernant les chaudières à combustible, il y a un seul client du sondage initial qui a également indiqué le niveau d'appui qu'il considère minimalement requis pour permettre sa participation. Il a indiqué un appui minimal de 70\$/kW, qui serait 28,3 fois plus grand que ses coûts récurrents, ou 17,6 fois plus grand que ses coûts totaux annuels, comme l'indique le Tableau 16.

<sup>60</sup> Si on inclut le client #2, la moyenne du ratio appui minimal : coût récurrent est 4.6.

Numéro	Caractéristiques	Effacement (kW)	Coûts récurrents /kW	Coût d'implantation	Coût d'implantation (annualisé)	Coûts totaux annuels	Appui minimal recherché	Ratio appui minimal recherché : coûts totaux annuels
19	Institutionnel, < 600, Tarif Mixte	450	2.5	6.7	1.5	4.0	70.0	17.6

**Tableau 16. Coûts totaux annuels et appui minimal (chaudière à combustible)**

Pour les systèmes de contrôle de CVCA, il y a là aussi un seul répondant (numéro 21) qui a fourni une réponse par rapport à l'appui minimal. Lui aussi a indiqué qu'il estimait approprié un appui minimal de 70 \$/kW, malgré le fait que ses coûts récurrents sont nuls. Un tel appui représenterait 8,7 fois ses coûts totaux annuels de 8 \$/kW.

Ces chiffres démontrent que, pour tous les répondants participants qui n'utilisent qu'un seul moyen de réduction de puissance, l'appui minimal recherché est très élevé par rapport à leurs propres coûts récurrents et unitaires. Ce constat met en doute la valeur probante de l'Audit supplémentaire, en ce qui concerne le seuil minimal pour retenir les participants actuels.

Ce doute a d'ailleurs été reconnu par le Distributeur dans sa réponse à une DDR<sup>61</sup> :

- 3.2. Croyez-vous qu'il y ait un lien entre le fait que 40% des répondants aient répondu 70 \$ et que le niveau d'appui actuel soit de 70 \$? Si oui, cela indique-t-il selon vous un biais dans les réponses des participants?

**Réponse du Distributeur :**

L'hypothèse évoquée par l'intervenant est plausible. C'est pourquoi le Distributeur accorde une grande importance aux données empiriques dont il dispose, soit le niveau de participation et son évolution au signal de prix actuel de 70 \$/kW. Ce prix, comme indiqué précédemment, a permis, depuis l'entrée en vigueur du Programme, de faire évoluer la contribution de ce moyen selon les besoins et attentes du Distributeur, sans susciter de débordement dans l'offre des participants, comme en témoigne le tableau 1 de la pièce HQD-6, document 2 (B-0085)<sup>2</sup>.

Pour toutes ces raisons, nous considérons que les réponses fournies dans l'Audit supplémentaire n'ont que peu de valeur probante, en ce qui concerne le seuil minimal pour retenir les participants actuels.

---

<sup>61</sup> B-0106, R3.2, p. 12.

## 5 Discussion

### 5.1 Les objectifs de l'Option

Le Distributeur soutient que le crédit moyen qu'il propose est justifié surtout pour convaincre les non-participants à adhérer à l'Option.

[L]e Distributeur soutient que l'appui financier moyen proposé au montant de 60 \$/kW est adéquat et centré, d'autant plus que ce sont surtout les non-participants qu'il cherche à convaincre d'adhérer à l'Option pour faire croître l'effacement tiré de ce moyen aux fins de son équilibre énergétique<sup>62</sup>. [nos soulignements]

Il réitère qu'il est essentiel de fixer un niveau de rémunération compétitif pour la dernière strate de réduction de puissance afin de maintenir l'incitatif à participer à des niveaux de réduction de puissance importants, pour les clients ayant des abonnements à fort potentiel d'effacement. Ce niveau de crédit se rapproche également du crédit maximal offert dans le cadre des options d'électricité interruptible<sup>63</sup>.

Réduit à sa plus simple expression, l'incohérence de cette proposition se révèle. La Régie exige que l'appui financier de l'Option ne couvre que les coûts récurrents des participants, et non pas les coûts d'implantation. Toutefois, le Distributeur considère que les appuis financiers de cette Option doivent, seul, permettre d'attirer de nouveaux participants.

Si l'appui financier de l'Option est suffisamment élevé pour convaincre des non-participants qui n'ont pas les équipements nécessaires d'adhérer à l'Option, et ce en l'absence d'un programme visant à financer l'implantation, c'est signe que cet appui financier est trop élevé pour respecter la décision de la Régie.

### 5.2 Le futur Programme en appui des investissements en GDP Affaires

La Régie a clairement indiqué que des mesures distinctes étaient requises afin de rémunérer, d'une part, les coûts récurrents de participation à GDP Affaires et, de l'autre part, les investissements requis pour pouvoir le faire. Étant donné cette distinction, si l'objectif du Distributeur est véritablement d'accroître les réductions de puissance, il est surprenant que

---

<sup>62</sup> B-0097, page 6. Voir aussi B-0105, R6.2, page 13.

<sup>63</sup> B-0102, R2.4, page 15.

celui-ci ne s'empresse pas à mettre en place un programme afin de soutenir de tels investissements.

Est-ce la présence d'un bassin de clients déjà équipés pour faire de la GDP qui l'explique ? La question demeure ouverte.

Selon le Plan d'approvisionnement 2020-2029, tel que déposé originalement, les réductions de puissance de GDP Affaires allaient continuer leur croissance graduelle, de 297 MW en 2019-20 à 325 MW en 2020-21, et éventuellement à 510 MW dès 2023-24.

Or, le plus récent bilan est très différent<sup>64</sup>. Les apports de l'Option ont sauté à 407 MW en 2020-21, pour des raisons toujours non expliquées, et ils sont prévus de baisser à nouveau à 325 MW en 2021-22, pour des raisons tout aussi inconnues. Ensuite, le Distributeur prévoit que les apports de l'Option remonteront rapidement à presque 400 MW et ensuite à 460 MW.

Le premier défi serait donc de récupérer les clients qui auraient quitté l'Option d'ici l'hiver prochain. Mais qui sont ces clients ? Pourquoi le Distributeur prévoit-il qu'ils délaisseront l'Option s'ils ont déjà en place les équipements nécessaires pour y participer ?

Dans tous les cas, le faible écart entre les inscriptions réelles en 2020-21 (407 MW) et l'objectif pour la période de planification (470 MW) démontre que la préoccupation du Distributeur « d'établir une rémunération qui permet d'aller chercher la dernière unité contributive requise pour atteindre la contribution globale souhaitée, même si cette unité est plus coûteuse »<sup>65</sup> est mal fondée, surtout étant donné que cette augmentation à 470 MW n'est pas réellement requise avant 2026-27. Le Distributeur a amplement de temps pour corriger le tir, au besoin.

### 5.3 Les coûts de participer à l'Option

L'Audit fournit des informations essentielles à l'égard de la structure des coûts des participants à l'Option. Toutefois, l'utilité de l'analyse présentée dans le rapport de Technosim (B-0080) est limitée, due à son choix de présenter des résultats selon le secteur du client et la taille de son effacement. Par exemple, son Tableau 9 donne la forte impression que les coûts de chaque catégorie sont plus élevés pour les plus faibles tranches d'effacement.

---

<sup>64</sup> Tableau 1, à la page 9, ci-dessus.

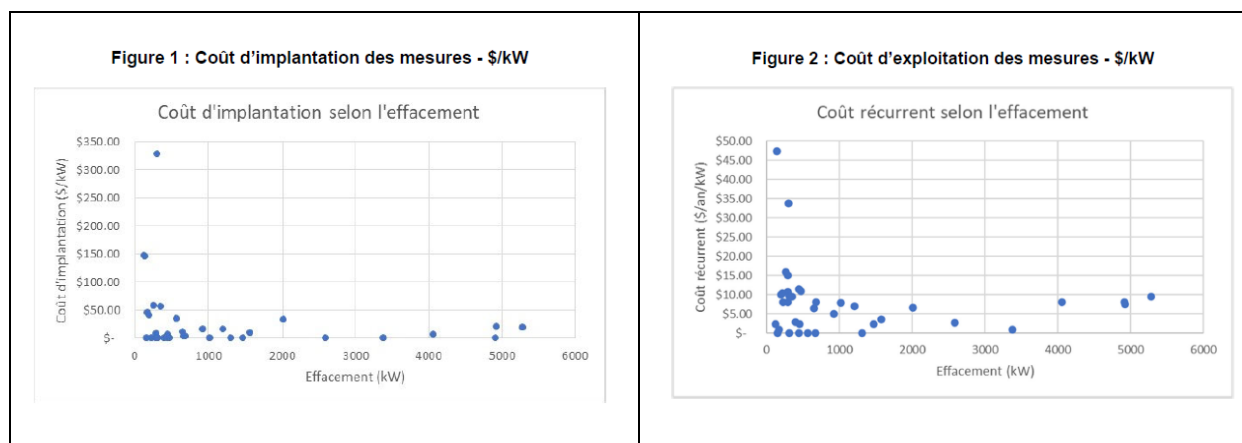
<sup>65</sup> B-0109, R11.3, p. 18-19.

**Tableau 9 : Différents coûts unitaires moyens par tranche d'effacement (\$/kW)**

Tranche d'effacement	Coût unitaire total actualisé (\$/kW)	Coût d'implantation (\$/kW)	Coût d'exploitation (\$/kW)
0 à 200	\$ 29.01	\$ 76.06	\$ 12.21
plus de 200 à 500	\$ 10.39	\$ 9.58	\$ 8.28
plus de 500 à 1000	\$ 7.20	\$ 14.62	\$ 3.97
plus de 1000 à 2000	\$ 5.44	\$ 5.47	\$ 4.23
plus de 2000	\$ 8.81	\$ 11.55	\$ 6.26

**Tableau 17. Coûts unitaires moyens par tranche d'effacement (Audit)**

Or, les Figures 1 et 2 (Graphique 10) démontrent clairement que c'est la présence de quelques cas de faible effacement avec des coûts très élevés qui fait augmenter les coûts moyens pour les premières tranches. Mis à part ces cas, tant les coûts d'implantation que les coûts récurrents semblent très stables, peu importe le niveau d'effacement.

**Graphique 10. Coûts d'implantation et d'exploitation (Audit)**

En fait, les moyennes dans le rapport de Technosim incluent tant ces valeurs exceptionnelles que les valeurs nulles qui, dans le cas des coûts d'implantation, décrivent probablement des situations où les équipements requis étaient déjà en place. Ces moyennes ne sont donc pas très utiles pour guider le choix d'une politique tarifaire.

L'Audit remarque la forte présence de quatre technologies parmi les participants, mais ne fournit pas de renseignements sur les coûts de ces différentes technologies. Toutefois, les informations produites ultérieurement rendent possible une telle analyse, présentée aux sections 4.4.2 et 4.4.3, ci-dessus. Cette analyse a dû se limiter aux clients qui n'utilisent qu'un seul moyen, et donc le nombre de données pour chaque catégorie est limité. Les résultats, résumés au Tableau 13, reproduit ici, sont éclairants.



Moyen	Coûts récurrents (moyenne) (\$/kW)	Coûts d'implantation (moyenne des coûts non nuls) (\$/kW)	Coûts d'implantation annualisés (\$/kW)	Coûts totaux annuels (\$/kW)	Ratio des coûts récurrents sur les coûts totaux annualisés
Groupes électrogènes	10.2	57.7	13.0	23.2	44 %
Chaudières	4.0	43.6	9.8	13.8	29 %
CVCA	4.4	34.6	7.8	12.2	36 %
Gestion	0	4.5	1.0	4.5	0 %

Tableau 13. Coûts récurrents et coûts d'implantation annualisés, par moyen

On peut en tirer des constats suivants :

- Les coûts récurrents les plus élevés, ceux des groupes électrogènes, ne sont que de 10\$/kW en moyenne. Pour les chaudières et les systèmes de contrôle CVCA, ils sont entre 4\$ et 5\$/kW, et nuls pour la gestion des chaînes de production.
- Les coûts d'implantation annualisés sont dans tous les cas plus élevés que les coûts récurrents, par un facteur allant de 1,3 (groupes électrogènes) à 2,5 (chaudières).
- Pour un client potentiel qui doit acquérir des équipements afin de participer, les coûts récurrents ne comptent que pour 29% à 44% des coûts totaux annuels. Cela démontre que **l'estimation de 10,50\$/kW comme la part de l'appui de 70\$/kW attribuable aux coûts d'investissements** — estimation faite par le Distributeur à la première phase de ce dossier, et reprise par la Régie dans sa décision D-2019-164 — **est de loin sous-estimée.**

Ces constats mènent à deux conclusions importantes.

La première conclusion est qu'une Option tarifaire qui ne vise que les coûts récurrents n'incitera jamais la participation d'un client potentiel qui a besoin d'acquérir des équipements pour le faire. Étant donné les décisions antérieures de la Régie, cela implique de faire une croix sur l'expansion du bassin de clients potentiels — à part ceux qui ont déjà des équipements en place — avant la mise en place d'un mécanisme pour appuyer les investissements non récurrents.

La deuxième conclusion qui s'impose est que les appuis financiers proposés de 60\$/kW en moyenne excèdent de loin — par un facteur de 6 à 15! — les coûts récurrents associés aux principaux moyens utilisés.

Ce dernier point suggère qu'il serait approprié de réduire substantiellement le niveau de l'appui financier de l'Option. En théorie, un appui financier de 20\$/kW — 200% des coûts récurrents du moyen le plus dispendieux, et 500% des coûts récurrents des autres moyens — serait probablement suffisant pour sécuriser la participation des clients déjà équipés.

Toutefois, il y a d'autres considérations. D'abord, il y a certainement des participants actuels qui ont fait des investissements afin de participer au programme GDP Affaires, et qui — malgré l'absence d'une garantie — ont misé sur la continuité du programme pour amortir ces

investissements sur plusieurs années. Pour ces clients (dont le nombre et les montants d'investissements sont inconnus), la fixation de l'appui financier de l'Option à seulement 20\$ (ou même 30\$ ou 40\$) pourrait être une mauvaise nouvelle.

Un autre élément à considérer est le groupe de clients du Distributeur nouvellement éligible à l'Option, soit ceux avec 15 à 200 kW d'effacement. Sous l'ancien programme, ils pouvaient faire affaire avec un agrégateur, qui s'occupait de toutes les démarches avec le Distributeur. Maintenant, ils doivent s'occuper eux-mêmes tant de leur inscription que de l'exploitation de leurs effacements. Alternativement, s'ils engagent une société pour gérer leurs appels en puissance, ils doivent la payer à même le crédit fourni par l'Option.

Le tarif provisoire de l'Option GDP Affaires, en vigueur pour l'hiver 2020-21 seulement, permettait toujours la participation d'agrégateurs et maintenait le seuil de 200 kW pour les inscriptions, comme le programme antérieur<sup>66</sup>. Il y a donc un nombre important de nouveaux participants qui doivent s'inscrire individuellement afin de maintenir la quantité totale d'effacements réalisés sous le tarif provisoire. Cela pourrait expliquer la chute prévue des effacements, de 407 MW en 2020-21 à seulement 325 MW en 2021-22. Selon cette hypothèse, HQD aurait prévu prendre deux ans pour inscrire individuellement l'ensemble des participants anciennement couverts par des agrégateurs.

Le cas échéant, une réduction importante de l'appui financier pourrait compliquer substantiellement ce défi de marketing. Pour un client offrant 15 kW d'effacement, les bénéfices sont déjà limités : même à 70\$/kW, il s'agit de seulement 1 050 \$ par année. Nous n'avons pas d'information sur la taille des entreprises avec 15 kW d'effacement, mais on peut certainement imaginer des entreprises pour lesquels un gain de 1 000 \$/année ne justifie aucunement l'effort de gérer l'inscription et l'effacement; encore moins si ce gain est réduit substantiellement.

Ainsi, il se peut qu'il y ait un groupe de clients, dont le nombre est inconnu, pour lesquels l'implication d'agrégateurs était un élément important dans leur décision d'y participer. Toute réduction de l'appui financier pourrait réduire le taux d'inscription de cette cohorte à la nouvelle Option tarifaire.

---

<sup>66</sup> B-0067, s. 4.76, pages 4-5.

## 5.4 Des pistes de solution

Nous avons identifié dans la section précédente deux obstacles qui doivent être surmontés avant de considérer une réduction substantielle de l'appui financier :

- les clients qui ont fait des investissements importants afin de participer au programme GDP Affaires, malgré l'absence d'une garantie de continuité; et
- les clients avec des effacements de moins de 200 kW, qui doivent maintenant être sollicités afin de devenir des participants directs à l'Option tarifaire.

Nous suggérons une piste de solution distincte pour chacune de ces deux catégories problématiques.

Pour la première, une solution possible serait d'élargir les conditions d'admissibilité du programme futur pour appuyer les investissements. Normalement, un tel programme ne couvrirait que de nouveaux investissements. Cependant, dans ce cas précis, on pourrait également rendre éligibles des entités qui ont déjà fait des investissements spécifiquement afin de participer au programme GDP Affaires. Évidemment, cela prendrait un traitement au cas par cas, et avec un niveau élevé d'attention à chacun. Le fardeau de preuve appartiendra au candidat, qui devra fournir une documentation adéquate pour démontrer son éligibilité.

Pour la seconde, une solution pourrait être de prévoir une bonification de l'appui financier pour de petits clients. Cela pourrait prendre la forme d'une grille qui prévoit un taux plus avantageux pour un nombre déterminé de premiers kW inscrits, et ce, afin d'inciter les inscriptions des clients autrement desservis par des agrégateurs. Cela représenterait, en fait, une forme de dégressivité, mais justifiée sur les barrières à la participation plutôt que sur la structure des coûts comme telle.

## 5.5 Des appuis financiers dégressifs

Nous avons vu, à la section 4.4.2, que les données disponibles sur les coûts récurrents des différentes technologies utilisées ne suggèrent aucune relation entre les coûts récurrents et le nombre de kW d'effacement offerts par le client.

À la section 5.3, nous avons observé que l'appui financier moyen de 60 \$/kW proposé par le Distributeur excède les coûts récurrents associés aux principaux moyens utilisés par un facteur de 6 à 15, et nous avons suggéré qu'un appui financier de 20\$/kW — qui représenterait 200% des coûts récurrents du moyen le plus dispendieux, et 500% des coûts récurrents des autres moyens, serait probablement suffisant pour inciter les participants déjà équipés à rester.

Toutefois, il ne serait pas surprenant si, pour une entreprise capable d'offrir 2 000 kW d'effacement, la marge requise au-delà de ses coûts pour l'inciter à participer à l'Option était différente d'une entreprise qui ne peut offrir que 15 kW d'effacement.

Dans la section précédente, nous avons suggéré que, pour motiver l'inscription des clients de moins de 200 kW autrement desservis par des agrégateurs, il pourrait être nécessaire d'offrir un appui financier qui représenterait un multiple plus grand des coûts récurrents. Mais est-ce que des clients de plus grande taille pourraient accepter des multiples moins élevés ?

Pour répondre à de telles questions, il faut s'en remettre à une étude de marché plutôt qu'à une étude de coûts.

La proposition du Distributeur comporte six strates<sup>67</sup> :

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)	
	Nombre	%	Nombre	%
De 15 à 199	1 050	73%	63 948	22%
De 200 à 599	280	20%	95 178	32%
De 600 à 1 199	70	5%	58 915	20%
De 1 200 à 1 799	17	1%	24 607	8%
De 1 799 et plus	14	1%	52 411	18%
<b>Total</b>	<b>1 431</b>	<b>100%</b>	<b>295 059</b>	<b>100%</b>

**Tableau 18. Strates de réduction de puissance (B-0085)**

Pour les clients participants dans chacune de ces strates, quels multiples de ses coûts récurrents seraient requis afin de justifier leur participation?

L'Audit supplémentaire est en fait un pas dans cette direction, mais malheureusement les données récoltées ne jettent pas beaucoup de lumière sur la situation. Seulement dix clients participants ont été sondés. Leur distribution est indiquée au Tableau 19, ainsi que la moyenne de l'appui minimal identifié.

<sup>67</sup> Extrait de B-0085, Tableau 2, page 13.

Strate	Nombre de clients participants sondés	Appui minimal (\$/kW) selon l'Audit supplémentaire (moyenne)
De 15 à 199	2	77
De 200 à 599	6	64
De 600 à 1199	0	n/a
De 1200 à 1799	1	50
De 1800 et plus	1	11

Tableau 19. Nombre de clients sondés et appui minimal moyen par strate

Ces résultats se rangent en effet en ordre décroissant, suggérant que les clients avec effacement plus grand requièrent un appui financier moins élevé. Toutefois, le nombre de clients dans chaque strate est de loin trop petit pour justifier une conclusion quelconque. Une étude de plus grande envergure, avec l'objectif précis d'identifier le seuil en bas duquel un participant délaisserait l'Option, aiderait à déterminer quel degré de dégressivité pourrait être acceptable.

## 5.6 Aspects opérationnels

La Politique énergétique du gouvernement du Québec<sup>68</sup> est très claire en ce qui concerne, d'une part, son appui pour l'utilisation de l'efficacité énergétique pour répondre aux besoins énergétiques et, d'autre part, son intention de réduire le plus possible l'utilisation de sources fossiles au Québec.

Comme jamais auparavant, il faut intervenir de façon stratégique et faire les choix qui contribueront à améliorer la qualité de la vie des Québécois, tout en réduisant la consommation d'énergies fossiles responsable d'environ 70 % des émissions de GES du Québec. (p. 14)

Le plan stratégique d'Hydro-Québec<sup>69</sup> abonde dans le même sens.

Le remplacement des énergies fossiles par de l'électricité propre, renouvelable, abordable et produite ici enrichirait le Québec dans son ensemble et améliorerait notre qualité de vie à tous. (p. 17)

---

<sup>68</sup> Gouvernement du Québec. Politique énergétique 2016. L'énergie des Québécois : Source de croissance.

<sup>69</sup> Hydro-Québec. Plan stratégique 2020-2024. Voir grand avec notre énergie propre.

Nous disposons d'un large éventail d'options pour répondre aux besoins à long terme en électricité propre, dont l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la gestion de la demande. (p. 34) [nos soulignements]

Aucune mention n'est faite d'une stratégie visant à faire appel aux génératrices d'urgence au diesel pour répondre à la fine pointe du réseau.

Le programme GDP Affaires était conçu originalement comme une mesure d'efficacité énergétique (type *demand response*). Il était donc surprenant d'apprendre dans l'Audit que les mesures impliquant les carburants fossiles sont de loin les plus largement utilisées.

Il est tout à fait souhaitable de mettre en place un système qui permette d'avoir recours à ce type d'équipements, déjà en place, afin de réduire la charge au réseau lorsque cela s'avère absolument nécessaire. Toutefois, il n'est pas souhaitable d'offrir des incitatifs pour l'utilisation de ces moyens quand d'autres moyens du côté de la demande — comme la tarification dynamique, par exemple — sont disponibles. Il est encore moins souhaitable de créer des incitatifs pour l'acquisition de nouveaux équipements de cette nature.

Selon la preuve, quand le Distributeur fait appel aux clients GDP Affaires, il le fait à tous, sans distinguer les moyens utilisés. En fait, il serait difficile d'imaginer comment il pourrait en être autrement.

Pour pouvoir faire une telle discrimination — soit faire appel aux moyens du côté de la demande comme un moyen de GDP, selon un ordonnancement économique, et de faire appel aux installations qui requièrent l'utilisation de carburants fossiles uniquement quand il n'y a pas d'autres options — il faudrait que ces deux types d'installation soient inscrits selon des catégories distinctes, même si les appuis financiers étaient identiques.

Nous comprenons que le présent dossier ne permet pas la mise en place d'une telle distinction. Toutefois, soulignons qu'il serait souhaitable de le faire éventuellement. Cela permettra non seulement de faire appel aux deux catégories selon des circonstances distinctes, sur le plan opérationnel, mais également d'encadrer, limiter ou exclure la mise en place de nouveaux équipements de cette nature, lorsque viendra le temps de mettre en place l'appui aux investissements déjà prévu à la décision D-2019-164.

## 6 Recommandations

Pour l'ensemble de ces motifs, nous recommandons à la Régie ce qui suit :

- Considérant les modifications importantes dans un court laps de temps de la contribution de la GDP Affaires au bilan de puissance,
- Considérant les effacements de l'année 2020-21 sont beaucoup plus élevé que ceux de l'année avant et de l'année après, et qu'ils s'approchent au niveau de l'objectif à long terme;

**Exiger du Distributeur des explications détaillées de l'évolution récente et prévue de l'impact en puissance du programme et de l'Option GDP Affaires, notamment :**

- **La croissance rapide (de 297 à 407 MW) entre 2019-20 et 2020-21;**
- **La chute à 325 MW prévue en 2021-22;**
- **La reprise rapide, en deux ans, jusqu'à 465 MW; et**
- **Le plafonnement des gains à partir de 2024-25.**
- Considérant que, basée sur le bilan de puissance la plus récente du Distributeur, les coûts évités à long terme de puissance ne s'appliquent pas avant 2026-27, au plus tôt;
- Considérant que les coûts et bénéfices de l'Option pendant l'année 2020-21 doivent faire partie de l'analyse économique;

**RECONNAÎTRE que, sans autre modification, la proposition du Distributeur implique un impact tarifaire de 48 M \$;**

- Considérant que la Régie a établi en D-2019-164 que les appuis financiers de l'Option ne devraient inclure que les coûts récurrents des moyens de GDP;
- Considérant qu'il est souhaitable de continuer à faire croître la participation de GDP Affaires sur le long terme ;

**Reconnaître qu'il sera essentiel de mettre en place un programme d'efficacité énergétique en appui des coûts d'investissements des équipements requis pour participer à l'Option, tel que suggéré par la décision D-2019-164;**

**DEMANDER au Distributeur de présenter une proposition pour un tel programme dans un court délai;**

- Considérant que les coûts évités par la GDP Affaires doivent couvrir non seulement les coûts de l'Option tarifaire, mais également ceux du programme futur en efficacité

énergétique pour appuyer les investissements requis pour participer à l'Option (« le futur programme GDP Affaires »);

- Considérant que, selon les informations fournies dans l'Audit, les coûts récurrents des quatre moyens principaux utilisés pour GDP Affaires sont entre 0\$ et 10\$/kW, et ne varient pas en fonction du niveau d'effacement;
- Considérant que, afin de rencontrer l'objectif de neutralité tarifaire selon les prévisions du Distributeur, il faudra réduire substantiellement l'appui financier moyen pour l'Option;

**REJETTER la proposition du Distributeur, et**

**DEMANDER au Distributeur de formuler une nouvelle proposition modifiée qui reflète les coûts récurrents des participants et qui respecte la neutralité tarifaire, tout en réservant des sommes nécessaires pour supporter les coûts du futur programme GDP Affaires ;**

- Considérant que, pour des participants actuels qui ont fait des investissements substantiels, le cas échéant, afin de participer au programme GDP Affaires, la réduction de l'appui financier de l'Option pourrait créer une situation intenable;

**DEMANDER au Distributeur de permettre, dans sa proposition pour un programme GDP Affaires, d'élargir les conditions d'admissibilité pour inclure des investissements passés, si le candidat peut démontrer qu'ils ont été faits spécifiquement afin de participer à l'ancien programme GDP Affaires.**

- Considérant qu'un nombre important de clients desservis jusqu'ici par des agrégateurs doivent maintenant s'inscrire individuellement s'ils veulent continuer de participer à l'Option tarifaire;
- Considérant que le recrutement de ces participants peut impliquer des défis et contraintes particulières ;
- Considérant qu'une réduction importante du niveau d'appui financier pour l'Option aurait des effets néfastes pour tout participant qui avait investi dans des équipements afin d'y participer ;
- Considérant que des entreprises avec des effacements de moins de 200 kW peuvent requérir un appui financier plus élevé afin de les inciter à s'inscrire à l'Option;
- Considérant que l'Audit supplémentaire ne fournit pas une base informationnelle adéquate pour déterminer le seuil en bas duquel un participant risque de délaisser l'Option;



**DEMANDER au Distributeur de préparer une étude de marché afin de comprendre jusqu'à quel point une grille dégressive est nécessaire afin de recruter les anciens participants de moins de 200 kW et de maintenir les autres participants à l'Option ;**

- Considérant que la réduction de la demande est un objectif visé tant par la Politique énergétique du gouvernement du Québec que par le Plan stratégique d'Hydro-Québec, mais que la mobilisation des groupes électrogènes d'urgence plusieurs fois chaque hiver ne l'est pas;

**DÉCLARER qu'il serait souhaitable si, sur le plan opérationnel, le Distributeur pourrait faire appel aux participants qui réduisent leur demande, sans nécessairement, au même temps, faire appel à ceux qui produisent de l'électricité de source fossile.**