

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2023-131	R-4208-2022	14 novembre 2023
Phase 2		

---

## PRÉSENTS :

Louise Rozon  
Simon Turmel  
Pierre Dupont  
Régisseurs

---

## Hydro-Québec

Demanderesse

et

## Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

---

## Décision sur le fond

*Demande du Distributeur relative à la fixation d'une option tarifaire visant la gestion de la demande de puissance et demande d'une décision prioritaire de nature à permettre de débiter la commercialisation de l'OGA pour l'hiver 2023-2024*



**Demanderesse :**

**Hydro-Québec**

**représentée par M<sup>e</sup> Simon Turmel et M<sup>e</sup> Marie-Michelle Côté**

**Intervenants :**

**Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;**

**Association des stations de ski du Québec (ASSQ)**

**représentée par M<sup>e</sup> Marie-Annick Tourillon;**

**Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Sylvain Lanoix;**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)**

**représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;**

**Groupe de recommandations et d'action pour un meilleur environnement (GRAMÉ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)**

**représenté par M<sup>e</sup> Jocelyn Ouellette;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE)**

**représenté par M<sup>es</sup> Hadrien Burlone et Franklin S. Gertler;**

**Stratégies Énergétiques (SÉ)**

**représentée par M<sup>e</sup> Dominique Neuman.**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE .....</b>	<b>7</b>
<b>3.</b>	<b>CONTEXTE DE LA DEMANDE .....</b>	<b>8</b>
<b>4.</b>	<b>STRUCTURE TARIFAIRE PROPOSÉE .....</b>	<b>8</b>
	4.1 NÉCESSITÉ DE LA GDP AFFAIRES POUR ÉQUILIBRER LE BILAN DE PUISSANCE .....	8
	4.2 PROPOSITION TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR .....	10
	4.3 POSITION DES INTERVENANTS .....	18
	4.4 OPINION DE LA RÉGIE .....	26
<b>5.</b>	<b>SITUATION DES CLIENTS AYANT PARTICIPÉ À LA GDP AFFAIRES LORS DES HIVERS 2020-2021 ET 2021-2022 .....</b>	<b>37</b>
	5.1 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR .....	37
	5.2 POSITION DES INTERVENANTS .....	38
	5.3 COMMENTAIRES DU DISTRIBUTEUR À L'ÉGARD DES POSITIONS DU RNCREQ ET DE SÉ .....	41
	5.4 OPINION DE LA RÉGIE .....	42
	<b>DISPOSITIF : .....</b>	<b>45</b>

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 21 octobre 2022, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 al. 1, (2<sup>o</sup>) et (5<sup>o</sup>) et 34 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi), une demande pour l'obtention d'une ordonnance de sauvegarde afin de reconduire la gestion de la demande en puissance pour sa clientèle Affaires (la GDP Affaires) pour l'hiver 2022-2023 (la Demande de sauvegarde).

[2] Le 3 novembre 2022, la Régie tient une audience et, le 11 novembre suivant, elle rend sa décision D-2022-125<sup>2</sup> par laquelle elle accueille la Demande de sauvegarde. Par cette même décision, la Régie demande, notamment, au Distributeur :

« [30] [...] de déposer la preuve nécessaire, au printemps 2023, afin de traiter de :

- *la situation des clients ayant bénéficié du Tarif GDP Affaires au cours des hivers 2020-2021 et 2021-2022;*
- *la fixation d'un nouveau tarif GDP Affaires à la suite de l'émission d'un décret par le Gouvernement »<sup>3</sup>.*

[3] Le 19 avril 2023, le gouvernement du Québec prend le décret 706-2023 (le Décret) indiquant à la Régie ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de la demande du Distributeur de fixer un nouveau tarif visant la gestion de la demande de puissance (GDP) pour sa clientèle Affaires<sup>4</sup>.

[4] Le 24 avril 2023, le Distributeur dépose une demande, en vertu des articles 31 (1) (1<sup>o</sup>), 34, 48, 48.4, 48.6, 49 et 52.1 de la Loi, visant la fixation d'une option tarifaire relative à la gestion de la demande de puissance pour sa clientèle Affaires (OGA) (la Demande). Il demande également à la Régie de rendre une décision prioritaire afin de débiter la commercialisation de l'OGA, pour l'hiver 2023-2024, le plus rapidement possible, tant auprès des participants du dernier hiver que des nouveaux participants potentiels (la Demande prioritaire)<sup>5</sup>.

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#).

<sup>2</sup> Décision [D-2022-125](#).

<sup>3</sup> Décision [D-2022-125](#), p. 13, par. 30.

<sup>4</sup> Pièce [B-0016](#).

<sup>5</sup> Pièce [B-0013](#).

[5] Les 3 et 8 mai 2023, le Distributeur dépose une version révisée de sa preuve et un complément de preuve<sup>6</sup>.

[6] Le 11 mai 2023, la Régie tient une audience et, le 19 mai suivant, elle rend sa décision D-2023-061<sup>7</sup> par laquelle elle accueille la Demande prioritaire.

[7] Le 24 mai 2023, la Régie fixe le calendrier d'examen de la phase 2 du présent dossier<sup>8</sup>.

[8] Entre les 2 et 8 juin 2023, la Régie et les intervenants déposent leurs demandes de renseignements (DDR), auxquelles le Distributeur répond le 26 juin 2023<sup>9</sup>.

[9] Les 27 et 28 juin 2023, la FCEI, le RNCREQ et SÉ contestent certaines réponses données par le Distributeur à leurs DDR et demandent à la Régie d'ordonner à ce dernier de fournir les renseignements demandés<sup>10</sup>. Le 29 juin 2023, le Distributeur commente ces demandes d'ordonnances et apporte des compléments de réponses à certaines questions<sup>11</sup>.

[10] Le 4 juillet 2023, SÉ indique avoir obtenu les réponses aux questions faisant l'objet de sa demande d'ordonnance<sup>12</sup>.

[11] Le 6 juillet 2023, la Régie rend sa décision D-2023-086<sup>13</sup> par laquelle elle rejette les demandes d'ordonnances de la FCEI et du RNCREQ.

[12] Le 18 juillet 2023, l'AQCIE-CIFQ informe la Régie qu'il met fin à son intervention et soumet ses commentaires, conclusions et recommandations relatifs au dossier<sup>14</sup>.

[13] Les 18 et 19 juillet 2023, les intervenants déposent leur mémoire<sup>15</sup>.

---

<sup>6</sup> Pièces [B-0022](#), [B-0023](#), [B-0024](#) et [B-0026](#).

<sup>7</sup> Décision [D-2023-061](#).

<sup>8</sup> Pièce [A-0017](#).

<sup>9</sup> Pièces [B-0038](#), [B-0039](#), [B-0041](#), [B-0042](#), [B-0043](#), [B-0044](#), [B-0045](#) et [B-0046](#).

<sup>10</sup> Pièces [C-FCEI-0010](#), [C-RNCREQ-0020](#) et [C-SÉ-0012](#).

<sup>11</sup> Pièces [B-0047](#), [B-0050](#) et B-0051 (accès restreint).

<sup>12</sup> Pièce [C-SÉ-0013](#).

<sup>13</sup> Décision [D-2023-086](#).

<sup>14</sup> Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0004](#) et [C-AQCIE-CIFQ-0005](#).

<sup>15</sup> Pièces [C-AHQ-ARQ-0009](#), [C-FCEI-0012](#), [C-GRAME-0009](#), [C-ROEE-0013](#), [C-RNCREQ-0023](#) et [C-SÉ-0015](#).

[14] Le 1<sup>er</sup> août 2023, la Régie transmet une DDR supplémentaire à laquelle le Distributeur répond le 16 août 2023<sup>16</sup>.

[15] Le 6 septembre 2023, l'ASSQ dépose des commentaires<sup>17</sup>.

[16] Le 18 septembre 2023, le Distributeur dépose une pièce révisée<sup>18</sup>.

[17] Du 19 au 22 septembre 2023, la Régie tient une audience portant sur la Demande, au terme de laquelle elle entame son délibéré.

[18] La présente décision porte sur la fixation d'un nouveau tarif et sur les conséquences du jugement de la Cour supérieure dans l'affaires *Hydro-Québec c. Régie de l'énergie*<sup>19</sup> (le Jugement de la Cour supérieure) sur les clients ayant adhéré à la GDP Affaires lors des hivers 2020-2021 et 2021-2022.

## 2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[19] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie approuve les modalités de l'OGA et fixe le nouveau tarif d'électricité, tel que présenté au texte des *Tarifs d'électricité* à la pièce B-0063<sup>20</sup>.

[20] Également, la Régie considère que le Jugement de la Cour supérieure n'occasionne aucune conséquence sur les clients ayant adhéré à la GDP Affaires lors des hivers 2020-2021 et 2021-2022.

---

<sup>16</sup> Pièce [B-0054](#).

<sup>17</sup> Pièce [C-ASSQ-0003](#).

<sup>18</sup> Pièce [B-0063](#).

<sup>19</sup> *Hydro-Québec c. Régie de l'énergie*, [2022 QCCS 3728](#).

<sup>20</sup> Pièce [B-0063](#).

### 3. CONTEXTE DE LA DEMANDE

[21] Conformément à la décision D-2022-125<sup>21</sup> de la Régie, le Distributeur dépose sa Demande qui donne suite aux préoccupations économiques, sociales et environnementales du gouvernement du Québec énoncées au Décret<sup>22</sup>.

[22] L'OGA vise à rendre au Distributeur des services de GDP à compter de l'hiver 2023-2024. Le Distributeur mentionne que cette proposition s'appuie sur les demandes de la Régie dans sa décision D-2019-164<sup>23</sup>, notamment, l'offre d'un appui financier dégressif en fonction de la taille de la charge interrompue, en plus de refléter l'importance grandissante des moyens de GDP dans les bilans de puissance du Distributeur, dont la GDP Affaires.

[23] La présente Demande s'inscrit dans un continuum, faisant suite à la décision D-2023-061<sup>24</sup> relative à la Demande prioritaire du Distributeur, par laquelle la Régie a prononcé une ordonnance de sauvegarde relative, d'une part, aux composantes de prix du tarif et, d'autre part, à la fixation du seuil minimal de réduction de puissance à 10 kW.

### 4. STRUCTURE TARIFAIRE PROPOSÉE

#### 4.1 NÉCESSITÉ DE LA GDP AFFAIRES POUR ÉQUILIBRER LE BILAN DE PUISSANCE

[24] Le Distributeur dispose d'un portefeuille varié de moyens afin d'équilibrer son bilan de puissance. Il mise sur des moyens de GDP pour répondre aux besoins de sa clientèle en période de pointe. Ainsi, par ces moyens, un appui financier est versé aux clients qui acceptent de réduire leur consommation à la demande du Distributeur. Parmi les divers moyens de GDP, la GDP Affaires, qui regroupe des clients domestiques, commerciaux et d'affaires, s'avère cruciale afin d'assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements.

---

<sup>21</sup> Décision [D-2022-125](#), p. 13, par. 30.

<sup>22</sup> Pièce [B-0016](#).

<sup>23</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 1, décision [D-2019-164](#), p. 75, par. 272.

<sup>24</sup> Décision [D-2023-061](#).



[25] Le Distributeur précise que le *Plan d’approvisionnement 2023-2032*<sup>25</sup> déposé en novembre 2022, prévoit une contribution en puissance de la GDP Affaires de 425 MW<sup>26</sup> pour l’hiver 2022-2023 et devrait atteindre 741 MW<sup>27</sup> à l’horizon 2031-2032, ce qui représente environ 25 % de la contribution de l’ensemble des moyens de GDP. Il affirme que sans la contribution de la GDP Affaires, le bilan de puissance serait déficitaire dès l’hiver 2023-2024<sup>28</sup>.

[26] Le tableau suivant présente les résultats de la GDP Affaires pour les deux derniers hivers.

TABLEAU 1  
RÉSULTATS DE LA GDP AFFAIRES  
POUR LES HIVERS 2021-2022 ET 2022-2023

	Hiver 2021-2022	Hiver 2022-2023		
	Réel	Planifié	Actualisé	Réel
Nombre d’abonnements inscrits	3 109	3 109	3 385	3 353
Effacement (excluant le projet pilote)	395 MW	395 MW	415 MW	442 MW

Source : Tableau établi à partir des pièces [B-0022](#), p. 8, [Tableau 1](#) et [B-0026](#), p. 3, [Tableau 1](#).

[27] Le Distributeur ne présente pas les effacements antérieurs à l’hiver 2021-2022. Il précise que ceux-ci se comparent difficilement puisque les modalités diffèrent à plusieurs égards.

<sup>25</sup> Dossier [R-4210-2022 Phase 1](#).

<sup>26</sup> La contribution est de 456 MW en incluant 32 MW associés à un projet pilote auprès de la clientèle industrielle de grande puissance.

<sup>27</sup> Contribution de 889 MW en incluant les 148 MW associés au projet pilote.

<sup>28</sup> Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce [B-0020](#), p. 14, [Tableau 3.3](#).

## 4.2 PROPOSITION TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR

[28] Le Distributeur présente dans le tableau suivant les modalités de l'OGA et celles de la GDP Affaires en vigueur lors de l'hiver 2022-2023.

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

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

Source : Pièce [B-0022](#), p. 9, Tableau 2.

[29] Afin d'intéresser les clients à l'OGA, le Distributeur souligne que le niveau d'appui financier ne peut se limiter au strict remboursement des coûts encourus par les clients lorsqu'ils procèdent à des réductions de puissance. Ce coût doit être déterminé en considérant également la rémunération requise pour compenser l'ensemble des inconvénients et risques subis par les clients participants sans quoi, la rémunération pourrait s'avérer sans attrait pour ces derniers. De plus, compte tenu de l'importance des objectifs

de réduction de puissance de ce moyen à son bilan, le Distributeur doit être en mesure d'intéresser une variété de clients, y compris ceux qui présentent des coûts d'effacement plus élevés.

[30] Le Distributeur mentionne viser un prix d'équilibre qui consiste à identifier le niveau d'appui financier minimal, exprimé en \$/kW d'effacement, qui lui permet d'atteindre son objectif de réduction de puissance attribuable à la clientèle Affaires. Il définit donc cet équilibre par une participation à hauteur des quantités recherchées. C'est sur cette base que l'appui financier moyen de 60 \$/kW a été établi à l'hiver 2021-2022<sup>29</sup>. Il rappelle que ce dernier était appuyé par un sondage réalisé en février 2021 par Technosim qui faisait mention d'un seuil minimal moyen d'appui financier requis pour adhérer à une offre tarifaire de GDP Affaires de 60 \$/kW pour les participants et de 97 \$/kW pour les non-participants<sup>30</sup>.

[31] Dans le cadre de sa Demande, le Distributeur a mandaté Technosim afin d'actualiser le niveau d'appui financier minimal jugé requis par la clientèle pour adhérer à un éventuel nouveau tarif de GDP Affaires en sondant 30 clients ayant été sélectionnés et contactés lors du sondage réalisé en 2021. Les résultats compilés en janvier 2023<sup>31</sup>, indiquent que la valeur moyenne identifiée par les clients participants est supérieure à celle obtenue en 2021, passant de 60 \$/kW à 76 \$/kW, alors que celle provenant des clients non-participants passe à 96 \$/kW. La valeur minimale identifiée par les clients non-participants est maintenant estimée à 65 \$/kW par rapport à celle de 20 \$/kW identifiée lors du premier sondage.

[32] Le Distributeur soutient que l'appui financier moyen doit être haussé à 66 \$/kW en tenant compte des deux facteurs suivants :

- l'application de l'indexation de 6,5 % aux crédits par strates de rémunération dont aurait bénéficié l'ensemble des clients participants à la GDP Affaires à l'hiver 2023-2024, afin de reproduire la mécanique d'indexation prévue à la *Loi sur Hydro-Québec* (la LHQ) ;
- les ajustements apportés à la structure dégressive de rémunération en raison de l'actualisation du profil de participation des clients de l'hiver 2021-2022 à la GDP Affaires, tel que décrit à la section 4.2.1 ci-après.

---

<sup>29</sup> Pièce [B-0022](#), p. 9.

<sup>30</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 2, pièce [B-0094](#), p. 5 et 6, Tableaux 2 et 1 respectivement.

<sup>31</sup> Les résultats du sondage sont présentés à la pièce [B-0022](#), Annexe B-1.

[33] À titre de comparaison, le Distributeur indique qu'une simple indexation, au 1<sup>er</sup> avril de chaque année depuis le 1<sup>er</sup> avril 2022, de la rémunération moyenne initiale de 60 \$/kW, aurait donné un crédit de 65,560 \$/kW<sup>32</sup>. Il ajoute qu'un appui financier moyen de 66 \$/kW est inférieur à la valeur moyenne de 76 \$/kW du rapport de Technosim de janvier 2023 et mentionne avoir recueilli divers commentaires de clients concernant les défis opérationnels et financiers en lien avec leur participation à la GDP Affaires<sup>33</sup>.

[34] Le Distributeur invoque également la cohérence de l'appui financier moyen de l'OGA avec celui des autres options tarifaires, afin de justifier l'approbation d'un appui financier moyen de 66 \$/kW<sup>34</sup>.

[35] Le Distributeur présente les modifications proposées au texte des *Tarifs d'électricité* dans ses versions française et anglaise<sup>35</sup>.

#### 4.2.1 AJUSTEMENT À LA STRUCTURE DÉGRESSIVE DE RÉMUNÉRATION ET DU NOMBRE DE STRATES

[36] La structure dégressive de rémunération actuelle comporte cinq strates. Le Distributeur propose d'abolir la cinquième strate, de sorte que la nouvelle structure dégressive repose sur quatre strates.

[37] Dans un premier temps, le Distributeur rappelle que la structure de rémunération du Tarif GDP Affaires pour l'hiver 2021-2022 avait été calibrée sur la base des résultats de participation à l'hiver 2019-2020, selon laquelle les modalités du Programme GDP Affaires étaient en vigueur.

[38] Le tableau suivant présente la répartition des abonnements et des effacements réels pour l'hiver 2021-2022.

---

<sup>32</sup> 60 \$/kW x 1,026 (indexation au 1<sup>er</sup> avril 2022) x 1,065 (indexation au 1<sup>er</sup> avril 2023).

<sup>33</sup> Pièce [B-0022](#), p. 11.

<sup>34</sup> Pièce [B-0022](#), p. 11 et 12.

<sup>35</sup> Pièces [B-0063](#) (version française) et [B-0024](#) (version anglaise).

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

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

Source : [B-0022](#), p. 13, Tableau 4.

[39] Le Distributeur note que près de 75 % de l'effacement total réalisé au cours de l'hiver 2021-2022 est attribuable aux strates de réduction de puissance de moins de 1 000 kW qui, par ailleurs, regroupent près de 99 % des abonnements participants. De façon plus particulière, il en tire les constats suivants :

**Strate de 0 – 100 kW :** regroupe environ 73 % du total des abonnements participants et contribue à environ 15 % de l'effacement total réalisé au cours de l'hiver 2021-2022. Cette strate est majoritairement composée des abonnements domestiques et de petite puissance.

**Strate de 100 – 400 kW :** regroupe environ 20 % du total des abonnements participants et contribue à environ 35 % de l'effacement total réalisé pour l'hiver 2021-2022. Environ 45 % de l'effacement total des abonnements au tarif M est réalisé dans cette strate.

**Strate de 400 – 1 200 kW :** regroupe environ 6 % du total des abonnements participants et contribue à environ 28 % de l'effacement total réalisé pour l'hiver 2021-2022. Cette strate est exclusivement composée d'abonnements de moyenne puissance et grande puissance.

**Strate de 1 200 kW et plus :** regroupe environ 1 % du total des abonnements participants et contribue à environ 23 % de l'effacement total réalisé pour l'hiver 2021-2022. Cette strate regroupe presque exclusivement les abonnements de grande puissance.

[40] Le Distributeur présente au tableau suivant une mise à jour des résultats pour l'hiver 2022-2023<sup>36</sup>.

TABLEAU 4  
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS  
PAR NIVEAUX DE RÉDUCTION DE PUISSANCE  
HIVER 2022-2023

Strates de réduction de puissance (kW)	Abonnements		Effacement	
	Nombre	%	Nombre	%
0 - 10	1 194	36%	2 916	1%
10 - 100	1 328	40%	55 756	13%
100 - 200	259	8%	37 288	8%
200 - 400	342	10%	97 504	22%
400 - 600	103	3%	48 731	11%
600 - 800	43	1%	29 850	7%
800 - 1 000	29	1%	25 834	6%
1 000 - 1 200	13	0%	14 482	3%
1 200 - 1 500	15	0%	20 658	5%
1 500 - 2 000	10	0%	17 996	4%
2 000 - 3 000	10	0%	25 580	6%
3 000 - 4 000	1	0%	3 048	1%
4 000 - 5 000	2	0%	9 084	2%
5 000 - 6 000	2	0%	11 290	3%
6 000 - 7 000	-	0%	-	0%
7 000 - 34 500	2	0%	42 247	10%
<b>Total</b>	<b>3 353</b>	<b>100%</b>	<b>442 263</b>	<b>100%</b>

Source : pièce [B-0026](#), p. 5, Tableau 4.

<sup>36</sup> Pièce [B-0022](#), p. 14, Tableau 5.

[41] Le tableau suivant présente les résultats obtenus pour l'hiver 2022-2023, selon la nouvelle structure dégressive proposée.

**TABLEAU 5**  
**RÉPARTITION DES ABONNEMENTS ET DES EFFACEMENTS RÉELS PAR NIVEAUX**  
**DE RÉDUCTION DE PUISSANCE EN FONCTION DE LA NOUVELLE STRUCTURE PROPOSÉE**  
**HIVER 2022-2023**

Strates de réduction de puissance (kW)	Nombre d'abonnements		Effacement (kW)		Écart type Effacement(kW)
	Nombre	%	Nombre	%	
10 - 100	1 328	62%	55 756	13%	24
100 - 400	601	28%	134 791	35%	83
400 - 1 200	188	9%	118 897	28%	211
1 200 et plus	42	2%	129 903	23%	5 145
<b>Total</b>	<b>2 159</b>	<b>100%</b>	<b>439 347</b>	<b>100%</b>	-

Source : pièce [B-0026](#), p. 5, Tableau 5.

[42] Le Distributeur constate que les abonnements et l'effacement de l'hiver 2022-2023 sont similaires à ceux observés lors de l'hiver 2021-2022. Il précise que l'écart de 28 MW par rapport au plan d'approvisionnement 2023-2032<sup>37</sup> est essentiellement attribuable à un abonnement au tarif LG dont l'effacement a augmenté de 25 MW par rapport à l'hiver précédent.

[43] Le Distributeur présente au tableau suivant sa proposition de la structure dégressive de rémunération composée de quatre strates et de leur montant respectif d'appui financier.

<sup>37</sup> Effacement prévu de 415 MW (excluant le projet pilote), voir pièce [B-0022](#), p. 8, Tableau 1.

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

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

Source : Pièce [B-0022](#), p. 15.

[44] Le Distributeur mentionne que l'appui financier dégressif repose sur un appui moyen de 66 \$/kW. Il précise que l'appui financier varie de la première à la dernière strate passant respectivement de 75 \$/kW à 55 \$/kW. En ce qui a trait à la dernière strate, soit de 1 200 kW et plus, il réitère qu'il importe de la fixer à un niveau compétitif afin de maintenir l'intérêt des clients offrant des niveaux de réduction de puissance importants.

[45] Le 2 juin 2023, le Distributeur dépose, en complément de preuve, une proposition d'ajustement aux fins du calcul de la rémunération des puissances interruptibles effectives pour l'hiver 2023-2024<sup>38</sup>.

[46] Le Distributeur propose, pour les seules fins de l'hiver 2023-2024, que la rémunération de la puissance interruptible effective des abonnements inscrits à l'OGA soit établie selon le crédit le plus élevé obtenu par l'application :

- de la structure de crédit autorisée par la décision D-2023-061<sup>39</sup>;
- ou
- de la structure de crédit proposée pour l'OGA présentée au Tableau 6<sup>40</sup>.

[47] En lien avec cette proposition, le Distributeur demande également de fixer la date limite du versement du crédit pour l'hiver 2023-2024 au 1<sup>er</sup> septembre 2024.

<sup>38</sup> Pièce [B-0034](#).

<sup>39</sup> Décision [D-2023-061](#).

<sup>40</sup> Pièce [B-0022](#), p. 15, Tableau 6.



#### 4.2.2 RÉDUCTION DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ À 10 kW

[48] En ce qui a trait à la réduction du seuil d'admissibilité de la première strate à 10 kW, le Distributeur rappelle que, lors des deux derniers hivers, le seuil était fixé à 15 kW. Il propose d'abaisser le seuil afin de permettre à un plus grand nombre de clients de s'inscrire à l'OGA et par conséquent, d'avoir droit à l'appui financier en fonction de leur effacement. À cet égard, le Distributeur présente deux tableaux relatifs à l'hiver 2021-2022, indiquant respectivement la distribution du nombre d'abonnements et leur contribution selon leur effacement à la GDP Affaires<sup>41</sup>.

#### 4.2.3 ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

[49] Selon le Distributeur, les analyses économique et financière démontrent que le recours à l'OGA est préférable à l'acquisition de nouveaux moyens d'approvisionnement et permet de reporter l'achat de nouveaux approvisionnements de long terme en puissance. Ainsi, sans l'OGA, des approvisionnements de long terme seraient nécessaires dès l'hiver 2023-2024<sup>42</sup>. Le Distributeur précise que c'est sur cette base que les analyses doivent être réalisées.

[50] En fonction des paramètres retenues<sup>43</sup> par le Distributeur, le tableau ci-dessous présente l'analyse économique.

---

<sup>41</sup> Pièce [B-0022](#), p. 16, Tableaux 7 et 8.

<sup>42</sup> Dossier R-42010-2022, pièce [B-0020](#), p. 14, Tableau 3.3.

<sup>43</sup> Pièce [B-0022](#), p. 18, Tableau 9.

TABLEAU 7  
ANALYSE ÉCONOMIQUE

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

Source : Pièce B-0022, p. 20, Tableau 11.

[51] Le Distributeur conclut que l'OGA ne requiert aucun investissement et que les gains annuels représentent l'impact sur son revenus requis. Il précise que ces gains favorables permettront de limiter l'impact de l'approvisionnement en puissance d'un pourcentage estimé à -0,2 % en 2025, en plus d'un impact marginal en 2030.

### 4.3 POSITION DES INTERVENANTS

#### 4.3.1 AJUSTEMENT À LA STRUCTURE DÉGRESSIVE DE RÉMUNÉRATION

[52] L'AHQ-ARQ et SÉ indiquent que les rémunérations offertes à chacune des strates d'effacement en 2023-2024 ne devraient pas être inférieures aux rémunérations de l'année antérieure ajustées à l'inflation. L'AHQ-ARQ rappelle la décision de la Régie qui mentionne que, pour l'hiver 2023-2024, « les composantes prix du tarif ne seront pas inférieures aux prix appliqués lors de l'hiver 2022-2023, majorés en conformité avec le mécanisme d'indexation prévu à la Loi sur Hydro-Québec au 1<sup>er</sup> avril 2023 »<sup>44</sup>.

<sup>44</sup> Décision D-2023-061, p. 11, par. 34.

[53] L'AHQ-ARQ recommande en conséquence une bonification de l'appui financier, soit de 3 \$/kW pour les deuxième et troisième strates à compter de l'hiver 2024-2025<sup>45</sup> :

TABLEAU 8  
MODIFICATIONS DES CRÉDITS APPLICABLES  
PROPOSÉES PAR L'AHQ-ARQ

<b>Strate de réduction de puissance (kW)</b>	<b>Crédit applicable par période d'hiver (\$/kW)</b>
10 - 100	75,000
<b>100 - 400</b>	<b>68,000</b>
<b>400 - 1 200</b>	<b>63,000</b>
1200 -	55,000

Source : Pièce [C-AHQ-ARQ-0009](#), p. 16.

[54] SÉ appuie la proposition transitoire du Distributeur selon laquelle, pour chaque strate d'effacement, « *le plus élevé des deux* » serait offert en 2023-2024.

[55] En référence à un tableau demandé par la Régie<sup>46</sup> comparant les impacts de la structure proposée par rapport à la structure actuelle des appuis financiers, SÉ mentionne que les participants présentant un effacement entre 200 kW et 2 000 kW auraient un appui financier total inférieur à celui qu'ils auraient obtenu selon la structure actuelle.

[56] Bien que pour l'hiver 2023-2024, à la suite de la décision D-2023-061<sup>47</sup>, ces abonnements ne seraient pas affectés par cette réduction, l'AQCIE-CIFQ mentionne que si aucun correctif n'était apporté, l'impact négatif de la réduction de l'appui financier se ferait sentir pour les années subséquentes et pourrait influencer sur les capacités d'effacements prévues.

<sup>45</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0013](#), p. 3.

<sup>46</sup> Pièce [B-0038](#), p. 8, R1.1.

<sup>47</sup> Décision [D-2023-061](#), p. 11, par. 34.

[57] Selon l'évaluation de l'AQCIE-CIFQ, cet impact négatif pourrait être annulé en rehaussant l'appui financier de la deuxième strate (100 à 400 kW) à 70 \$/kW, ce qui aurait pour effet d'augmenter l'appui financier moyen à 67,10 \$/kW, soit une hausse de 1,7 % par rapport à l'appui financier moyen de 66 \$/kW de la nouvelle structure proposée. L'intervenant recommande ainsi de fixer l'appui financier à 70 \$/kW pour la deuxième strate proposée.

[58] Selon la FCEI, c'est le niveau d'effacement qui devrait être la résultante de la grille d'appui financier et non l'inverse. Elle précise que le désir d'obtenir plus ou moins d'effacement de la part de la clientèle ne devrait pas être une considération pour l'élaboration de la grille d'appui financier. Elle considère que la preuve présentée par le Distributeur ne permet pas de justifier les modifications de paramètres d'appui financier existant. À cet effet, elle considère que la rentabilité de la modification à l'offre de GDP doit être évaluée relativement à la situation prévalente et non à une situation hypothétique d'absence d'offre.

[59] La FCEI est d'avis que les appuis financiers proposés sont, d'une part, insuffisants pour susciter une participation significative des petits clients, et, d'autre part, suffisants pour attirer de nouveaux participants aux tarifs M et LG. Elle observe d'ailleurs que la participation des plus petits clients semble stagner.

[60] L'intervenante estime que la rémunération de la dernière strate de l'offre actuelle propose un niveau d'appui financier compétitif et suffisant pour maintenir l'intérêt des clients offrant des niveaux de réduction de puissance importants. Elle est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de fusionner les strates 4 et 5, comme le propose le Distributeur, ni de rehausser l'appui financier de la dernière strate. Elle recommande d'exiger du Distributeur une preuve plus étoffée<sup>48</sup>.

[61] Le GRAME recommande d'approuver les modalités tarifaires de même que la demande de fixer leur date d'entrée en vigueur en temps opportun pour l'hiver 2023-2024.

[62] Le ROÉÉ et SÉ constatent que le Distributeur propose un appui financier moyen à 66 \$/kW, bien que le sondage réalisé par Technosim indique un appui financier requis à 76 \$/kW pour les clients participants et de 96 \$/kW pour les clients non-participants. SÉ recommande à la Régie de tenir compte du fait qu'une rémunération se rapprochant

---

<sup>48</sup> Pièce [C-FCEI-0016](#), p. 6.

davantage des appuis financiers du sondage de Technosim serait plus apte à répondre aux objectifs de participation élevée souhaités par le Distributeur.

[63] Le ROEE considère que l'appui financier proposé est très conservateur, en plus de représenter un risque de désaffectation de la clientèle visée par l'OGA dans une perspective de croissance de la fréquence des événements de pointe.

[64] Le ROEE recommande<sup>49</sup> de majorer la valeur moyenne des appuis financiers versés à 72 \$/kW. Il justifie sa recommandation par une potentielle atténuation des risques de désaffectation envers l'OGA et un possible effet à la hausse de la participation à l'effacement souhaité. En audience, l'intervenant recommande de fixer à 76 \$/kW l'appui financier moyen, en se basant sur les sondages effectués auprès de la clientèle par Technosim<sup>50</sup>.

[65] En ce qui a trait à la structure dégressive des appuis financiers, le ROEE est d'avis qu'elle risque de désintéresser les participants à l'OGA au-delà d'un certain nombre de kW, alors même que les besoins de pointe du Distributeur demeurent importants.

[66] À cet égard, le ROEE recommande à la Régie d'adoucir ou d'éliminer complètement la dégression des appuis financiers versés aux participants afin de faire en sorte que l'OGA soit en mesure de répondre adéquatement aux besoins occasionnés par une plus grande fréquence des événements de pointe.

[67] Le RNCREQ considère que l'appui financier proposé dépasse largement les coûts récurrents associés à la participation à l'OGA. À cet effet, l'intervenant cite la décision D-2019-164 de la Régie selon laquelle la GDP Affaires devrait distinguer les coûts récurrents des coûts d'implantation et que ces derniers ne devraient pas être récupérés à travers un appui financier récurrent<sup>51</sup>.

[68] Le RNCREQ est d'avis que l'OGA proposée récompense non seulement les coûts récurrents et les inconvénients associés à leur utilisation, mais aussi et surtout les coûts d'implantation des mesures. À son avis, cela explique le fait que le Distributeur n'a fait aucune démarche visant la mise en place d'un programme pour aider ses clients à acquérir

---

<sup>49</sup> Pièce [C-ROEE-0013](#), p. 8.

<sup>50</sup> Pièce [C-ROEE-0020](#), p. 10.

<sup>51</sup> Dossier R-4041-2018, Phase 1, décision [D-2019-164](#), p. 74, par. 267.

les équipements nécessaires à l'effacement. L'intervenant demande également que soit déposée une estimation des coûts récurrents et d'implantation des différents moyens d'effacement utilisés par les participants<sup>52</sup>.

#### 4.3.2 RÉDUCTION DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ À 10 kW

[69] L'AHQ-ARQ, la FCEI et SÉ recommandent l'abaissement du seuil d'admissibilité à l'appui financier de 15 kW à 10 kW.

[70] La FCEI estime que cette mesure est susceptible de stimuler la participation des clients dont l'effacement avoisine les 15 kW, mais qui risquent de ne pas atteindre ce seuil. Elle est également plus équitable pour ces clients. L'intervenante demande également le maintien du suivi évoqué au paragraphe 37 de la décision D-2023-061 en vue d'un éventuel abaissement du seuil à l'appui financier de 10 kW à 5 kW ou moins.

[71] Le GRAME est d'avis que le Distributeur n'apporte aucune preuve voulant que l'abaissement du seuil à 10 kW comporte un potentiel réel de gestion de la pointe hivernale. En outre, il n'est pas démontré que cette réduction soit nécessaire à la fois pour équilibrer le bilan en puissance du Distributeur et pour retarder l'apport de nouvelles ressources, la sous-strate 10-15 kW ne représentant qu'environ 0,45 % de l'effacement total de l'hiver 2022-2023.

[72] Selon le GRAME, l'ajout de 1 440 abonnements de petits commerces situés en milieu urbain accroîtrait les problématiques liées à la santé publique, de sorte que l'abaissement du seuil n'est en aucun cas un scénario pertinent, à court et à long terme. Il mentionne que la proposition du Distributeur peut créer un incitatif pour de petits commerces situés en zone urbaine à s'équiper de groupes électrogènes. L'intervenant s'interroge à savoir si l'OGA ne s'inscrit pas à l'encontre des objectifs de réduction de gaz à effet de serre fixés par le gouvernement du Québec dans le *Plan pour une économie verte 2030*.

[73] Selon le GRAME, la Régie doit non seulement analyser les modalités tarifaires de l'offre proposée, mais elle doit également poser un regard sur l'OGA en tenant compte de

---

<sup>52</sup> Pièce [C-RNCREQ-0028](#), p. 4, par. 20.

ses conséquences sur l'environnement, considérant que la majorité des clients ont recours aux combustibles fossiles pour participer à cette mesure<sup>53</sup>.

[74] Le GRAME estime qu'étant donné le faible potentiel d'effacement découlant de l'abaissement du seuil de 15 kW à 10 kW et, compte tenu des conséquences sur la qualité de l'air, la Régie devrait rejeter la demande d'abaissement du seuil d'admissibilité de 15 kW à 10 kW.

#### 4.3.3 ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

[75] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de reconnaître que l'analyse économique du Distributeur et les analyses de sensibilité en découlant montrent que l'OGA s'avère plus avantageuse que l'achat de puissance<sup>54</sup>.

[76] La FCEI indique que l'analyse économique du Distributeur est inadéquate pour évaluer une proposition de modification des appuis financiers puisqu'elle compare sa proposition d'OGA à une situation en l'absence d'OGA. Selon l'intervenant, il aurait fallu comparer la valeur économique de sa proposition par rapport à l'offre actuelle de GDP, soit sans les modifications proposées<sup>55</sup>. Or, puisque le Distributeur affirme ne pas être en mesure d'isoler l'impact de la nouvelle structure de rémunération compte tenu qu'il est difficile de présumer de la réaction précise des clients à cette dernière, cette évaluation ne peut être faite<sup>56</sup>.

[77] Le ROEE mentionne que le Distributeur base son analyse économique sur le coût évité en puissance de long terme et sur le coût évité en énergie pour les heures visées par un effacement des charges, mais sans tenir compte des coûts évités de transport et de distribution qui sont, à son avis, bien réels. L'intervenant recommande que le Distributeur soumette une option tarifaire modulée lors du prochain exercice tarifaire en 2024-2025 de manière à refléter les coûts évités propres à chaque région du Québec<sup>57</sup>.

---

<sup>53</sup> Pièce [C-GRAME-0016](#), p. 2.

<sup>54</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0009](#), p. 13 à 15.

<sup>55</sup> Pièce [C-FCEI-0012](#), p. 5.

<sup>56</sup> Pièce [B-0047](#), p. 2.

<sup>57</sup> Pièce [C-ROEE-0013](#), p. 8.

#### 4.3.4 AUTRES RECOMMANDATIONS

[78] L'AQCIE-CIFQ recommande de permettre aux clients du tarif L d'adhérer à l'OGA, tout comme c'est permis pour les autres clients grande puissance, soit ceux au tarif LG<sup>58</sup>.

[79] Le GRAME demande à la Régie d'émettre un signal clair au Distributeur de déployer une OGA qui exclut l'utilisation de génératrices de secours dans le cadre du prochain dossier tarifaire. Il demande que soit déposé au prochain dossier tarifaire un plan d'action détaillé sur les moyens que le Distributeur entend prendre pour amorcer un virage de l'OGA vers une offre permettant de réduire les impacts environnementaux découlant de l'usage de groupes électrogènes et des combustibles fossiles<sup>59</sup>.

[80] Par ailleurs, le GRAME recommande d'ordonner au Distributeur de mettre en place un programme d'aides financières pour les équipements écoénergétiques nécessaires à la participation de la clientèle à l'OGA en précisant que ces subventions ne doivent pas viser l'achat d'un équipement fonctionnant aux combustibles fossiles<sup>60</sup>.

[81] Le ROEE affirme que, malgré qu'ils soient polluants, les groupes électrogènes et les autres équipements produisant de l'énergie à partir de combustibles fossiles sont, temporairement à tout le moins, essentiels à l'atteinte des cibles d'effacement. Toutefois, il est d'avis qu'il puisse être envisagé dès maintenant une alternative à l'utilisation systématique des groupes électrogènes sans pour autant en restreindre l'usage. En effet, les stockages thermique et électro-chimique constituent les principales alternatives à l'utilisation de groupes électrogènes et de chaudières à combustible<sup>61</sup>.

[82] À cette fin, le ROEE recommande que le Distributeur considère la possibilité d'offrir une aide financière accrue aux participants utilisant des moyens de déplacement des charges, ou alternativement, de fournir des aides financières à l'acquisition de moyens de déplacement de charges pour le prochain exercice tarifaire en 2024-2025<sup>62</sup>.

[83] En ce qui a trait au recours aux énergies fossiles, le RNCREQ considère que l'instauration d'une option tarifaire qui incite la clientèle à substituer l'hydroélectricité avec

---

<sup>58</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0005](#), p. 5.

<sup>59</sup> Pièce [C-GRAME-0016](#), p. 10.

<sup>60</sup> Pièce [C-GRAME-0016](#), p. 5 et 6.

<sup>61</sup> Pièce [C-ROEE-0013](#), p. 6.

<sup>62</sup> Pièce [C-ROEE-0013](#), p. 7.



celle de sources fossiles s'inscrit à l'encontre des politiques du gouvernement du Québec et du Distributeur sur les émissions de GES<sup>63</sup>.

[84] Le RNCREQ mentionne qu'il est tout à fait souhaitable de mettre en place un système qui permet d'avoir recours à ce type d'équipements, déjà en place, afin de réduire la charge sur le réseau lorsque cela s'avère absolument nécessaire. Toutefois, le RNCREQ est également d'avis que l'appel aux moyens d'effacement qui consomment des combustibles fossiles devrait s'effectuer en dernier recours.

[85] Le RNCREQ soumet qu'il importe de faire une distinction entre les moyens utilisés lorsque le Distributeur fait appel aux clients GDP Affaires. Ainsi, l'appel devrait s'effectuer selon un ordonnancement économique. L'appel aux clients ayant des installations qui utilisent des carburants fossiles uniquement devrait s'effectuer seulement en l'absence d'autres options. Pour ce faire, il faudrait que ces deux types d'installation soient inscrits selon des catégories distinctes, même si les appuis financiers étaient identiques.

[86] Le RNCREQ recommande de modifier la proposition du Distributeur afin de créer deux options tarifaires distinctes (lesquelles pourraient s'intituler « GDP Affaires Régulier » et « GDP Affaires Fossiles ») afin que les appels de puissance puissent être distingués selon que le client recourt ou non à des combustibles fossiles comme moyen d'effacement.

[87] SÉ recommande qu'un programme d'aide financière à la conversion des équipements des clients à la GDP selon la présente option tarifaire soit proposé par le Distributeur à brève échéance.

[88] En argumentation, SÉ recommande de requérir du Distributeur :

- l'obtention de la part de chaque participant d'une auto déclaration identifiant les moyens d'effacement prévus au début de l'hiver et ceux qui ont été effectivement utilisés après chaque événement de pointe critique<sup>64</sup>;
- dès la fin de l'hiver 2023-2024 et pour les années futures, un rapport du Distributeur indiquant le nombre d'heures total effacées, le nombre total de clients effacés, le volume total effacé, le tout réparti de façon croisée entre les strates d'effacement et les moyens d'effacement utilisés;

---

<sup>63</sup> Pièce [C-RNCREQ-0028](#), p. 6.

<sup>64</sup> Pièce [C-SÉ-0022](#), p. 4, par. 7.

- dès l'hiver 2023-2024, que le Distributeur transmette un message clair à la clientèle que pour les années futures, l'effacement au moyen de chaudières ou de génératrices utilisant des combustibles fossiles non renouvelables pourrait devenir inadmissible à l'OGA.

#### 4.4 OPINION DE LA RÉGIE

[89] La Régie convient, avec le Distributeur et l'ensemble des intervenants, de l'importance de l'OGA afin d'assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements. Elle rappelle que sans la contribution de l'OGA, des approvisionnements de long terme seraient nécessaires dès l'hiver 2023-2024<sup>65</sup>.

##### 4.4.1 AJUSTEMENT À LA STRUCTURE DÉGRESSIVE DE RÉMUNÉRATION

[90] Le Distributeur soumet que sa Demande<sup>66</sup> visant l'approbation de l'OGA s'inscrit en continuité avec l'offre en place ces dernières années. Toutefois, il propose certains ajustements à la structure dégressive de rémunération, notamment :

- l'ajustement des intervalles des strates et de leurs montants d'appui financier dégressif;
- la réduction du nombre de strates passant de cinq à quatre;
- l'abaissement du seuil d'admissibilité de 15 kW à 10 kW<sup>67</sup>.

[91] Bien que favorable à l'adoption de l'OGA, seule la FCEI s'oppose à l'élimination de la cinquième strate d'effacement ou à l'augmentation de l'appui financier applicable à cette dernière. Elle considère que la preuve du Distributeur ne permet pas de justifier les modifications de paramètres d'appui financier existants et recommande d'exiger une preuve plus étoffée<sup>68</sup>.

---

<sup>65</sup> Pièce [B-0022](#), p. 18.

<sup>66</sup> Pièce [B-0013](#).

<sup>67</sup> Pièce [B-0050](#), Tableau 2, p. 9.

<sup>68</sup> Pièce [C-FCEI-0016](#), p. 6.

[92] La Régie note que l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, le ROEE et SÉ recommandent une bonification de l'appui financier, à des degrés différents cependant.

[93] Le Distributeur prône la prudence à l'égard d'une hausse trop rapide et importante de l'appui financier offert, comme le proposent certains intervenants. Il estime raisonnable d'opter plutôt pour une proposition basée sur l'expérience passée. Il juge que le signal de prix de 66 \$/kW, accompagné d'efforts de commercialisation accrus, est suffisant pour lui permettre d'atteindre les prévisions de réductions de puissance contenues au Plan d'approvisionnement 2023-2032, d'ici le dossier tarifaire de 2025.

[94] Il affirme que sa proposition vise à sécuriser l'effacement de la clientèle visée, en attendant une révision plus en profondeur du portefeuille des options tarifaires de GDP dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

[95] La Régie comprend que les propositions de l'AHQ-ARQ et de l'AQCIE-CIFQ visent à réduire l'impact du changement de la grille de rémunération pour les participants à l'OGA. La solution alternative proposée par le Distributeur paraît également raisonnable, soit d'offrir, pour l'hiver 2023-2024, la rémunération la plus élevée des deux grilles de strates et d'appuis financiers<sup>69</sup>, d'autant plus que sur un horizon de trois périodes hivernales, en comparant les appuis financiers prévisibles pour l'hiver 2024-2025<sup>70</sup> à ceux effectivement versés à l'hiver 2022-2023, tous les participants devraient voir leur appui financier nettement augmenté.

[96] Aussi, la Régie ne juge pas nécessaire, ni approprié, de chercher à neutraliser tous les impacts d'un changement de structure tarifaire ou, dans le cas présent, d'une structure de rémunération d'une option tarifaire.

[97] Bien que l'analyse économique établie à partir des coûts évités en puissance de long terme permet de fixer l'appui financier moyen à un niveau supérieur, la Régie rappelle qu'afin de minimiser les coûts dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle, l'appui financier devrait uniquement offrir une rémunération suffisante pour mener à l'effacement visé par l'OGA.

---

<sup>69</sup> Le plus élevé de l'appui résultant de la structure de crédit autorisée par la décision D-2023-061 ou de la structure de crédit proposée pour l'OGA.

<sup>70</sup> Selon l'hypothèse d'une indexation d'environ 5,1 % pour l'hiver 2024-2025.

[98] La Régie prend acte des résultats du sondage de Technosim, sur lesquels le ROEE et SÉ s'appuient pour leur proposition de bonification de l'appui financier moyen à l'OGA. Elle rappelle toutefois ce que le Distributeur précise en réplique :

*« Aussi, le sondage effectué auprès de onze (11) clients, c'est une image. Donc, ça peut changer d'année en année et il y a trois mille (3 000) clients à l'OGA. Donc, onze (11) clients pourraient ne pas, non plus, être complètement représentatif »<sup>71</sup>.*

[99] La Régie juge que le très faible échantillon du sondage ne permet pas de tirer de constats ou de conclusions probantes. Elle ne retient donc pas les propositions des deux intervenants et encourage le Distributeur à présenter un échantillon suffisant pour être minimalement représentatif lorsqu'il soumet les résultats de sondages effectués auprès de sa clientèle.

[100] Tout comme le Distributeur, la Régie juge prudent et raisonnable de procéder de façon graduelle en adoptant un appui financier moyen de 66 \$/kW, à l'aube d'une révision globale du portefeuille des options tarifaires de GDP dans le cadre du prochain dossier tarifaire, touchant notamment l'option d'électricité interruptible, l'OGA et une nouvelle option annoncée pour la clientèle industrielle<sup>72</sup>.

[101] La Régie invite toutefois le Distributeur, dans le cadre de cette révision ainsi que lors de futurs dossiers, à préciser et justifier davantage les modifications aux strates d'effacement ou les modifications aux appuis financiers proposés pour chacune des strates par rapport à ce qui est offert aux autres options tarifaires, afin d'assurer une continuité et une cohérence entre les différentes options de GDP.

**[102] Pour les motifs énoncés aux paragraphes précédents, la Régie approuve l'appui financier moyen de 66 \$/kW pour l'OGA.**

[103] Quant à l'élimination de la cinquième strate d'effacement, la Régie ne partage pas l'avis de la FCEI selon laquelle la preuve présentée par le Distributeur ne permet pas de justifier les modifications proposées.

---

<sup>71</sup> Pièce [A-0035](#), p. 67.

<sup>72</sup> Pièce [B-0066](#), p. 7 et 8.

[104] D'une part, la mise à jour de l'étude de Technosim montre une augmentation des coûts unitaires d'exploitation moyens par kW effacé entre 2020 et 2022, soit de l'ordre d'un peu plus de 5 \$/kW<sup>73</sup>.

[105] D'autre part, une augmentation de 8,31 \$/kW des coûts d'exploitation peut être observée pour les clients qui utilisent les groupes électrogènes, sur la période 2020-2022. Cette hausse découle principalement de l'augmentation du prix moyen du diesel de 1 \$/litre au cours de cette période. Il convient de rappeler que les groupes électrogènes constituent la mesure individuelle la plus fréquemment utilisée, et également celle qui présente le coût d'exploitation le plus élevé<sup>74</sup>.

[106] En réponse à une DDR<sup>75</sup>, Technosim précise qu'en utilisant le coût du diesel qui prévalait en décembre 2022 et janvier 2023 (environ 2,28 \$/litre), le coût d'exploitation moyen d'un groupe électrogène se situait à un peu plus de 26 \$/kW pour 40 heures d'utilisation et environ 53 \$/kW pour 80 heures d'utilisation. Or, le crédit applicable à la cinquième strate (1 800 kW et plus), pour l'hiver 2023-2024, serait de 49,17 \$<sup>76</sup>. La Régie convient que le niveau d'appui financier ne peut se limiter au strict remboursement des coûts encourus par les participants pour procéder à des réductions de puissance. Ces derniers doivent également bénéficier d'un incitatif financier intéressant pour compenser les efforts consentis.

[107] Bien qu'il soit raisonnable de calculer la rentabilité de l'OGA en utilisant un nombre d'heures moyen de 40 heures, un participant qui s'engage pour 100 heures d'effacement pourrait vouloir s'assurer qu'il ne sera pas perdant s'il devait être sollicité pour un nombre d'heures supérieur, tel que la Régie l'a reconnu dans sa décision D-2021-100<sup>77</sup>.

[108] Le retour d'expérience des clients tend également à supporter l'élimination de la cinquième strate d'effacement :

*« Par ailleurs, les commentaires recueillis auprès des clients par les équipes du service et des ventes à la clientèle affaires, à la suite du premier hiver d'application des modalités du Tarif GDP, révèlent l'utilisation de génératrices à combustibles*

---

<sup>73</sup> Pièces [B-0022](#), Annexe B-2, Rapport de Technosim portant sur une mise à jour des coûts de l'audit de 2020, Tableau 11, p. 2 et dossier R-4041-2018 Phase 2, pièce [B-0080](#), Annexe A, Tableau 11, p. 12.

<sup>74</sup> Pièce [B-0022](#), Annexe B-2, p. 2 et 4.

<sup>75</sup> Pièce [B-0038](#), p. 8.

<sup>76</sup> Pièce [B-0063](#), p. 9.

<sup>77</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 2, décision [D-2021-100](#), p. 25, par. 105.

*fossiles et la réduction ou le déplacement de leurs activités opérationnelles comme principales mesures de réduction de puissance. Les clients participants ont indiqué avoir rencontré plusieurs défis opérationnels et financiers à participer à la GDP Affaires.*

[...]

*D'un point de vue financier, certains clients ont soulevé l'inadéquation de la rémunération, particulièrement la dégressivité des tranches de réduction de puissance compte tenu que le coût et l'effort des mesures à mettre en place pour effacer davantage de kilowatts sont croissants. Également, l'augmentation du prix des combustibles a exercé une forte pression sur la rentabilité de l'opération pour ceux ayant utilisé une génératrice »<sup>78</sup>.*

[109] Tel que mentionné dans la décision D-2021-100, les résultats de l'audit de Technosim, réalisé dans le cadre de la deuxième phase du dossier R-4041-2018, ne permettent pas de démontrer la présence d'une forte dégressivité des coûts d'exploitation, au-delà de celle observée pour les deux premières strates. Ainsi, la dégressivité des appuis financiers devrait être moins accentuée que celle initialement explorée à titre d'hypothèse<sup>79</sup>. La Régie concluait d'ailleurs que :

*« [115] Considérant la preuve recueillie à partir de l'Audit quant à l'absence d'une forte dégressivité des coûts d'exploitation en relation avec la hausse des effacements et à l'importance du recours aux groupes électrogènes et des coûts d'exploitation de ces derniers, la Régie considère que la dégressivité de l'appui financier devrait être moins accentuée que ce qui avait été discuté dans le cadre de la phase 1 du présent dossier »<sup>80</sup>.*

[110] Selon la Régie, ce constat, qui demeure toujours valable combiné à la poursuite de la hausse du prix du diesel depuis 2020, justifie l'élimination de la cinquième strate et l'adoption de la nouvelle structure à quatre strates proposée par le Distributeur.

[111] À l'instar du Distributeur, la Régie reconnaît que, malgré leur nombre restreint, les participants à fort potentiel d'effacement ont contribué pour environ le quart de l'effacement total réalisé lors des deux derniers hivers. Ainsi, un signal de prix compétitif

---

<sup>78</sup> Pièce [B-0050](#), p. 11.

<sup>79</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 2, décision [D-2021-100](#), p. 26, par. 113.

<sup>80</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 2, décision [D-2021-100](#), p. 27, par. 115.

pour la dernière strate s'avère nécessaire afin de maintenir et d'améliorer leur contribution, mais aussi d'encourager l'adhésion à l'OGA par de nouveaux participants susceptibles de contribuer à cette hauteur.

**[112] En conséquence, la Régie approuve la proposition du Distributeur de réduire le nombre de strates de cinq à quatre ainsi que les montants d'appui financier dégressif qui leur sont associés.**

[113] En ce qui a trait à la demande du RNCREQ, soit le dépôt d'une nouvelle estimation des coûts récurrents et des coûts d'implantation des différents moyens d'effacement utilisés par les participants, la Régie rappelle que cette information a déjà été demandée dans sa décision D-2019-164<sup>81</sup> et déposée en phase 2 du dossier R-4041-2018<sup>82</sup>. Dans sa décision D-2021-100<sup>83</sup>, la Régie constate la difficulté, pour les participants, de chiffrer certains coûts encourus en lien avec les effacements ainsi que les limites de l'exercice. La Régie ne juge donc pas utile de reprendre cet exercice.

[114] Quant à la proposition du ROEE demandant le dépôt d'une offre tarifaire modulée par région en fonction des coûts évités régionalisés de transport et de distribution, la Régie convient avec le Distributeur que, selon l'article 52.1 (3) de la Loi, la tarification doit s'appliquer uniformément au Québec. La seule exception prévue à la Loi s'applique aux réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. La Régie ne retient donc pas la proposition du ROEE.

#### 4.4.2 RÉDUCTION DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ À 10 KW ET AUTRES PROPOSITIONS

[115] Le Distributeur demande l'abaissement du seuil d'admissibilité de 15 kW à 10 kW afin de permettre à un plus grand nombre de clients d'avoir accès aux appuis financiers suivant leur effacement.

[116] À l'exception du GRAME, les intervenants qui se sont prononcés sur cette proposition appuient la réduction du seuil d'admissibilité de 15 kW à 10 kW.

---

<sup>81</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 1, décision [D-2019-164](#).

<sup>82</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 2, pièce [B-0080](#).

<sup>83</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 2, décision [D-2021-100](#), p. 22, par. 93.

[117] La Régie, dans sa décision D-2023-061, a fait droit, pour l'hiver 2023-2024, à la demande du Distributeur de réduction du seuil d'admissibilité à 10 kW. Elle rappelait également ce qui suit :

*« [35] En ce qui a trait à l'abaissement du seuil d'admissibilité à 10 kW, la Régie rappelle que la fixation du seuil d'admissibilité à 15 kW, proposé par le Distributeur au dossier R-4041-2018 Phase 2, et la possibilité d'établir le seuil à un niveau inférieur, avaient fait l'objet d'un examen et de plusieurs échanges, notamment entre la FCEI, le Distributeur et la Régie.*

*[36] Seul le Distributeur s'opposait alors à un abaissement du seuil minimal de 15 kW, invoquant que l'augmentation du volume d'abonnements à traiter aurait des impacts importants, notamment sur la charge de travail relative à l'évaluation des demandes d'adhésion, les suivis des événements, le calcul et la vérification des crédits »<sup>84</sup>.*

[118] Le Distributeur demande que cet abaissement du seuil d'admissibilité à 10 kW soit maintenu comme modalité tarifaire plutôt qu'uniquement applicable à l'hiver 2023-2024. Une telle réduction du seuil d'admissibilité permettra de diversifier le bassin de clients tout en assurant la pérennité de leur contribution.

[119] Le Distributeur est d'avis que ce seuil représente un bon compromis entre les efforts liés à la gestion de l'OGA, lesquels peuvent exiger le traitement d'une très grande quantité d'abonnements, la vérification des effacements des abonnements aux fins du calcul du crédit à verser, ou pour simplement établir le caractère sérieux des clients à se prévaloir de l'OGA, et le maintien du nombre de clients admissibles à cette dernière<sup>85</sup>.

[120] Selon le Distributeur, un abaissement du seuil minimal d'admissibilité sous le seuil de 10 kW, comme le propose la FCEI, exigerait des efforts considérables liés à la gestion de l'OGA, en regard de la contribution en effacement qui pourrait en résulter.

[121] En ce qui a trait à la préoccupation du GRAME à l'égard d'une éventuelle augmentation de l'utilisation des génératrices à énergies fossiles en milieu urbain, le Distributeur estime qu'elle ne saurait justifier le maintien du seuil à 15 kW. En effet, cette

---

<sup>84</sup> Décision [D-2023-061](#), p. 11.

<sup>85</sup> Pièce [B-0050](#), p. 16.



préoccupation du GRAME, ainsi que l'augmentation des GES en milieu urbain, ne constituent qu'une hypothèse qui n'a pas été démontrée en preuve<sup>86</sup>.

[122] Quant aux alternatives aux génératrices, le Distributeur a précisé qu'il accompagne déjà ses clients actuels et futurs clients de l'OGA par des webinaires qui mettent l'emphase sur les stratégies optimales et sur les mesures alternatives à l'utilisation de combustibles fossiles.

[123] Le Distributeur a aussi fait état de nombreuses difficultés opérationnelles qu'il rencontrerait si le fardeau devait lui incomber de coordonner les effacements de charge de manière à limiter le recours par les participants à l'OGA à des énergies fossiles, tant par l'octroi d'une rémunération spécifique que par des appels différenciés aux utilisateurs d'énergies fossiles.

[124] Par ailleurs, étant donné que la majorité des clients utilisent les énergies fossiles comme moyen d'effacement, ces contraintes pourraient être de nature à réduire l'attractivité de l'OGA, et ainsi limiter la capacité du Distributeur à attirer de nouveaux participants.

[125] Compte tenu des besoins importants en puissance, le Distributeur privilégie plutôt une décarbonation efficace, c'est-à-dire à moindre coût, ce qui peut impliquer le recours à des énergies fossiles de façon marginale. Cette stratégie n'est d'aucune façon en contradiction avec son Plan stratégique 2022-2026 et le décret pris par le gouvernement du Québec<sup>87</sup>.

[126] Par ailleurs, le Distributeur a annoncé avoir entrepris des analyses visant la mise sur pied d'un programme commercial afin d'inciter l'installation d'équipements nécessaires à la GDP. Les modalités et le potentiel ne sont donc pas encore établis et les analyses économiques n'ont pas été réalisées. Il note qu'il est prématuré d'introduire quelque programme que ce soit à cet égard, bien qu'il demeure dans l'éventail des possibilités en cours d'analyse.

[127] Enfin, en ce qui a trait au recours aux combustibles fossiles, le Distributeur précise en audience :

---

<sup>86</sup> Pièce [B-0066](#), p. 10.

<sup>87</sup> Pièce [B-0066](#), p. 11.

*« De plus, le Distributeur ne dispose pas d'informations quant à savoir sur le moyen exact pour réduire la puissance lors des appels de l'OGA.*

*Et peut-être un dernier point concernant les heures visées. Historiquement, durant les cinq dernières années, à l'OGA on a appelé en moyenne trente heures (30 h) par hiver au niveau de l'option, pour un maximum de cent heures (100 h) prévues dans les modalités. Si on fait un parallèle au nombre d'heures de la période d'hiver, soit deux mille neuf cent quatre heures (2904 h), c'est seulement un maximum de trois pour cent (3 %) des heures qui peuvent être appelées. Donc, potentiellement un client peut utiliser de l'énergie fossile, mais c'est somme toute sur une période très petite, considérant la totalité des périodes de l'hiver »<sup>88</sup>. [nous soulignons]*

[128] À l'instar du Distributeur et de la grande majorité des intervenants, la Régie juge qu'il est souhaitable d'abaisser le seuil d'admissibilité à l'OGA de 15 kW à 10 kW. Cet abaissement permettra d'encourager les participants actuels en leur offrant une rémunération se situant dans la tranche 10 kW à 15 kW<sup>89</sup>, en plus d'encourager d'autres participants potentiels à adhérer à l'OGA.

[129] Quant à la poursuite du suivi au paragraphe 37 de la décision D-2023-061, demandé par la FCEI, en vue d'un éventuel abaissement du seuil à l'appui financier de 10 kW à 5 kW ou moins, la Régie rappelle que ce suivi a été demandé afin d'obtenir l'information pertinente permettant éventuellement la réduction du seuil de 15 kW à 10 kW. Ce but ayant été atteint, la Régie ne juge pas requis de maintenir ce suivi.

[130] La Régie est d'avis qu'il importe de prendre en considération que le calcul de l'effacement lié à l'OGA ne se fait pas par automatisme, comme pour la tarification dynamique, mais à partir de courbes de puissance de référence multiples dans le cas des clients atypiques notamment, ajustés pour la température enregistrée dans chacune des régions.

[131] La Régie partage l'avis du Distributeur selon lequel un seuil de 10 kW représente un bon compromis entre les efforts liés à la gestion de l'OGA, lesquels peuvent exiger le traitement d'une très grande quantité d'abonnements et la vérification des effacements des abonnements aux fins du calcul du crédit à verser.

---

<sup>88</sup> Pièce [A-0028](#), p. 88.

<sup>89</sup> À titre illustratif, il y a eu 160 participants dans la tranche de 10 kW à 15 kW à l'hiver 2022-2023 ayant effacé 1 982 kW au total.

[132] Quant aux recommandations du GRAME, du RNCREQ et de SÉ à l'égard de l'usage de combustibles fossiles, la Régie juge important de rappeler les points suivants.

[133] La Régie convient que le Distributeur n'est pas en mesure d'identifier quels moyens ont été utilisés lors de chaque effacement, ni dans quelle proportion chacun des moyens a pu contribuer à une réduction de puissance. Or, bon nombre de participants utilisent deux ou plusieurs mesures d'effacement de puissance<sup>90</sup>.

[134] Le fait d'exclure le recours aux combustibles fossiles limiterait de façon très importante l'effacement total réalisé à l'OGA puisque le recours aux groupes électrogènes et aux chaudières à combustible est non seulement très fréquent, mais il permet également d'effacer complètement la consommation électrique chez une forte proportion des utilisateurs de groupe électrogène, ou l'essentiel du chauffage électrique pour les utilisateurs de chaudières<sup>91</sup>.

[135] La Régie est d'avis que la demande d'exclusion du recours aux combustibles fossiles dans les moyens de GDP pour moins de 30 heures en moyenne par hiver selon l'expérience des cinq dernières années, ou au plus 100 heures selon les conditions de l'OGA, paraît mal fondée. En effet, ce recours peu utilisé, en permettant de répondre aux besoins de puissance à la pointe, peut aussi permettre d'accueillir une plus grande charge pour les 2 800 heures restantes de la période hivernale, rendant ainsi possible davantage de conversion de chauffage au mazout vers l'électricité, par exemple, entraînant de ce fait une réduction plus grande des GES sur ces 2 800 heures que ceux émis dans le cadre de l'OGA.

**[136] En conséquence, la Régie fixe le seuil minimal de réduction de puissance à 10 kW par abonnement pour l'OGA.**

[137] La Régie encourage toutefois le Distributeur à promouvoir, auprès des participants, les moyens de GDP qui minimisent ou éliminent les émissions de GES. Elle l'invite également à proposer une aide financière aux participants pour l'acquisition d'équipements et l'implantation de moyens de GDP ne recourant pas aux combustibles fossiles.

---

<sup>90</sup> Selon l'échantillon de Technosim présenté au dossier R-4041-2018, 43 % des participants utilisaient 2, 3 ou 4 types de mesures d'effacement. Voir Dossier R-4041-2018, pièce [B-0080](#), p. 16.

<sup>91</sup> Selon l'échantillon de Technosim présenté au dossier R-4041-2018, le recours aux groupes électrogènes et aux chaudières à combustibles permettent d'effacer complètement la consommation électrique chez 80 % des utilisateurs de groupe électrogène, ou 100 % du chauffage électrique pour les utilisateurs de chaudières, dans une proportion similaire. Voir Dossier R-4041-2018, pièce [B-0080](#), p. 16.

[138] Quant aux recommandations de SÉ requérant des participants une autodéclaration des moyens d'effacement prévus au début de l'hiver et après chaque effacement, des moyens effectivement utilisés, ainsi que des rapports du Distributeur, la Régie juge que de telles demandes entraîneraient une lourdeur administrative qui risquerait de faire fuir les participants, en plus d'être très difficile à mesurer ou à vérifier. La Régie ne retient donc pas ces recommandations.

[139] Par ailleurs, la Régie comprend la demande de l'AQCIE-CIFQ de permettre l'adhésion à l'OGA des clients industriels du tarif L, considérant que la bonification de l'Option d'électricité interruptible, annoncée en 2019, se fait toujours attendre<sup>92</sup>. La Régie n'est toutefois pas convaincue que l'OGA constitue l'option la mieux adaptée pour les grands clients industriels, ni que cela soit pleinement conciliable avec l'intérêt public.

[140] La Régie juge préférable d'examiner cette question dans le cadre de la révision du portefeuille des options tarifaires de GDP lors du prochain dossier tarifaire, tel qu'annoncé par le Distributeur<sup>93</sup>. Cette révision, touchant notamment l'Option d'électricité interruptible, l'OGA et une nouvelle option annoncée pour la clientèle industrielle, devrait permettre de s'assurer d'une meilleure continuité et cohérence entre les différentes options de GDP disponibles.

**[141] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie approuve l'OGA et fixe le nouveau tarif d'électricité tel que présenté au texte des *Tarifs d'électricité* à la pièce B-0063.**

**[142] La Régie fixe la date d'entrée en vigueur du nouveau tarif au 1<sup>er</sup> décembre 2023.**

**[143] La Régie ordonne au Distributeur de déposer le texte final du nouveau tarif dans ses versions française et anglaise, au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2023.**

**[144] La Régie demande au Distributeur de déposer l'Annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* modifiée conformément à la présente décision, en y ajoutant une version permettant d'identifier les modifications, au plus tard une semaine après sa date de publication, à 12 h. Elle demande également au Distributeur de publier sur son site internet, sous forme d'addendum, le texte du nouveau tarif.**

---

<sup>92</sup> Dossier R-4110-2019, pièce [B-0009](#), p. 21.

<sup>93</sup> Pièce [B-0066](#), p. 7 et 8, par. 22 et 23.

## 5. SITUATION DES CLIENTS AYANT PARTICIPÉ À LA GDP AFFAIRES LORS DES HIVERS 2020-2021 ET 2021-2022

### 5.1 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

[145] Le Distributeur rappelle que le Jugement de la Cour supérieure renvoie le dossier à la Régie afin, notamment, qu'elle se penche sur les conséquences de l'annulation des décisions D-2020-095, D-2020-120, D-2021-100, D-2021-141 et D-2021-141R sur les clients ayant adhéré à la GDP Affaires lors des hivers 2020-2021 et 2021-2022 (les Adhérents).

[146] Le Distributeur indique que ces Adhérents, pour chacun des deux hivers, ont été rémunérés pour leur effacement, conformément aux règles alors applicables.

[147] Également, le Distributeur présente au tableau suivant le nombre d'abonnements inscrits, les kilowatts d'effacement et la rémunération totale versée aux Adhérents :

TABLEAU 9  
DONNÉES RELATIVES AUX ADHÉSIONS À LA GDP AFFAIRES -  
HIVERS 2020-2021 ET 2021-2022

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

Source : Pièce [B-0022](#), p. 22.

[148] Le Distributeur souligne que les Adhérents ont souscrit à un tarif qui était alors valide. C'est sur la base de ce tarif qu'ils ont pris les actions nécessaires afin d'être en mesure d'effacer leur consommation, qu'ils l'ont effectivement effacée et qu'ils ont été rémunérés en conséquence. Ainsi, ces Adhérents, de même que le Distributeur, ont agi en toute bonne foi, en fonction d'un tarif qui était alors en vigueur.

[149] Dans son argumentation, le Distributeur mentionne ce qui suit :

*« 54. Le Distributeur constate que personne ne remet en question ces éléments. De même, aucun intervenant ne suggère que les adhérents concernés devraient rembourser les montants obtenus.*

*55. Le Distributeur est d'avis qu'en ces circonstances, il n'existe aucun remède à mettre en place autre que de prendre acte de cette situation. En prenant acte de cette situation, la Régie conclut nécessairement qu'il n'y a pas lieu de revenir sur ces hivers et qu'aucune autre intervention n'est requise pour sauvegarder les droits des participants.*

*56. Le Distributeur souligne également l'absence d'impact pour les autres clients que de cette situation advenant que la Régie prenne acte de la situation tel que demandé par le Distributeur »<sup>94</sup>. (sic)*

[150] En conclusion, le Distributeur rappelle l'expertise hautement spécialisée de la Régie dans le domaine énergétique et soumet que ses pouvoirs, prévus dans la Loi, sont suffisamment larges pour lui permettre de prendre acte de la situation unique devant laquelle elle se trouve à la suite du Jugement de la Cour supérieure.

[151] En conséquence, il est d'avis qu'il n'existe aucun remède à mettre en place autre que de prendre acte de la situation relative aux Adhérents. Selon le Distributeur, aucune autre intervention n'est requise pour sauvegarder leurs droits.

## **5.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[152] L'AQCIE-CIFQ, le GRAME et le ROÉÉ ne se sont pas prononcés à l'égard de la demande du Distributeur qui consiste à « *prendre acte de la situation relative aux Adhérents* ». La Régie note toutefois que ces intervenants n'allèguent aucun préjudice et ne s'opposent pas à la demande du Distributeur.

[153] Par ailleurs, l'AHQ-ARQ appuie la demande du Distributeur et est d'avis que « *prendre acte de la situation relative aux Adhérents* » est suffisant dans les

---

<sup>94</sup> Pièce [B-0066](#), p. 14.

circonstances<sup>95</sup>. La FCEI est en accord avec l'approche pragmatique suggéré par le Distributeur de ne pas pénaliser les Adhérents. Cet intervenant est également d'avis que « *prendre acte* » dans ce cas-ci, est la bonne chose à faire. Lors de son argumentation, la FCEI précise ce qui suit :

*« Vous avez les pouvoirs de la loi qui vous permet, là, de prendre cette décision à l'intérieur de votre loi et je pense que tenter de vouloir trouver une façon de répondre à ce qui s'est passé dans les deux dernières années à l'égard des clients, une situation un peu trouble juridiquement, irait à l'encontre là de l'efficacité puis de l'efficience réglementaires »<sup>96</sup>.*

[154] Le RNCREQ et SÉ sont d'avis que les Adhérents ne sont pas tenus de remettre au Distributeur la rémunération qu'ils ont reçue pour les hivers 2020-2021 et 2021-2022, mais pour des motifs différents de ceux exposés par le Distributeur<sup>97</sup>.

[155] Le RNCREQ soumet que la Régie ne peut pas simplement « *prendre acte de la situation* », tel que proposé par le Distributeur :

*« Comme nous l'avons vu, le jugement Harvie annule les décisions ayant fixées les modalités de la GDP Affaires pour les hivers 2020 et 2021. L'annulation de ces décisions entraîne donc une cascade de nullités où le tarif GDP Affaires n'est pas valable et par conséquent, les ententes contractuelles liant le Distributeur à ses clients pour ce tarif ne le sont pas plus.*

*Ce sont en effet les articles 53 et 54 LRÉ qui prévoient que les ententes qui ne sont pas conformes à un tarif sont sans effet »<sup>98</sup>.*

[156] S'appuyant sur l'affaire *Octane*<sup>99</sup>, l'intervenant soutient qu'il faut se référer au droit civil pour décider des conséquences de l'annulation des décisions sur les Adhérents. Il propose l'application des règles relatives à la nullité des contrats, ainsi que le mécanisme de la restitution des prestations ou de la réception de l'indu prévus au *Code civil du Québec*<sup>100</sup> (CCQ).

---

<sup>95</sup> Pièce [A-0035](#), p. 23 à 26.

<sup>96</sup> Pièce [A-0035](#), p. 32.

<sup>97</sup> Pièces [C-RNCREQ-0023](#), [C-RNCREQ-0028](#), [C-SÉ-0015](#), [C-SÉ-0022](#) et [C-SÉ-0023](#).

<sup>98</sup> Pièce [C-RNCREQ-0023](#), p. 15.

<sup>99</sup> *Octane c. Ville de Montréal*, [2019] 4 R.C.S. 138, [2019 CSC 57 \(CanLII\)](#).

<sup>100</sup> [RLRQ, c. CCQ-1991](#).

[157] Ainsi, le RNCREQ recommande à la Régie de prononcer les conclusions suivantes quant à la situation des Adhérents :

- « • *VU la nullité du tarif GDP Affaires durant les hivers 2020-2021 et 2021-2022 et la nullité des ententes qui en découlent;*
- *VU la déclaration judiciaire du 8 décembre 2021 où le Distributeur renonce expressément à réclamer à ses clients les sommes versées en lien avec la GDP Affaires;*
- *le RNCREQ recommande que la Régie USE de son pouvoir discrétionnaire prévu à l'article 1699 C.c.Q. et REFUSE que les clients soient tenus de remettre au Distributeur les sommes que celui-ci leur a versées en vertu du tarif GDP Affaires pour les hivers 2020-2021 et 2021-2022 »<sup>101</sup>.*

[158] Pour sa part, SÉ soutient que la Régie doit rendre une décision définitive et complète sur la nature juridique des ententes conclues avec les Adhérents. Il propose que le seul remède consiste à « *constater que la participation des clients [...] s'est effectuée à titre de continuation du Programme GDP Affaires déjà existant [...] »<sup>102</sup>.*

[159] Il souligne que le programme GDP Affaires a survécu à la décision de la Régie portant sur sa qualification, soit la décision D-2019-164, et que les droits et recours des Adhérents seraient ainsi assujettis au délai de prescription de 3 ans prévu au CCQ.

[160] Tout comme le RNCREQ, l'intervenant est d'avis qu'il est insuffisant de « *prendre acte de la situation* », considérant les articles 53 et 54 de la Loi<sup>103</sup>.

[161] Selon SÉ, le même remède doit s'appliquer aux clients ayant participé à la GDP Affaires lors de l'hiver 2022-2023<sup>104</sup> puisque la décision D-2022-125<sup>105</sup>, prononçant

---

<sup>101</sup> Pièce [C-RNCREQ-0023](#), p. 22.

<sup>102</sup> Pièce [C-SÉ-0006](#), p. 2.

<sup>103</sup> L'article 53 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi) interdit au distributeur de « convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement ou prévus à l'annexe 1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) ». L'article 54 prévoit que « toute stipulation d'une convention qui déroge à celle d'un tarif fixé par la Régie [...] est sans effet ».

<sup>104</sup> Pièce [C-SÉ-0006](#), p. 2.

<sup>105</sup> Décision [D-2022-125](#), p. 13 et 14.



une ordonnance de sauvegarde, était interlocutoire et que le tarif GDP Affaires n'était pas encore fixé<sup>106</sup>. Il rappelle les conclusions de cette décision :

« *PRONONCE une ordonnance de sauvegarde pour la période de l'hiver 2022-2023, reconduisant la GDP Affaires suivant les mêmes modalités que celles applicables lors de l'hiver 2021-2022, incluant les prix tel qu'indexés au 1<sup>er</sup> avril 2022;*

[...]

*DEMANDE au Distributeur de l'informer, au fur et à mesure, de l'évolution de ses démarches afin qu'un décret soit pris par le Gouvernement, lui permettant de déposer à la Régie sa demande de fixation du nouveau tarif GDP Affaires ».*

[162] Selon SÉ, la Régie doit appliquer le droit civil de façon subsidiaire. Il propose de ne pas annuler le contrat et de considérer que le lien juridique entre le Distributeur et ses clients est maintenu. Il propose de constater que la participation des Adhérents s'est effectuée à titre de continuation du Programme GDP Affaires.

### **5.3 COMMENTAIRES DU DISTRIBUTEUR À L'ÉGARD DES POSITIONS DU RNCREQ ET DE SÉ**

[163] Le Distributeur est d'avis que les positions du RNCREQ et de SÉ complexifient inutilement le dossier en créant des enjeux qui n'existent pas. Il souligne que la Cour supérieure a renvoyé le dossier devant la Régie pour qu'elle évalue les conséquences de sa jugement. Le Distributeur soutient qu'il n'existe aucune conséquence et qu'il suffit de prendre acte de la situation, proposition d'ailleurs appuyée par la FCEI et l'AHQ-ARQ.

[164] Également, le Distributeur est d'avis que le présent dossier se distingue de l'affaire *Ville de Montréal c. Octane Stratégie inc.* de la Cour suprême du Canada, largement plaidée par le RNCREQ dans son mémoire et au cours de l'audience. Il précise ce qui suit :

---

<sup>106</sup> Le décret D-706-2023 (pièce [B-0016](#)), permettant à la Régie d'exercer sa compétence tarifaire, a été pris le 19 avril 2023.

« [...] Dans l'arrêt Octane, la question était de savoir si les conditions du régime de réception de l'indu étaient remplies pour donner ouverture à l'application des règles de la restitution des prestations, et conséquemment, que les parties soient remises en état en cas de paiement effectué par erreur. Les faits de cet arrêt révèlent que, par erreur et non par intention libérale, l'entreprise Octane aurait rendu un service de production d'un événement pour la ville de Montréal alors qu'aucun contrat n'avait pris naissance entre les deux parties. La ville de Montréal est alors ordonné de restituer par équivalent les services qui ont été rendus. Or, les faits en l'espèce sont tout autre, puisqu'au moment où les clients ont adhéré à l'option tarifaire de la GDP Affaires pour les hivers 2020-2021 et 2021-2022, les tarifs et les contrats à cet effet étaient valides et personnes n'a reçu par erreur un paiement indu »<sup>107</sup>. (sic)

[165] Le Distributeur rappelle que dans le présent dossier aucun préjudice n'a été invoqué et que les kilowatts ont été effacés en contrepartie d'une rémunération monétaire.

#### 5.4 OPINION DE LA RÉGIE

[166] Le 4 octobre 2022, la Cour supérieure renvoie le dossier devant la Régie pour que soient déterminées les conséquences de l'annulation des décisions D-2020-095, D-2020-120, D-2021-100, D-2021-141 et D-2021-141R sur les Adhérents.

[167] À ce sujet, la Cour supérieure précise ce qui suit :

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

[198] Il s'agit d'un cas où il convient « de renvoyer l'affaire au décideur pour qu'il revoie [l'impact de] la décision, mais à la lumière cette fois des motifs donnés par la cour ». Cela s'impose d'autant plus considérant les vastes pouvoirs et fonctions de la Régie que lui accorde le législateur. La Loi sur la Régie prévoit que

---

<sup>107</sup> Pièce [B-0066](#), p. 14 et 15.

cette dernière a compétence exclusive pour « décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi » et qu'elle peut « rendre toute décision ou ordonnance qu'elle estime propre à sauvegarder les droits des personnes concernées ». Ainsi, la Régie peut user de ses larges pouvoirs pour déterminer les suites à donner au présent jugement.

[199] À ce sujet, la Cour d'appel mentionne dans l'arrêt *Domtar inc. c. Produits Kruger ltée*, 2010 QCCA 1934 :

« [33] Il faut respecter, en effet, la volonté du législateur et éviter l'immixtion des tribunaux judiciaires dans des débats ou des matières que le législateur a voulu réserver à des instances spécialisées. Il va sans dire que les décisions que rendent celles-ci sont soumises au contrôle judiciaire de la Cour supérieure [...]. C'est de cette manière qu'on garantit au mieux l'équilibre entre la fonction judiciaire généraliste et la fonction quasi judiciaire ou administrative spécialisée.

[34] Or, l'on a justement affaire en la Régie de l'énergie à une telle instance spécialisée et même surspécialisée, qui exerce non seulement des fonctions juridictionnelles, mais aussi des fonctions de régulation d'un marché fort complexe, qui est celui de l'énergie, et particulièrement celui de l'électricité. C'est le type même de l'entité administrative polycentrique et multifonctionnelle, jouissant d'un point de vue privilégié sur l'organisation et les conditions du service d'électricité, tenant compte des objectifs exprimés par le législateur [...].

[35] Cela étant, il faut interpréter les pouvoirs conférés à la Régie de l'énergie de manière à ce que celle-ci puisse exercer ses fonctions et user pleinement de la compétence qui lui est dévolue par le législateur. Il ne s'agit pas, bien sûr, de l'investir de pouvoirs que la loi ne lui aurait pas donnés, mais, simplement, de donner leur entière portée à ceux qui lui ont été conférés.

[...]

[38] Il reste néanmoins que le législateur, outre les recours spécifiques qu'il a ainsi confiés à la Régie, attribue à celle-ci la compétence exclusive de « décider de toute autre demande soumise en vertu de la loi » (« decide any other application filed under this Act »). Ces termes sont suffisamment larges pour qu'on y voie, à l'instar de la juge de

*première instance, une habilitation générale à statuer sur toute demande qui, ne faisant pas l'objet d'un recours particulier, est néanmoins rattachée à la loi, à son interprétation ou à son application : tout différend de cette sorte relève de la Régie de l'énergie. Une telle interprétation est par ailleurs conforme à l'esprit de la loi, à sa structure générale, à son objectif et à la mission confiée à la Régie.*

*[39] De surcroît, cette habilitation générale est renforcée par le paragraphe 2 du premier alinéa du même article, qui confie à la Régie le pouvoir de surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité [...] et ce, afin de s'assurer que les consommateurs [...] aient des approvisionnements suffisants<sup>108</sup> » [nous soulignons] [notes de bas de pages omises]*

[168] La Régie a compétence exclusive en matière tarifaire, surveille les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif et peut décider de toute autre demande qui lui est soumise en vertu de la Loi. Dans l'exercice de ses fonctions, elle assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du Distributeur. Également, elle a le pouvoir de « [...] rendre toute décision ou ordonnance qu'elle estime propre à sauvegarder les droits des personnes concernées »<sup>109</sup>. Tel que suggéré par la juge Harvie, la Régie considère opportun d'user de ses larges pouvoirs pour déterminer les suites à donner au Jugement de la Cour supérieure.

[169] En conséquence, la Régie ne juge pas utile de déterminer la nature juridique des ententes conclues entre le Distributeur et les Adhérents et d'appliquer le droit civil de façon subsidiaire, tel que proposé par SÉ. Également, elle ne juge pas approprié d'appliquer les règles sur la nullité des contrats et sur le mécanisme de la restitution des prestations ou de la réception de l'indu prévues au CCQ pour déterminer les conséquences du Jugement de la Cour supérieure sur les Adhérents, tel que proposé par le RNCREQ. Elle partage le point de vue du Distributeur selon lequel ces intervenants complexifient inutilement le dossier.

[170] La preuve démontre que les ententes, entre le Distributeur et les Adhérents, ont été conclues de bonne foi sur la base des décisions rendues par la Régie le 14 septembre 2020<sup>110</sup>

---

<sup>108</sup> *Hydro-Québec c. Régie de l'énergie*, [2022 QCCS 3728](#), par. 197 à 199.

<sup>109</sup> Articles 5, 31 (1) (1<sup>o</sup>, 3<sup>o</sup> et 5<sup>o</sup>) et 34 (2) de la Loi.

<sup>110</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 2, décision [D-2020-120](#).

(fixation du Tarif GDP provisoire pour l'hiver 2020-2021) et le 30 juillet 2021<sup>111</sup> (fixation du Tarif GDP pour l'hiver 2021-2022).

[171] Il en est de même pour les ententes conclues sur la base de la décision D-2022-125 rendue par la Régie le 11 novembre 2022 (ordonnance de sauvegarde reconduisant la GDP Affaires pour l'hiver 2022-2023).

[172] Par ailleurs, la Régie constate que ces ententes ont été entièrement exécutées. En effet, l'effacement de la consommation auquel étaient tenus les Adhérents a été réalisé et le Distributeur a versé, en contrepartie du bénéfice de cet effacement, la rémunération monétaire prévue. Les obligations de part et d'autre ont ainsi été entièrement exécutées et ces ententes ont constitué une contribution essentielle à l'équilibre du bilan en puissance du Distributeur au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. D'ailleurs, aucun participant au dossier n'allègue de préjudice découlant de ces ententes et l'AHQ-ARQ de même que la FCEI appuient la demande du Distributeur. Finalement, le RNCREQ et SÉ sont d'avis que les Adhérents ne sont pas tenus de remettre au Distributeur la rémunération qu'ils ont reçue.

[173] **Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie considère que le Jugement de la Cour supérieure n'occasionne aucune conséquence sur les Adhérents.**

[174] **Considérant ce qui précède,**

### **La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE** la demande du Distributeur;

**APPROUVE** l'appui financier moyen de 66 \$/kW pour l'OGA;

---

<sup>111</sup> Dossier R-4041-2018 Phase 2, décision [D-2021-100](#).

**APPROUVE** la réduction du nombre de strates de cinq à quatre ainsi que les montants d'appui financier dégressif qui leur sont associés pour l'OGA;

**APPROUVE** le seuil minimal de réduction de puissance à 10 kW par abonnement pour l'OGA;

**APPROUVE** l'OGA et **FIXE** le nouveau tarif d'électricité, tel que présenté au texte des *Tarifs d'électricité* à la pièce B-0063;

**FIXE** la date d'entrée en vigueur du nouveau tarif au 1<sup>er</sup> décembre 2023;

**ORDONNE** au Distributeur de déposer le texte final du nouveau tarif d'électricité, dans ses versions française et anglaise, au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2023;

**DEMANDE** au Distributeur de déposer l'Annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* modifiée conformément à la présente décision, en y ajoutant une version permettant d'identifier les modifications, au plus tard une semaine après sa date de publication, à 12 h;

**DEMANDE** au Distributeur de publier sur son site internet, sous forme d'addendum, le texte du nouveau tarif;

**CONSIDÈRE** que le Jugement de la Cour supérieure n'occasionne aucune conséquence sur les Adhérents;

**ORDONNE** au Distributeur de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision.

Louise Rozon  
Régisseur

Simon Turmel  
Régisseur

Pierre Dupont  
Régisseur