

CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

*Demande relative au programme GDP  
Affaires;*

No: R- 4041-2018 Phase 2

**HYDRO-QUÉBEC**  
Demanderesse

- et -

**OPTION CONSOMMATEURS**  
Intervenante

---

**MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS**

---

**Table des matières**

<b>1. Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1. Établissement de l'appui financier .....</b>	<b>4</b>
<b>1.1.1. Rapport de la firme Technosim pour réaliser un audit auprès des participants au Programme.....</b>	<b>4</b>
<b>1.1.2. Rapport d'audit supplémentaire de Technosim .....</b>	<b>8</b>
<b>1.1.3. Appui financier régressif .....</b>	<b>10</b>
<b>2. Modalités pour les clients à profil de consommation atypique .....</b>	<b>14</b>
<b>3. Admissibilité des intégrateurs et révision du seuil d'admissibilité .....</b>	<b>15</b>
<b>4. Montant d'appui financier minimal (MAFM).....</b>	<b>15</b>
<b>5. Analyse économique .....</b>	<b>16</b>
<b>5.1. Résultats de l'analyse économique du Distributeur.....</b>	<b>17</b>
<b>5.2. Examen des variables utilisées pour l'analyse économique .....</b>	<b>18</b>
<b>5.2.1. Période d'analyse pour le calcul de la VAN .....</b>	<b>18</b>
<b>5.2.2. Coûts évités en puissance.....</b>	<b>18</b>

5.2.3. Début du recours aux approvisionnements de long-terme en énergie et en puissance .....	20
5.3. Résultats de l'analyse économique de OC .....	23
6. Sommaire des recommandations.....	24

## 1. Introduction

Le 22 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de Distribution (**le Distributeur**) déposait une demande relative au programme GDP Affaires (**le Programme**) conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025, afin d'en déterminer la rentabilité et d'en clarifier la nature juridique.

Le 2 décembre 2019, la Régie a rendu sa décision D-2019-164 par laquelle elle a statué que le Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire. Elle créa, par ailleurs, une phase 2 au présent dossier pour procéder à l'examen d'une nouvelle offre tarifaire optionnelle, basée sur les caractéristiques du Programme reconnues par la même décision.

Dans sa décision D-2020-095, la Régie ordonnait au Distributeur de lui soumettre une proposition de calendrier pour le traitement de la phase 2 du dossier, tenant compte du fait que le nouveau tarif GDP Affaires résultant de cette phase 2 devra entrer en vigueur pour l'hiver 2021-2022.

Le 17 août 2020, le Distributeur a déposé sa proposition de tarif provisoire de l'option de GDP et de calendrier.

Le 24 septembre 2020, le Distributeur a déposé les versions française et anglaise du texte du tarif GDP provisoire amendé, pour refléter les modifications requises par la Régie dans sa décision D-2020-120.

Le 5 novembre 2020, la Régie a rendu sa décision D-2020-147 qui traite du déroulement de la phase 2 du dossier, des demandes d'intervention de la CETAC et d'OC ainsi que des textes à fournir aux fins de la publication du tarif GDP provisoire, en conformité avec la loi.

Le 25 janvier 2021, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'ASSQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROÉÉ, SÉ et l'UC ont déposé la liste des sujets sur lesquels ils souhaitent intervenir ainsi que leur budget de participation.

Le 9 février 2021, la Régie a rendu sa décision procédurale D-2021-010 pour établir le cadre d'examen du dossier, incluant un échéancier, et pour demander un complément de preuve au Distributeur. Le cadre d'examen imposé par la Régie comprend les éléments suivants :

- Établissement de l'appui financier
- Modalités pour les clients à profil de consommation atypique
- Admissibilité des intégrateurs et révision du seuil d'admissibilité

- Montant d'appui financier minimal
- Analyse économique et financière

Nous allons aborder dans les sections suivantes certains éléments de la proposition du Distributeur.

## 1.1. Établissement de l'appui financier

OC note que le Distributeur s'est conformé à certaines ordonnances de la Régie émises dans la décision D-2019-164 :

- Mise en place d'un audit indépendant (**l'Audit**) 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 ;
- Proposition d'un appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue et qui doit s'harmoniser avec les crédits applicables à l'option d'électricité interruptible (**OEI**) et l'option de crédit hivernal ;
- Présentation du calcul de l'appui financier pour les participants ayant un profil de consommation atypique ;
- Modification du Guide du participant du Programme pour corriger une situation voulant que certains participants reçoivent, de par le montant d'appui financier minimal (MAFM), un montant plus élevé en n'étant pas sollicité pour s'effacer à la pointe que s'ils devaient faire l'effort de le faire ;
- Présenter un suivi de la proportion de participants auxquels il a appliqué la méthode adaptée pour les consommations atypiques, ainsi qu'une mise à jour de la comparaison des MW d'effacement planifiés et réels.

### 1.1.1. Rapport de la firme Technosim pour réaliser un audit auprès des participants au Programme.

Comme mentionné par le Distributeur à la pièce B-0085, la Régie jugeait insuffisante l'assise sur laquelle reposait le niveau d'appui financier offert aux participants au Programme. À cet effet, elle formulait la demande suivante dans sa décision D-2019-164:

- [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 résultats en fournissant les niveaux moyen, médian, minimum et maximum.

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

Le Distributeur a mandaté la firme Technosim pour effectuer l'Audit tel que demandé par la Régie. L'objectif de cet audit était d'effectuer un sondage auprès des participants inscrits au programme GDP affaires afin d'identifier la contribution des mesures en efficacité énergétique du programme qui ont été propices à l'effacement de la consommation électrique pour chacun de ces participants. Dans le rapport final dévoilant les résultats de cet Audit<sup>1</sup>, Technosims explique avoir visé un échantillon de 10% parmi les 356 clients ayant participé au Programme à l'hiver 2019-2020.

Technosim a produits les tableaux récapitulatifs suivants afin de représenter la répartition des participants aux programmes :

**Tableau 1 : Répartition des clients par marché**      **Tableau 2 : Effacement total 2019-2020 par marché**

Secteur	#	% du marché
Industriel	76	21.3%
Institutionnel	115	32.3%
Commercial	164	46.1%
Non classé	1	0.3%
<b>Total</b>	<b>356</b>	<b>100%</b>

Secteur	Effacement total (kW)	% du marché
Industriel	37 148	12.5%
Institutionnel	152 880	51.4%
Commercial	105 609	35.5%
Non classé	1 726	0.6%
<b>Total</b>	<b>356</b>	<b>100%</b>

Source : Pièce B-0080, page 3

À la lecture des tableaux ci-dessus, on constate que la catégorie de clientèle qui contribue le plus à l'effort GDP est le secteur institutionnel avec plus de 50% de l'effacement total malgré le fait qu'il représente 32.3% du nombre de clients participant.

Technosim a également compilé de l'information liée aux coûts d'implantation et d'exploitation des clients faisant partie de l'échantillon. À titre informatif, nous avons reproduit ci-dessous un tableau, produit par Tecnosim, détaillant le coût unitaire totale (implémentation et exploitation) actualisé par marché. Technosim a utilisé une hypothèse d'amortissement du coût d'implantation sur une période de 5 ans. Nous allons mettre en relation cette période d'amortissement et les variables à considérer pour l'analyse économique de l'offre GDP affaires à la section 5 ci-dessous.

**Tableau 10 : Coût unitaire total actualisé par marché (\$/kW)**

Marché	Coût moyen \$/kW	Coût médian \$/kW	Écart type \$/kW	Minimum \$/kW	Maximum \$/kW
Industriel	7.24	0.99	9.73	0.00	22.31
Institutionnel	8.85	9.22	3.17	2.85	13.66
Commercial*	15.60	10.08	19.49	0.00	79.71
<b>Total - échantillon</b>	<b>11.54</b>	<b>9.18</b>	<b>14.01</b>	<b>0.00</b>	<b>79.71</b>

\* : Exclu un client avec effacement de 304 kW dû à une difficulté d'attribution des coûts d'implantation

Source : Pièce B-0080, page 12

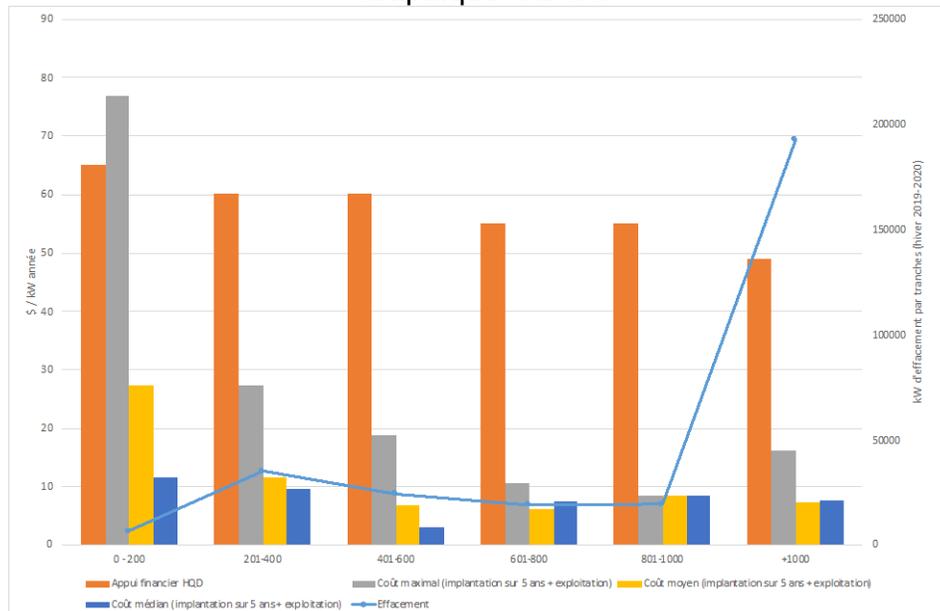
<sup>1</sup> Pièce B-0080, pages 1 et 2

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

On note que les clients industriels et institutionnels ont les coûts moyens les plus faibles avec une valeur inférieure à 10\$/ du kW. Il est également intéressant de noter que les données sur les coûts répertoriés par Technosim provenant du secteur institutionnel ont une moins grande dispersion avec un écart type de 3.17 \$/kW vs 19.49 \$/kW pour le secteur commercial.

En utilisant les données fournies aux réponses à la demande de renseignement N°5 de la Régie, nous avons compilé graphiquement la contribution par volume d'effacement en relation avec diverses données monétaires incluant les coûts d'implantation amortis sur une période de 5 ans, les coûts d'exploitation et l'appui financier dégressif proposé par le Distributeur.

Graphique 1 d'OC



Sources : Pièce B-0098, Réponses aux questions 1.2, 2.2 et 2.3. Pièce B-0085, page 14, Tableau 3

Le Graphique 1, montre que l'appui dégressif proposé par le Distributeur est significativement supérieur aux coûts répertoriés par Technosim pour tous les effacements supérieurs à 200 kW. De plus on note que la contribution provenant des effacements de plus de 1000 kW représente 64% de l'effacement total, et ce pour un coût moyen de 7.2 \$/kW, soit un niveau bien inférieur à l'appui dégressif proposé par le Distributeur (un peu moins que 50\$/kW).

D'ailleurs, à la page 7 de la pièce B-0085, le Distributeur indique ce qui suit par rapport aux résultats du premier Audit exécuté par Technosim:

*“D’entrée de jeu, et comme souligné lors du dépôt des résultats de l’Audit, le Distributeur constate la difficulté pour les participants de chiffrer certains des coûts encourus en lien avec les effacements lors des événements de pointe critique, par*

Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs

---

*exemple ceux associés au report de production. Outre le fait que certains coûts directs sont difficiles à quantifier, le Distributeur note que l'Audit, réalisé conformément aux souhaits de la Régie, n'a pas cherché à évaluer les coûts indirects, contraintes ou inconvénients qu'auraient pu encourir les participants comme, par exemple, l'inconfort ressenti par les occupants d'un immeuble en raison de la participation au Programme.*

*Pour ce motif, et sans remettre en question l'utilité de l'exercice réalisé, le Distributeur juge que les résultats de l'Audit, bien qu'ils puissent présenter un intérêt, offrent un socle insuffisant sur lequel s'appuyer afin de bâtir la structure et les prix associés à l'Option.*

*Il importe toutefois de préciser que l'ampleur des coûts constatés dans le cadre de l'Audit émane de la structure de coûts de participants actuellement inscrits au Programme. Ainsi, l'échantillon utilisé ne capte pas les coûts directs des clients susceptibles de fournir un effacement, mais qui se sont jusqu'alors abstenus de participer. Or, ces coûts sont potentiellement plus élevés que ceux des participants à l'Option. En effet, il est raisonnable de penser que les clients actuellement inscrits au Programme sont ceux pour lesquels les barrières à l'entrée, notamment en termes de coûts directs, sont moindres que celles des clients que le Distributeur n'a pas réussi à intéresser à l'Option jusqu'à présent.*

[nos soulignements]

Le Distributeur semble vouloir minimiser l'utilité de cet Audit, car les coûts qui y sont répertoriés ne seraient pas complets et ne refléteraient pas le coût pour les clients non participants. C'est d'ailleurs en raison de ces résultats qu'ils jugent incomplets que le Distributeur a mandaté Technosim pour faire un audit supplémentaire auprès de clients non participants. Nous aborderons les résultats de ce second audit à la section suivante.

OC ne partage pas les préoccupations du Distributeur. Tout d'abord, le premier Audit répond aux exigences que la Régie a exprimées au paragraphe 270 de la décision D-2019-164. En effet, l'objectif de l'audit est de déterminer les coûts spécifiques des clients ayant participé au Programme afin d'établir un portrait juste des efforts (coûts) nécessaires ayant permis à ces clients de participer au Programme. De plus, comme on peut le constater à la lecture de l'extrait ci-dessus, le Distributeur reconnaît que les clients actuellement inscrits au Programme sont ceux pour lesquels les barrières à l'entrée sont moindres que pour les clients non participants. Selon nous, la structure tarifaire qui résultera du présent dossier vise principalement les clients participants.

Si l'on considère que le Distributeur prévoit recourir au Programme GDP Affaire pour des volumes oscillants entre 150 et 300 MW à son bilan en puissance pour la période 2021-

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

---

2029<sup>2</sup>, les clients ayant offerts 297 MW pendant l'hiver 2019-2020 sont suffisamment nombreux pour répondre aux besoins à venir du Distributeur, et ce, jusqu'en 2029.

Conséquemment, nous sommes d'avis que les résultats de l'Audit qui sont fondés sur un sondage auprès des clients ayant offert 297 MW à l'hiver 2019-2020 offrent un socle suffisant sur lequel s'appuyer afin de bâtir la structure et les prix associés à l'Option pour les prochaines années. Il est également raisonnable de penser qu'il existe d'autres clients n'ayant pas encore participé au Programme, mais qui ont des caractéristiques similaires aux clients ayant participé au Programme pendant l'hiver 2019-2020. En effet, le secteur commercial et institutionnel représente un peu plus de 20% des ventes du Distributeur avec une demande de pointe pour le chauffage des locaux commerciaux de 3623 MW pendant l'hiver 2019-2020<sup>3</sup>.

En somme, l'information qui se trouve au Graphique 1, ci-dessus, utilisant les données provenant de l'Audit de Technosim est, à notre avis, utile pour la Régie afin qu'elle détermine la structure et les prix associés à l'Option pour les prochaines années.

### **1.1.2. Rapport d'audit supplémentaire de Technosim**

Le 12 février dernier, le Distributeur a déposé un second rapport résumant les résultats de l'Audit auprès de clients du Distributeur. Contrairement au premier Audit, le second audit inclut des entrevues avec des clients n'ayant pas participé au Programme. Les clients non participants utilisés dans le deuxième audit, ont été choisis par Technosim dans une liste de 106 clients présélectionnée par le Distributeur. Les résultats de ce second audit sont fondés sur des entrevues de 29 clients non participants, sélectionnés aléatoirement par Technosim parmi les clients inclus sur une liste fournie par le Distributeur. Nous comprenons que Technosim, n'a pas participé au processus de sélection des 106 clients qui se trouve sur la liste.

---

<sup>2</sup> Dossier R-4110-2019, pièce B-0106, page 22, Tableau 3.2 révisé.

<sup>3</sup> Dossier R-4110-2019, pièce B-0007, page 32, Tableau 2.4.

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

---

Le tableau ci-dessous représente un sommaire des résultats du second audit :

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

Gamme d'appui en \$/kW	% des client
De 20 à 60	27.8%
De 60 à 100	33.3%
De 100 à 140	16.7%
Plus de 140	22.2%
Moyenne	\$ 97
Médiane	\$ 85
Écart type	\$ 63
Minimum	\$ 20
Maximum	\$ 261

Les résultats de ce second audit indiquent que l'appui financier proposé par le Distributeur moyen de 60\$/kW est inférieur à la valeur moyenne du seuil minimal des clients non participants. Comme mentionné à la section précédente, la sélection de clients non participants comporte potentiellement un biais, car leurs non-participations peut s'expliquer par le fait que l'appui financier offert présentement n'est pas suffisant pour les inciter à participer.

De plus, nous constatons que la sélection des 106 clients non participants n'a pas été faite par Technosim, une firme indépendante. En effet, en réponse à la question de 13.1 de la demande de renseignement N°1 d' OC<sup>4</sup>, le Distributeur nous réfère aux réponses aux questions 7.1 à 7.3 de la demande de renseignement N°2 de l'AHQ-ARQ (voir l'extrait pertinent ci-dessous). Par sa réponse, le Distributeur confirme avoir sélectionné des clients, basé sur les connaissances de ses délégués commerciaux :

"7.2 Veuillez expliquer comment Hydro-Québec a procédé pour établir l'échantillon de 106 noms de clients dont il est question à la référence (i).

**Réponse :**

**Le Distributeur a d'abord cherché à identifier des clients ne participant pas au Programme, mais dont les profils de consommation ont un potentiel d'effacement en période de pointe. Pour ce faire, le Distributeur s'est appuyé sur les connaissances de ses délégués commerciaux.**

OC est d'avis que cette pré-sélection effectuée par le Distributeur pourrait créer un biais dans les résultats de ce second audit. OC réitère que les résultats du premier Audit de

---

<sup>4</sup> Pièce B-0108, page 17

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

Technosim sont suffisants pour la détermination de la structure et les prix associés à l'Option pour les prochaines années.

### **1.1.3. Appui financier régressif**

Le Distributeur propose un appui financier moyen de 60\$/kW en conformité avec les exigences de la Régie exprimées au paragraphe 268 de la décision D-2019-164 :

*[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.*

Toutefois, le Distributeur propose un appui dégressif qui est moins accentué que ce qui était suggéré par la Régie. Voici la proposition du Distributeur<sup>5</sup> :

**TABLEAU 3 :  
APPUI FINANCIER DÉGRESSIF EN FONCTION  
DES STRATES DE RÉDUCTION DE PUISSANCE**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		15 - 200	200 - 600	600 - 1 200	1 200 - 1 800	plus de 1 800	
15 - 200	65 \$	2,5 M\$	5,3 M\$	0,9 M\$	0,2 M\$	0,2 M\$	9,1 M\$
200 - 600	60 \$	-	2,4 M\$	1,7 M\$	0,4 M\$	0,3 M\$	4,8 M\$
600 - 1 200	55 \$	-	-	0,9 M\$	0,6 M\$	0,5 M\$	2,0 M\$
1 200 - 1 800	50 \$	-	-	-	0,2 M\$	0,4 M\$	0,6 M\$
plus de 1 800	45 \$	-	-	-	-	1,2 M\$	1,2 M\$
<b>Appui financier total</b>	<b>60 \$</b>	<b>2,5 M\$</b>	<b>7,6 M\$</b>	<b>3,5 M\$</b>	<b>1,4 M\$</b>	<b>2,6 M\$</b>	<b>17,7 M\$</b>
<b>Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme</b>		<b>8%</b>	<b>6%</b>	<b>0%</b>	<b>-5%</b>	<b>-16%</b>	<b>0%</b>

<sup>5</sup> Pièce B-0085, page 14

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

Cependant, la proposition de la Régie<sup>6</sup> se formulait comme suit :

**TABLEAU 17**  
**APPUI FINANCIER POUR L'HIVER 2017-2018 SUR LA BASE DE L'APPUI FINANCIER**  
**DÉGRESSIF PROPOSÉ PAR LA RÉGIE – ENSEMBLE DES COMPTEURS**

Strates de réduction de puissance (kW)	Appui financier dégressif	Effacement des compteurs (kW)					Total
		0 à 200	200 à 500	500 à 1000	1000 à 2000	plus de 2000	
les premiers 200 kW	80 \$	5,6 M\$	4,1 M\$	1,4 M\$	0,5 M\$	0,2 M\$	11,8 M\$
entre 200 et 500 kW	70 \$		2,1 M\$	1,8 M\$	0,7 M\$	0,2 M\$	4,9 M\$
entre 500 kW et 1 000 kW	50 \$			1,0 M\$	0,8 M\$	0,3 M\$	2,0 M\$
de 1 000 kW à 2 500 kW	30 \$				0,3 M\$	0,4 M\$	0,7 M\$
plus de 2 500 kW	20 \$					0,1 M\$	0,1 M\$
<b>Appui financier total</b>		<b>5,6 M\$</b>	<b>6,3 M\$</b>	<b>4,2 M\$</b>	<b>2,2 M\$</b>	<b>1,2 M\$</b>	<b>19,5 M\$</b>
<b>Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme versé</b>		<b>14%</b>	<b>9%</b>	<b>-5%</b>	<b>-22%</b>	<b>-46%</b>	<b>-3%</b>

Source : Extraits des tableaux R-1.1-A et R-1.2-B de la pièce [B-0046](#), p. 5 et 7.

Selon OC, la proposition dégressive proposée par la Régie dans la décision D-2019-164 est plus conforme à la réalité des participants au Programme pendant l'hiver 2019-2020 représenté au Graphique 1 ci-dessus.

De plus, un appui financier minimal de 45\$/kW est significativement plus élevé que l'appui des deux options tarifaires d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance<sup>7</sup>. Vous trouverez au Tableau 1 ci-dessous, une analyse comparative de l'option GDP proposée par le Distributeur et des deux options d'électricité interruptible existantes pour les clients affaires. L'information qui se trouve au tableau 1 est basée sur l'hypothèse d'un appui financier pour 50 heures d'effacement pour un client ayant une puissance souscrite de 2000 kW.

<sup>6</sup> Décision D-2019-164, page 72

<sup>7</sup> <https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/option-electricite-interruptible-clientele-moyenne-puissance.html>

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

**Tableau 1 d'OC – Analyse comparative GDP vs OEI**

Client type: 2000 kW, 50 heures de contribution			
	OEI		GDP
	Option 1	Option 2	
Délai de préavis jours de semaine	2 h	15h la veille	15h la veille pour la période de 6-9 h ou pour 2 événements de 6-9h et 16-20h. 12h00 le jour même pour la période de 16-20h
Délai de préavis jours de fin de semaine	15h30 la veille	s.o.	
Nombre maximal d'interruptions par jour	2	2	2
Délai minimal entre 2 interruptions par jour	4 h	6 h	7h
Durée maximale d'une interruption	4-5 h	4h	3-4 h
Durée maximale des interruptions par période d'hiver	100 h	100 h	100 h
Particularité des interruptions	A toute heure de l'hiver	entre 6 h et 10h ou entre 16 h et 20 h les jours ouvrables	
Pénalité	oui	oui	non
Crédit fixe	13,17	9,22	45,00
Crédit variable - Option 1			
0-20 heures - 0,2026 \$/kW	4,01		
21-40 heures - 0,25325 \$/kW	5,07		
40-60 heures - 0,30390 \$/kW	3,04		
Crédit variable - Option 2			
0-100 heures - 0,2026 \$/kW		10,13	
Appui (\$/kW)	25,28	19,35	45,00

Sources : <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf#page=89>,  
<https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/option-electricite-interruptible-clientele-moyenne-puissance.html>

À la lecture de l'information qui se trouve au Tableau 1, on note clairement que l'appui financier de l'Option GDP affaires, même dégressif, est nettement supérieur à l'appui financier des OEI. Avec un appui actuellement établi à 70\$/kW, la différence est encore plus marquée. Cette différence marquée pourrait expliquer pourquoi il n'y a eu aucun participant aux OEI pour les clients moyenne puissance en 2019<sup>8</sup>. D'ailleurs, il y a eu uniquement deux appels totalisant 10 heures pour l'OEI grande puissance.

Nous sommes d'avis que l'OEI est une ressource en puissance plus performante. En effet, l'application d'une pénalité au participant assure un plus grand niveau de fiabilité pour cette ressource en puissance. Pourtant, les appuis financiers de ces options sont moins élevés que l'Option GDP Affaires. Étant une ressource en puissance plus performante, selon les principes économiques de base, il serait normal d'avoir un appui financier plus élevé pour l'OEI que pour l'Option GDP Affaires. Sa supériorité, en terme, de fiabilité pour répondre aux besoins de puissance, a d'ailleurs été reconnu par le Distributeur dans le cadre du plan d'approvisionnement<sup>9</sup> :

<sup>8</sup> Rapport du Distributeur concernant les exigences de l'article 75.1 LRÉ – 2019, Pièce B-0009, page 15

<sup>9</sup> Dossier R-4110-2019, Pièce B-0009, page 27.

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

---

**TABLEAU 4.3 :  
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE  
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE**

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

En effet, le taux de réserve de l'Électricité interruptible est inférieur à celui du Programme GDP Affaires.

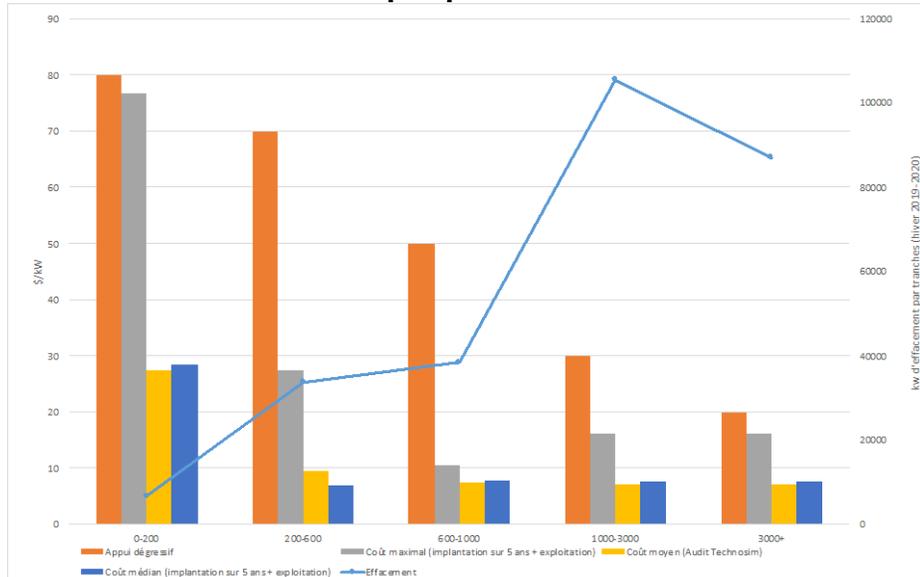
Toute chose étant égale, c'est à dire en considérant l'appui financier des deux options de l'OEI inchangé, nous sommes d'avis que l'appui financier pour les plus grands niveaux d'effacement devrait être inférieur à 25\$/kW. OC note que la grille d'appui financier dégressif proposé par la Régie dans la décision D-2019-164 répond à ce critère avec un appui minimum de 20\$/kW, ce qui correspond à l'appui financier de l'option 2 de l'OEI du Tableau 1 ci-dessus.

De surcroît, nous sommes d'avis que les plages d'effacement proposé par la Régie à la page 72 de la décision D-2019-164 améliorent le rendement de l'option GDP Affaires par rapport à la situation actuelle.

Nous avons représenté dans le Graphique 2, ci-dessous, certaines informations sur les coûts d'effacement provenant des résultats de l'Audit de Technosim juxtaposé à la proposition d'appui dégressif proposé de la Régie :

Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs

Graphique 2 d'OC



Sources : Pièce B-0098, Réponses aux questions 1.2, 2.2 et 2.3. Décision D-2019-164, page 72

À la lecture de l'information qui se trouve au le Graphique 2, nous pouvons constater que la dégressivité de l'appui financier semble correspondre à la dégressivité des coûts moyens encourue par les participants au Programme. Cette relation n'est, toutefois pas parfaite. Nous constatons également que les plus grands volumes d'effacement proviennent des clients ayant des niveaux de puissance supérieurs à 1000 kW.

**OC recommande d'appliquer la proposition d'appui dégressif décrit à la décision D-2019-164.** Il faudra toutefois, évaluer au cours des prochaines années l'impact qu'aura la diminution des appuis pour les plus grands effacements sur l'évolution de l'offre GDP par les clientèles visées. Un ajustement de ces appuis pourrait s'avérer nécessaire.

Finalement, une migration de certains clients vers l'OEI pourrait également se produire, ce qui pourrait être plus avantageux pour la clientèle que représente OC, vu la supériorité de ce produit pour répondre aux besoins de puissance du Distributeur.

## 2. Modalités pour les clients à profil de consommation atypique

OC note de la preuve que les participants au Programme avec des profils atypiques sont principalement composés des centres de ski utilisant des quantités importantes d'électricité pour la fabrication de neige qui a lieu principalement en novembre, décembre et au début du mois de janvier. Ces abonnements représentent une faible portion de l'offre GDP, soit 3,7 % de l'offre totale durant l'hiver 2019-2020. OC est satisfait de l'impact

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

---

tarifaire limité de ces participants dans la mesure où ils ne recevront pas d'appui financier si l'événement GDP arrive après la période d'enneigement.

Cela dit, OC se questionne sur l'apport de ces clients, au profil atypique, au bilan en puissance du Distributeur. En effet, étant donné que les périodes de forte consommation du réseau ont principalement lieu en janvier et février, l'apport de ces abonnements au programme GDP est plus limité. Effectivement, l'offre de puissance de ces clients est de moindre qualité que celle des clients pouvant offrir des effacements lors des périodes de pointe critique durant tout le mois de janvier et février.

Nous nous questionnons sur la possibilité d'utiliser ces ressources en puissance quand il y a de fortes chances qu'elles ne pourront contribuer à la hauteur de leurs abonnements au moment de la pointe critique. Il y a lieu de se demander qu'elle serait le taux de réserve de l'apport de ces clients à profil atypique, comme décrit au tableau 4.3 reproduit ci-dessus, s'il y avait un programme GDP spécifique à cette clientèle. OC se questionne également sur la présence des charges électriques liées à la fabrication de neige dans les éléments qui composent son estimation de pointe annuelle déposée au Northeast Power Coordinating Council (**NPCC**). Techniquement, seules les charges prévues à la pointe peuvent être utilisées comme ressources de gestion de la demande.

### **3. Admissibilité des intégrateurs et révision du seuil d'admissibilité**

OC comprend les difficultés soulevées par le Distributeur relativement au traitement de la gestion d'intégrateurs dans le contexte d'une option tarifaire. En conséquence, nous supportons la révision à la baisse du seuil minimal de puissance à 15 kW par abonnement.

Cela dit, OC est d'avis que le Distributeur devrait développer des mécanismes d'acquisition compétitifs de puissance provenant des agrégateurs. En effet, ces entreprises ont démontré leur capacité à fédérer une grande quantité de petites charges dans de nombreuses juridictions nord-américaines, ainsi qu'au Québec dans le cadre du Programme GDP affaires, et ainsi supporter les opérateurs de réseaux à rencontrer les besoins de pointes. La participation de ceux-ci aux encans de puissance sur certains réseaux voisins au Québec a eu une incidence à la baisse sur le prix de puissance.

### **4. Montant d'appui financier minimal (MAFM)**

Le concept derrière le MAFM correspond en quelque sorte au concept de crédit fixe de l'OEI. Toutefois, comme mentionné à la section 1.1.3, l'Option GDP étant une ressource en puissance moins performante que l'OEI, le MAFM ne devrait pas apporter une plus grande rémunération par kW que l'OEI dans l'éventualité où il n'y aurait pas d'effacements demandés par le Distributeur. Le tableau ci-dessous résume la rémunération minimale selon les différentes options d'électricité interruptible et l'option de GDP affaire :

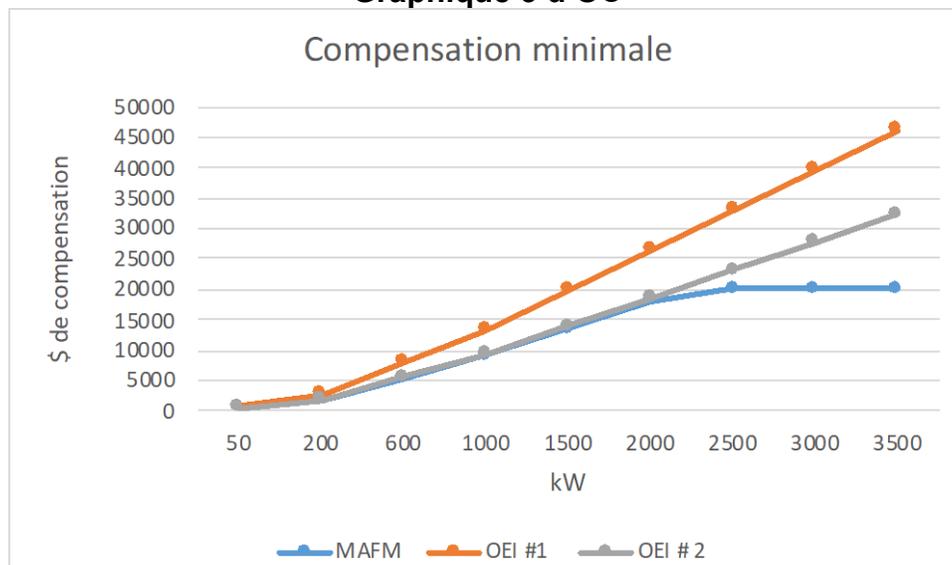
**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

**Tableau 2 d'OC**

	MAFM	OEI #1	OEI # 2
Rémunération minimale	MIN (15% de 60\$/kW = 9 \$/kW; 20 000\$)	13,17\$/kW	9,22\$/kW

Voici une représentation graphique de la rémunération minimale pour les différentes options mentionnées ci-dessus selon différents niveaux d'effacement prévu.

**Graphique 3 d'OC**



Sources : B-0090, page 10 et <https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/option-electricite-interruptible-clientele-moyenne-puissance.html>

OC constate que la rémunération minimale proposée par le Distributeur est pratiquement identique (9\$/kW) à celle de l'OEI (9,22\$/kW) pour tout niveau d'effacement inférieur à 2222 kW. Pour tout effacement supérieur à 2222 kW, la rémunération minimale est plafonnée à 20 000\$ pour l'Option GDP Affaires.

**Compte tenu de ce qui précède, OC est satisfaite du calcul du MAFM proposé à la pièce B-0090.**

**5. Analyse économique**

L'analyse économique du Programme est essentielle pour assurer le respect du principe de neutralité tarifaire. L'analyse économique dépend de plusieurs hypothèses ayant un impact variable. Voici les principaux facteurs utilisés dans le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) :

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

- Durée de l'analyse
- Coûts évités de court et long terme en énergie et en puissance
- Début du recours aux approvisionnements de long terme en énergie et en puissance
- Appui financier
- Heures d'interruption
- % de déplacement de la charge
- Coûts d'exploitation
- Inflation
- Taux d'actualisation
- Réserve

### 5.1. Résultats de l'analyse économique du Distributeur

Le Distributeur indique à la pièce B-0085, que les résultats montrent que l'Option est beaucoup plus avantageuse pour le Distributeur que l'achat de puissance, avec une valeur actuelle nette (VAN) de 44 M\$ sur 10 ans et de 122 M\$ sur 20 ans.

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur a refait l'analyse en y considérant les coûts d'exploitation. Voici le tableau préparé par le Distributeur à cet effet<sup>10</sup> :

Coûts évités			VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Puissance - court terme	20,00	\$2020/kW											
Puissance - long terme	116,00	\$2020/kW											
Année long terme (puis.)	2024												
Énergie - court terme	4,5	¢2020/kWh											
Énergie - écart pfp	1,3	¢2020/kWh											
Énergie - long terme	8,4	¢2020/kWh											
Année long terme (éner.)	2027												
Revenu marginal													
Tarif M (énergie)	4,44	¢2021/kWh											
Option de GDP													
Appui financier	60	\$2021/kW											
Heures d'interruption	50	heures											
% déplacé	50%												
Coûts d'exploitation	0,5	M\$2021											
Paramètres économiques													
Inflation	2%												
Taux d'actualisation	4,872%												
Réserve	17%												

	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)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
<b>Coûts évités de fournisseur</b>											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
<b>Appui financier</b>											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(21)	(23)	(26)	(26)
<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\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
<b>Coûts d'exploitation</b>											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Gain net (M\$)</b>	39	114	(7)	(8)	(10)	9	10	13	15	16	16

**Analyse de sensibilité**

Facteur	10 ans	20 ans
Coûts évités	-22%	-31%
Appui financier	29%	49%

Fort de ces résultats, le Distributeur estime que la mise en place de cette option aura un impact à la baisse sur les tarifs lors des prochains dossiers tarifaires.

Dans la prochaine section, nous allons analyser et proposer certaines modifications aux

<sup>10</sup> Pièce : B-0099

hypothèses utilisées par le Distributeur.

## **5.2. Examen des variables utilisées pour l'analyse économique**

### **5.2.1. Période d'analyse pour le calcul de la VAN**

Comme mentionné à la section 1.1.1, Technosim a utilisé l'hypothèse d'un amortissement de 5 ans pour amortir les dépenses d'implantation liée à l'effort GDP Affaires. Selon nous, le calcul de la VAN utilisée pour déterminer le respect de la neutralité tarifaire devrait se limiter à 10 ans, soit la période de temps qui se rapproche de la période d'amortissement utilisé par Technosim. En effet, la VAN sur une période de 20 ans n'est pas représentative de la réalité des investissements liés à l'effort GDP Affaires.

**OC propose de limiter l'analyse économique nécessaire à l'évaluation de la rentabilité de l'Option GDP Affaires à la VAN 10 ans.**

### **5.2.2. Coûts évités en puissance**

Bien que nous comprenons la préoccupation de la Régie de se référer à des valeurs de coûts évités qui ont été approuvés antérieurement, OC désire tout de même soumettre une analyse pour démontrer que la valeur de puissance de court terme basée sur les résultats des plus récents appels d'offres montre une tendance baissière significative de la valeur de ce produit. En effet, la rentabilité de la proposition tarifaire est essentielle pour les clients que représente OC. Cela est particulièrement important dans le présent dossier puisque cette variable affecte significativement le calcul de la VAN.

À cet effet, nous reproduisons ci-dessous, un tableau récapitulatif sur le prix des achats de puissance de court terme et des coûts évités produits par l'AHQ-ARQ dans sa preuve déposée dans le dossier du plan d'approvisionnement 2020-2029<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Dossier : R-4110-2019, Pièce : C-AHQ-ARQ-0024

Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs

**Tableau AHQ-ARQ-15**  
**Prix des achats de puissance de court terme et coûts évités proposés par le Distributeur**

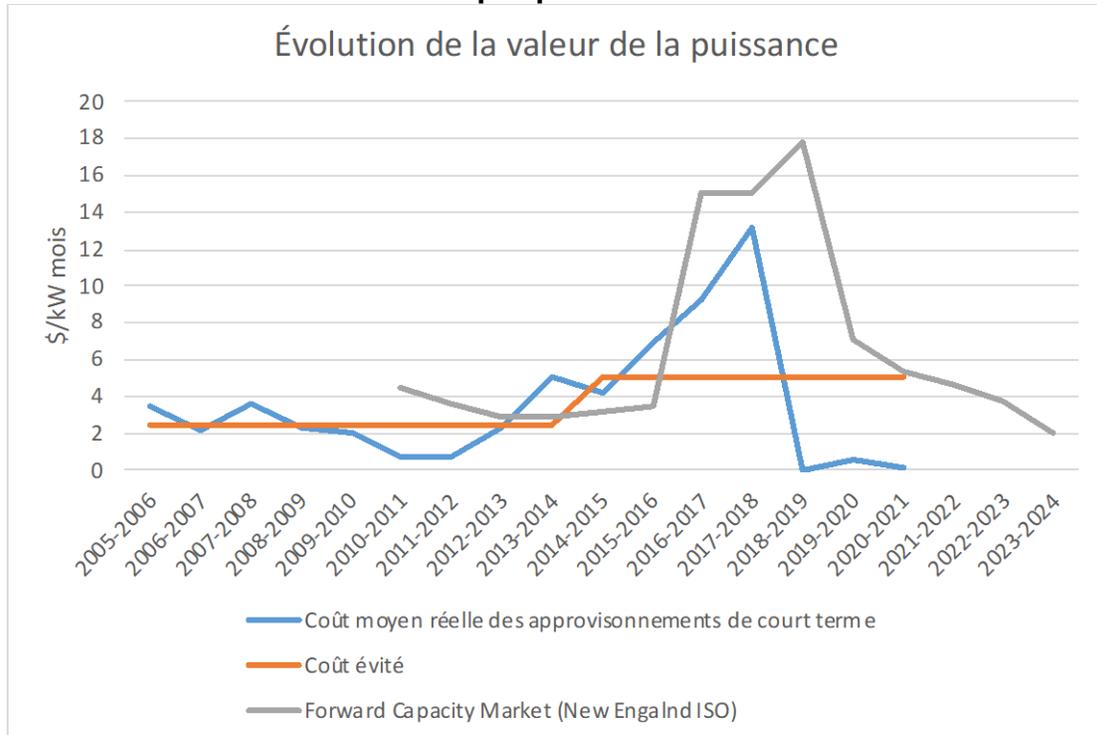
Hiver	A/O 2014-01 Prix moyen retenu Janvier et février (\$US/kW-hiver) (1)	RFP Prix moyen retenu Janvier et février (\$US/kW-hiver) (1)	Coût évité proposé (\$/kW-hiver)	Source et justification HQD
2005-2006		6,93		
2006-2007		4,24	10,00	"Basé sur les prix d'achats de puissance pour la pointe 2005-2006 des contrats signés par le Distributeur, suite aux appels d'offres de court terme." (R-3610-2006, HQD-15, doc. 2, annexe A, p. 11).
2007-2008		7,14	10,00	"Ce prix reflète le coût de la puissance acquise sur les marchés de court terme pour 2007 et demeure une bonne référence pour l'indicateur de coût évité de puissance." (R-3644-2007, HQD-14, doc. 3, p. 90).
2008-2009		4,50	10,00	"Ce prix reflète le coût de la puissance sur les marchés de court terme (produit UCAP) et est approprié pour mesurer la valeur d'options de puissance disponibles pour quelques centaines d'heures (100 à 300)." (R-3677-2008, HQD-14, doc. 1, annexe D, p. 46).
2009-2010		3,90	10,00	"correspondant aux coûts des transactions de court terme (mensuelles et saisonnières) pour des approvisionnements en puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York;" (R-3708-2009, HQD-2, doc. 5, p. 6).
2010-2011		1,42	10,00	Idem (R-3740-2010, HQD-2, doc. 4, p. 6).
2011-2012		1,40	10,00	Idem (R-3776-2011, B-0016, p. 6).
2012-2013		4,49	10,00	Idem (R-3814-2012, B-0016, p. 6).
2013-2014		10,15	10,00	"le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur" (R-3854-2013, B-0017, p. 6).
2014-2015	9,20		20,00	"un prix centré, basé sur une moyenne des prix payés pour de la puissance pour l'hiver 2014-2015" (D-2015-018, p. 111).
2015-2016	12,36	4,04	20,00	"le coût des approvisionnements de court terme du Distributeur" (R-3933-2015, B-0021, p. 5).
2016-2017	20,94		20,00	Idem (R-3980-2016, B-0021, p. 5).
2017-2018	30,00	0,92	20,00	Idem (R-4011-2017, B-0019, p. 5).
2018-2019		aucun achat	20,00	"reflétant un approvisionnement en puissance de type UCAP;" (R-4057-2018, B-0015, p. 10).
2019-2020		1,07	20,00	"reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP;" (R-4110-2019, B-0032, p. 6).
(1) R-4110-2019, B-0041, p. 46;				
R-4057-2018, B-0067, p. 31;				
R-4011-2017, B-0084, p. 13;				
R-3980-2016, B-0076, p. 4;				
R-3939-2015, B-0015, pp. 6-8;				
R-3905-2014, B-0086, p. 4; et				
R-3814-2012, B-0096, p. 4.				

L'on peut constater à la lecture du tableau produit par l'AHQ-ARQ qu'il existe une corrélation positive entre la valeur des achats de puissance de court terme et la valeur du coût évité en puissance de court terme. Conséquemment, nous sommes d'avis que la

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d’Option consommateurs**

Régie, dans le présent dossier doit considérer la valeur de la puissance de court terme pour le Distributeur. D’ailleurs, comme nous pouvons le constater à la lecture du Graphique 4 ci-dessous, il y a une tendance baissière constante de la puissance au Québec ainsi que sur le marché de la puissance de la Nouvelle-Angleterre au cours des 4 ou 5 dernières années :

**Graphique 4 d’OC**



Source : <https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets/>

**Compte tenu de l’état du marché actuel, OC recommande d’utiliser une valeur de 10\$/kW hiver pour la puissance de court-terme.**

En ce qui concerne la valeur de la puissance de long terme, en l’absence d’information récente sur la valeur de celle-ci au Québec, nous recommandons de conserver la valeur proposée par le Distributeur.

**5.2.3. Début du recours aux approvisionnements de long-terme en énergie et en puissance**

Compte tenu de la différence marquée entre la valeur de la puissance de court et long terme, la détermination de l’année où commence les approvisionnements de long-terme a un impact significatif sur le calcul de la VAN. Les facteurs importants qui déterminent l’année de transition vers des approvisionnements de long-terme sont :

**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

---

- L'équilibre offre-demande qui se trouve dans le plus récent bilan en puissance préparé par le Distributeur (prévision des besoins de puissance et des ressources en puissance sous contrôle du Distributeur)
  
- La profondeur du marché de court-terme

Historiquement, la valeur attribuée au marché de court terme a été, et est toujours, limitée à 1 100 MW en provenance du marché de New York. Pourtant, il existe plusieurs autres ressources à considérer.

Ressources internes

En effet, les ressources du Producteur non attribuées ou même les ressources d'Énergie La Lièvre (**250 MW**) peuvent très bien contribuer à la fourniture de puissance de court-terme du Distributeur.

Mis à part les ressources existantes du Producteur non attribuées, la fin des contrats de long terme de Base et Cyclable totalisant 600 MW, qui prendront fin en 2027, libéreront également des capacités en puissance pouvant répondre aux besoins de puissance de court-terme. À cela s'ajoute les ententes d'énergie différée conclues entre le Distributeur et le Producteur qui assure une capacité supplémentaire pouvant atteindre 400 MW. Conséquemment, toute chose étant égale, dès 2027, le Producteur aura libéré **1000 MW** de puissance additionnelle qui seront disponibles pour répondre aux besoins de puissance de court-terme du Distributeur.

Finalement, il y a lieu de considérer l'apport en puissance des nouveaux approvisionnements en énergie prévue par le Distributeur dans son plus récent état d'avancement du plan d'approvisionnement déposé en novembre 2020. Nous présumons que ces nouveaux approvisionnements proviendront de ressources éoliennes. Nous estimons les apports en puissance de ces nouvelles ressources à 30% de la capacité installée telle que reconnue par le NPCC. En considérant que le Distributeur estime la contribution en énergie des nouvelles ressources de court terme à 3.3 TWh et en utilisant l'hypothèse d'un facteur d'utilisation de 30%, nous estimons la capacité installée de ces ressources éoliennes à approximativement 1255 MW pour une contribution en puissance additionnelle de **377 MW**.

Ressources externes

Il existe également plusieurs autres interconnexions avec le Québec qui pourraient permettre à des ressources situées sur les réseaux voisins de fournir de la puissance au Distributeur. À titre d'exemple, le Producteur importe présentement 500 MW de puissance de l'Ontario sur le lien PQAT-HQT (interconnexion de **1 250 MW** entre Ottawa et Gatineau). Il est donc possible d'envisager une contribution en puissance en provenance de l'Ontario pour répondre aux besoins de court-terme du Distributeur.

Il existe également une réservation de long-terme ferme entre le Labrador et le point MASS (New York) qui pourrait offrir un potentiel de puissance pour répondre aux besoins de puissance de court-terme du Distributeur.

La nouvelle interconnexion entre le Maine et le Québec (New England Clean Energy Connect (NECEC)) d'une capacité de **1200 MW** est prévue entrer en opération en 2023. Selon le Transporteur, ce nouveau lien pourra répondre aux besoins de puissance du Québec.<sup>12</sup>

Finalement, il y a lieu de souligner que lors d'un récent appel d'offres de puissance de court terme du Distributeur, celui-ci mentionnait dans le document de soumission des ressources en provenance du Nouveau-Brunswick (voir l'extrait ci-dessous)<sup>13</sup>:

**"2.1 System Capacity**

*When offering System Capacity as UCAP, the bidder commits a part of the available capacity margin of its system without identifying a specific generating unit. Eligible systems are Hydro-Quebec's system and New Brunswick's system."*

[nos soulignements]

La puissance affichée d'importation de l'interconnexion entre le Nouveau-Brunswick et le Québec est de **785 MW**.

Compte tenu de ce qui précède, nous estimons que la profondeur du marché de puissance de long terme est nettement supérieure au 1100 MW présentement considéré par le Distributeur. Cette valeur a un impact certain sur le calcul de la VAN.

Cela dit, en prenant une approche conservatrice, nous avons préparé un bilan en puissance en incorporant une contribution additionnelle du Nouveau-Brunswick de 250 MW, les ressources du Producteur rendu disponible suite à la fin de contrats de base et cyclable ainsi que du 375 MW provenant des nouvelles ressources éoliennes :

---

<sup>12</sup> Dossier : R-4112-2019, B-0016, page 7.

<sup>13</sup> Dossier : R-4110-2019, Pièce : B-0043, Annexe A, page 4



**Demande relative au programme GDP Affaires  
Mémoire d'Option consommateurs**

Fort des résultats ci-dessus, nous sommes d'avis qu'avec un appui financier de 60\$/kW il y aurait un impact à la hausse sur les tarifs à venir.

Par ailleurs, vous trouverez ci-dessous l'analyse économique avec un appui financier de 55\$/kW :

**Tableau 4 d'OC**

Coûts évités		
Puissance - court terme	10,00	\$2020-kW
Puissance - long terme	116,00	\$2020-kW
Année long terme (puis.)	2026	
Énergie - court terme	4,5	¢2020/kWh
Énergie - écart p/hp	1,3	¢2020/kWh
Énergie - long terme	8,4	¢2020/kWh
Année long terme (éner.)	2027	
Revenu marginal		
Tarif M (énergie)	4,44	¢2021/kWh
Option de GDP		
Appui financier	55	\$2021/kW
Heures d'interruption	50	heures
% déplacé	50%	
Coûts d'exploitation	0,5	M\$2021
Paramètres économiques		
Inflation	2%	
Taux d'actualisation	4,872%	
Réserve	17%	

	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)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
<b>Coûts évités de fourniture</b>											
\$/kW			8	9	9	9	9	115	127	140	143
M\$	130	327	1	1	2	2	2	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
<b>Appui financier</b>											
\$/kW			(55)	(56)	(57)	(58)	(60)	(64)	(71)	(79)	(80)
M\$	(122)	(232)	(8)	(10)	(13)	(14)	(15)	(19)	(21)	(24)	(24)
<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\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
<b>Coûts d'exploitation</b>											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
<b>Gain net (M\$)</b>	5	90	(7)	(9)	(11)	(12)	(14)	15	17	18	19

**Analyse de sensibilité**

Facteur	10 ans	20 ans
Coûts évités	-4%	-20%
Appui financier	4%	39%

**OC recommande de réduire l'appui financier moyen à 55\$/kW afin d'assurer la rentabilité de l'Option.**

## **6. Sommaire des recommandations**

- OC est d'avis que les résultats du premier Audit de Technosim sont suffisants pour la détermination de la structure et les prix associés à l'Option et ce pour les prochaines années.
- OC recommande d'appliquer la proposition d'appui dégressif décrit à la décision D-2019-164.
- OC est satisfaite du calcul du MAFM proposé à la pièce B-0090.
- OC propose de limiter l'analyse économique nécessaire à l'évaluation de la rentabilité de l'Option GDP Affaires à la VAN 10 ans.
- OC recommande d'utiliser une valeur de 10\$/kW hiver pour la puissance de court-terme.

**Demande relative au programme GDP Affaires**  
**Mémoire d'Option consommateurs**

---

- OC propose de déplacer le commencement des approvisionnements en puissance de long-terme à 2026.
- OC recommande de réduire l'appui financier moyen à 55\$/kW afin d'assurer la rentabilité de l'Option.

Le tout respectueusement soumis.