

Q U É B E C

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4041-2018 phase 2

**DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME GDP
AFFAIRES**

**HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le « Distributeur »)**

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ
(ci-après « AQCIE »)**

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE
DU QUÉBEC
(ci-après « CIFQ »)**

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

Le 9 avril 2021

Préambule	3
1. Appui financier unitaire moyen de 60 \$/kW	3
2. Rémunération dégressive.....	6
3. Analyse de rentabilité de l'Option	10
3.1. Analyse économique déposée initialement par le Distributeur	12
3.2. Analyse économique basée sur le bilan de puissance du 25 février 2021	14
3.3. Analyse de sensibilité	15
4. Programme commercial ou intervention en efficacité énergétique	17
5. Modifications proposées au document <i>Tarifs d'électricité</i>	18

Préambule

Conformément à ce qui a été annoncé par l'AQCIE et le CIFQ dans leur lettre du 25 janvier 2021 (C-AQCIE-CIFQ-0016), leur mémoire traite des sujets suivants :

- un appui financier unitaire moyen de 60 \$/kW;
- une rémunération dégressive selon le niveau d'effacement;
- une analyse de rentabilité de l'Option.

En plus de ces sujets, les intervenants traitent de la possibilité de mettre en place un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique afin d'inciter l'installation des équipements nécessaires à la GDP chez les participants, tel que considéré à la décision D-2019-164¹.

Enfin, les intervenants traitent de certains textes proposés au document Tarifs d'électricité.

1. APPUI FINANCIER UNITAIRE MOYEN DE 60 \$/KW

Le Distributeur rappelle que pour intéresser les clients à l'Option, il doit aller au-delà du strict remboursement des coûts encourus par les clients pour procéder à des réductions de puissance. Selon lui, l'appui financier doit être déterminé en considérant également une rémunération pour compenser les inconvénients et risques subis par les clients pour participer à l'Option. Il ajoute qu'à ce jour le seul signal de prix qui a été éprouvé est celui de 70 \$/kW puisque depuis l'entrée en vigueur du Programme ce prix a permis de faire évoluer la contribution de ce moyen selon les besoins et attentes du Distributeur, sans susciter de débordement dans l'offre des participants.²

Cependant, le Distributeur propose de fixer l'appui financier moyen au montant de 60 \$/kW.³

Le Distributeur explique que ce montant est dérivé du signal de prix éprouvé de 70 \$/kW, duquel est soustraite une approximation des coûts d'équipement qu'il est requis d'installer pour réaliser l'effacement de capacité. La Régie a suggéré de compenser ce coût par la voie d'un éventuel programme d'efficacité énergétique et ce coût serait de 10,50 \$/kW.⁴

En effet, dans sa décision D-2019-164, la Régie mentionne :⁵

« [266] La Régie constate que le Distributeur justifie notamment l'appui financier de 70 \$/kW par le fait que les participants au Programme doivent rentabiliser les investissements requis pour permettre l'effacement demandé par ce dernier. Or, le Distributeur ne possède pas de détails quant au niveau

¹ D-2019-164, page 74, paragraphe 268

² B-0085, page 9

³ B-0085, page 11

⁴ B-0085, page 11

⁵ D-2019-164, pages 73 et 74

des investissements requis. Il utilise comme approximation le montant d'appui financier minimal de 10,50 \$/kW.

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

[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. »

D'ailleurs, l'audit réalisé par Technosim auprès des clients participant au Programme confirme que le seuil minimal identifié par ceux-ci est en moyenne de 60 \$/kW avec une médiane de 70 \$/kW.⁶ Cependant, le seuil minimal identifié par les clients ne participant pas au Programme est en moyenne de 97 \$/kW avec une médiane de 85 \$/kW.⁷

Quant à la mise en place d'un programme commercial ou d'une intervention en efficacité énergétique, le Distributeur mentionne que, compte tenu que l'Option offre l'avantage d'une certaine pérennité par rapport au Programme qui devait être approuvé annuellement, il préfère attendre de constater les effets de cette pérennisation avant de juger s'il y a lieu de pallier l'écart entre la rémunération de l'Option offerte par rapport à la rémunération du Programme actuel, au moyen d'un programme d'efficacité énergétique.⁸

Dans leur demande de renseignements, l'AQCIE et le CIFQ présentent le tableau suivant qui montre le coût total des clients participant au Programme et le seuil minimal de l'appui financier que ceux-ci ont identifié.⁹

⁶ B-0094, page 9

⁷ B-0094, page 8

⁸ B-0085, page 11

⁹ C-AQCIE-CIFQ-0018, page 12

Échantillon de Technosim Coût total vs Appui minimal				
	Effacement	Coût total	Appui minimal	Appui minimal/ Coût total
	kW	\$/kW	\$/kW	
Commercial, < 200, Tarif M	119	34,97	70	200,2%
Commercial, < 200, Tarif M	137	79,71	84	105,4%
Commercial, < 400, Tarif M	289	17	70	411,8%
Institutionnel, <400 kW, Tarif M	290	8,17	75	918,0%
Commercial, < 400, Tarif M	304	106,53	66	62,0%
Commercial, < 400, Tarif Mixte	438	12,35	34	275,3%
Institutionnel, < 600, Tarif Mixte	450	3,95	70	1772,2%
Commercial, < 400, Tarif M	561	7,88	70	888,3%
Commercial, < 600, Tarif Mixte	1 309	0	50	
Institutionnel, 5279, Tarif LG	5 279	13,66	11	80,5%

On peut constater que dans deux cas, le coût total du participant est supérieur à l'appui financier minimum que le participant identifie.

On peut également constater que dans la plupart des cas, l'appui financier unitaire identifié est nettement supérieur au coût total unitaire du participant.

En réponse à la demande de l'AQCIE et du CIFQ de commenter ces constats, Technosim et le Distributeur mentionnent¹⁰:

« Réponse de Technosim :

En ce qui a trait aux deux cas avec un coût total supérieur à l'appui offert, il faut toujours se rappeler que peu de clients vont faire une évaluation du coût total unitaire de leur mesure pour le comparer à un seuil d'appui. D'autre part, ce coût total inclut un coût d'implantation que certains clients attribuent entièrement à la GDP, mais qui en fait couvre d'autres utilisations.

En ce qui concerne la seconde observation, le coût inférieur provient du fait que plusieurs clients utilisent des équipements déjà en place. Le coût pour le client est plus faible que l'aide mais si celle-ci était tout simplement équivalente à ce coût, les clients n'auraient aucun avantage à participer au programme. Leur participation entraîne non seulement des coûts, mais également des modifications à leurs opérations qu'ils ne seraient pas prêts à subir si l'appui ne faisait que compenser simplement leurs dépenses additionnelles.

¹⁰ B-0105, page 13

Réponse du Distributeur :

Le Distributeur a pris connaissance des constats formulés par les intervenants dans la question 6.2. Toutefois, comme mentionné à la pièce HQD-6, document 6 (B-0097)2, le Distributeur constate que le crédit moyen offert est nécessaire pour atteindre les objectifs visés par l'Option en matière de réduction de puissance. Le Distributeur soutient par ailleurs que le crédit moyen proposé de 60 \$/kW au présent dossier est justifié surtout que ce sont les non-participants qu'il cherche à convaincre d'adhérer à l'Option pour faire croître l'effacement tiré de ce moyen aux fins de son équilibre énergétique. »

Ainsi, selon Technosim les résultats de l'audit indiquent que les participants accordent une grande importance aux impacts non financiers de la participation au Programme, notamment des modifications à leurs opérations.

De plus, le Distributeur, sans commenter le fait que *l'appui financier unitaire identifié est nettement supérieur au coût total unitaire du participant*, mentionne que l'appui financier doit être suffisamment élevé pour convaincre des non participants à adhérer à l'Option.

L'AQCIE et le CIFQ sont favorables à la mise en place de l'Option avec un appui financier moyen de 60 \$/kW car cette Option est rentable pour le Distributeur, comme on le verra plus loin, et est donc avantageuse autant pour les clients participants que pour l'ensemble de la clientèle.

Cependant, les intervenants sont préoccupés par l'impact que pourrait avoir la diminution de la rémunération sur le nombre d'adhésions à l'Option et sur la quantité de puissance effacée. Dans le cas d'une telle baisse, le Distributeur pourrait devoir revoir la rémunération de l'Option ou faire appel à des moyens plus coûteux.

2. RÉMUNÉRATION DÉGRESSIVE

Dans sa décision D-2019-164, la Régie demande au distributeur de déposer une proposition comprenant un appui financier dégressif tenant compte de la taille de la charge interrompue. Elle indique¹¹ :

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

¹¹ D-2019-164, page 75

En réponse à cette demande, le Distributeur mentionne¹² :

« Le Distributeur a défini les strates de réduction de puissance en fonction des résultats de la participation des clients au Programme au cours de l'hiver 2019-2020. Les effacements considérés sont les effacements réels liés aux abonnements inscrits au Programme et non ceux rémunérés selon les modalités de l'ordonnance de sauvegarde de la Régie. Ces données sont également représentatives des autres hivers puisque la clientèle inscrite au Programme est demeurée stable au cours des dernières années. La segmentation proposée par le Distributeur vise à créer une répartition de la clientèle participante en groupes homogènes en fonction du nombre d'abonnements inscrits et des effacements réels liés à ces derniers à l'hiver 2019-2020. »

Il présente le tableau suivant qui montre un appui financier dégressif basé sur un appui financier moyen de 60 \$/kW¹³.

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\$
Appui financier total	60 \$	2,5 M\$	7,6 M\$	3,5 M\$	1,4 M\$	2,6 M\$	17,7 M\$
Écart entre l'appui dégressif et l'appui uniforme		8%	6%	0%	-5%	-16%	0%

On peut constater les strates et les appuis financiers suivants :

- 15 à 200 kW : 65 \$/kW;
- 200 à 600 kW : 60 \$/kW;
- 600 à 1 200 kW : 55 \$/kW
- 1 200 à 1 800 kW : 50 \$/kW
- Plus de 1 800 kW : 45 \$/kW.

Le Distributeur ajoute qu'il est d'avis qu'il est essentiel de fixer un niveau de rémunération compétitif pour la dernière strate de réduction de puissance afin de maintenir l'intérêt des clients pour ces niveaux de réduction de puissance importants¹⁴.

¹² B-0085, page 11

¹³ B-0085, page 14

¹⁴ B-0085, pages 13 et 14

Selon le Distributeur, l'appui financier total résultant de l'application de sa proposition est neutre par rapport à un appui financier uniforme de 60 \$/kW¹⁵.

Il n'est pas possible de valider cette affirmation puisque les intervenants n'ont pas accès à l'information nécessaire. En effet, dans sa décision D-2021-039, la Régie rejette la contestation des intervenants concernant leur demande d'exiger que le Distributeur leur fournisse la capacité effacée des 381 abonnements participant au Programme pour l'hiver 2019-2020 ayant un effacement supérieur à 199 kW¹⁶.

Par ailleurs, il est à noter que les niveaux des strates et des appuis financiers proposés par le Distributeur sont différents de ceux du scénario proposé par la Régie comme on peut le voir au tableau 17 de la décision D-2019-164¹⁷:

- les premiers 200 kW : 80 \$/kW;
- de 200 à 500 kW : 70 \$/kW;
- de 500 à 1 000 kW : 50 \$/kW;
- de 1 000 à 2 500 kW : 30 \$/kW;
- plus de 2 500 kW : 20 \$/kW.

Pour illustrer la différence entre la proposition du Distributeur, le scénario de la Régie présenté à la décision D-2019-164, et des scénarios d'appui unitaire uniforme de 60 \$/kW et 70 \$/kW, l'AQCIE et le CIFQ présentent les figures suivantes qui montrent l'appui en \$ et en \$/kW selon les capacités effacées.

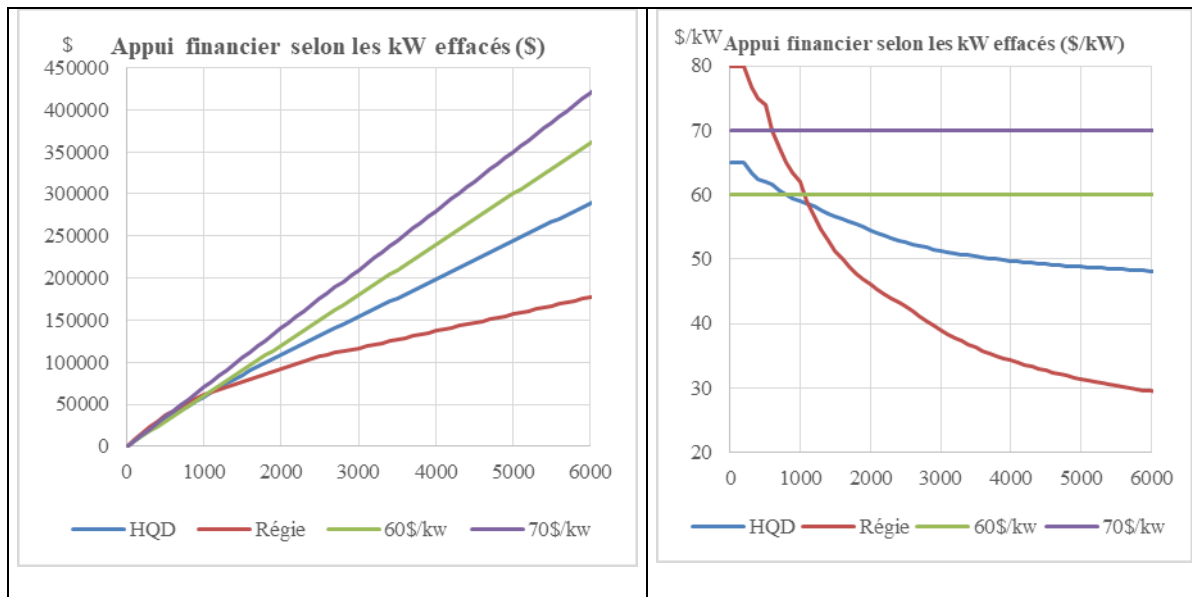
On peut constater notamment que pour l'appui financier en \$, la différence entre les scénarios s'accroît à partir de 2 000 kW.

On peut également constater qu'à partir de 3 000 kW, l'appui financier unitaire (\$/kW) du scénario de la Régie est inférieur à l'appui financier unitaire de l'OÉI pour un effacement de 100 heures. En effet dans ce dernier cas le versement du Distributeur est de 40 \$/kW.

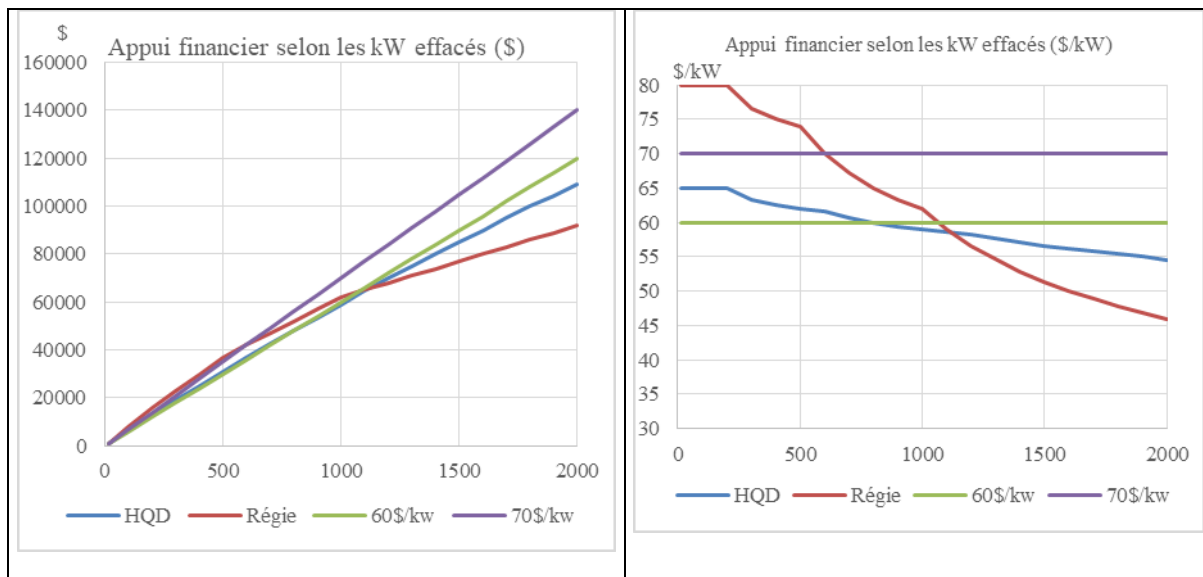
¹⁵ B-0085, page 14

¹⁶ D-2021-039, para 43 et 55

¹⁷ D-2019-164, page 72



Étant donné que la puissance effacée de la majorité des participants à l'Option est inférieure à 2 000 kW, les intervenants présentent également les courbes suivantes qui focalisent sur les effacements de 15 kW à 2 000 kW, ce qui permet de mieux visualiser les différences entre les scénarios d'appui dégressif et les scénarios d'appui unitaire uniforme.



Concernant l'appui financier exprimé en \$, on peut remarquer que le scénario proposé par le Distributeur est très semblable au scénario d'appui uniforme de 60 \$/kW. Quant au scénario « Régie », il est très semblable au scénario d'appui uniforme de 70 \$/kW jusqu'à un effacement d'environ 800 kW, puis s'en éloigne substantiellement par la suite.

Concernant l'appui financier unitaire, on peut constater que le scénario proposé par le Distributeur est légèrement supérieur au scénario d'appui uniforme de 60 \$/kW jusqu'à un effacement d'environ 800 kW, puis devient légèrement inférieur à celui-ci par la suite.

On peut également constater que le scénario « Régie » présente des variations de coûts unitaires beaucoup plus prononcées. Le coût unitaire est substantiellement supérieur à celui du scénario d'appui uniforme de 60 \$/kW pour des effacements inférieurs à 750 kW, il croise celui-ci à environ 1 100 kW, puis s'en écarte substantiellement par la suite.

Étant donné les différences importantes entre le scénario proposé par le Distributeur et le scénario « Régie », les intervenants ont envisagé d'analyser le scénario intermédiaire suivant en l'appliquant aux données de l'hiver 2019-2020 :

- 15 à 200 kW : 70 \$/kW;
- 200 à 600 kW : 60 \$/kW;
- 600 à 1 200 kW : 55 \$/kW
- 1200 à 1 800 kW : 50 \$/kW
- Plus de 1 800 kW : 45 \$/kW.

Ce scénario serait légèrement plus coûteux que celui proposé par le Distributeur, mais il pourrait être globalement plus avantageux s'il permet de maintenir ou d'augmenter la demande de capacité effacée. Cependant les intervenants n'ont pas pu réaliser une analyse fine de ce scénario car ils n'ont pas obtenu les données nécessaires comme cela est mentionné plus haut.

En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ ne peuvent pas formuler une recommandation spécifique concernant une rémunération dégressive. Cependant ils considèrent que la proposition du Distributeur est préférable au scénario « Régie » en raison notamment d'un appui financier unitaire qui demeure supérieur à la rémunération reçue des participants à l'OÉI, quelle que soit la capacité effacée.

3. ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'OPTION

L'analyse de rentabilité consiste à comparer les coûts que l'application de l'Option permet d'éviter aux coûts encourus par l'application de l'Option.

Les coûts évités comprennent une composante puissance qui correspond à une diminution des besoins de puissance due aux participants, et une composante énergie qui correspond à une diminution des besoins d'achat d'énergie par le Distributeur résultant d'une diminution de la consommation d'énergie par les participants à l'Option.

Les coûts encourus comprennent l'appui financier versé pour la puissance effacée et une diminution des revenus du Distributeur due à une diminution de la consommation des participants.

Le tableau suivant présente les paramètres économiques utilisés par le Distributeur.¹⁸

Coûts évités		
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 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	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%	

On peut constater que le Distributeur prend en considération un taux de réserve de 17 %. Il mentionne :

« (...) le Distributeur a réduit les coûts évités utilisés aux fins des analyses de la réserve associée à ce moyen, soit 17 %. L'application de ce facteur permet de tenir compte du fait que l'impact net sur le bilan de puissance est inférieur à la puissance directement associée au moyen. »¹⁹

On peut également constater que ces paramètres comprennent des coûts de court terme et des coûts de long terme. À cet égard, le Distributeur mentionne :²⁰

« D'emblée, le Distributeur rappelle que l'Option vise à réduire les besoins en puissance du Distributeur. Elle permettra donc d'abord le report du besoin

¹⁸ Informations tirées du tableau Excel de B-0099

¹⁹ B-0085, page 23

²⁰ B-0085, page 22

pour de nouveaux approvisionnements de long terme en puissance et c'est sur cette base que le Distributeur croit que les analyses devraient être réalisées.

Toutefois, au paragraphe 217 de sa décision D-2019-164, la Régie estimait « qu'il n'est pas adéquat d'utiliser les coûts évités en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon de la période pour l'analyse de rentabilité du Programme » et « qu'il est inadéquat d'utiliser les coûts évités de long terme pendant les premières années du Programme ». Sur la base du plus récent bilan de puissance, présenté dans le cadre de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, en l'absence de l'Option, des approvisionnements de long terme seraient nécessaires au plus tard dès l'hiver 2024-2025. Pour cette raison, le coût évité de court terme sera utilisé pour les trois premières années d'analyse (soit de l'hiver 2021-2022 à celui de 2023-2024) et le coût de long terme, pour les années suivantes. »

Enfin, conformément « aux instructions de la Régie aux paragraphes 220 à 225 de la décision D-2019-164, le Distributeur n'a inclus aucun coût évité associé au transport ou à la distribution aux fins de ses analyses »²¹

3.1. Analyse économique déposée initialement par le Distributeur

L'AQCIE et le CIFQ reproduisent ci-dessous le bilan de puissance de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement sur la période 2020-2021 à 2028-2029.²² La capacité correspondant à l'Option est identifiée « GDP Affaires ». Cette capacité a été utilisée pour l'analyse économique présentée lors du dépôt du dossier actuel.

²¹ B-0085, page 23

²² R-4110-2019, B-0106, page 24

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ¹ :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 409	43 147	43 630	44 068	44 480	44 591	44 975	45 330	45 688
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 378	1 570	1 776	2 113	2 331	2 510	2 583	2 594	2 610
▪ Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande de puissance	640	570	776	1 013	1 111	1 170	1 243	1 254	1 270
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
▪ Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

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

Il est à noter que, selon le Distributeur, la contribution maximale en puissance des marchés de court terme est de 1 100 MW. Ainsi on peut constater que, sans l'Option, les besoins de puissance dépasseraient 1 100 MW (1 000 + 240 MW) pour l'hiver 2024-2025. Les coûts de puissance de court terme sont donc utilisés jusqu'à l'hiver 2023-2024 et les coûts de puissance de long terme sont utilisés pour les années suivantes.

À partir des résultats de la comparaison économique montrée au document B-0099, l'AQCIE et le CIFQ ont réalisé le tableau ci-dessous qui présente la valeur actualisée cumulative des gains (pertes) nets annuels.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2036	2041
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Gain net actualisé cumulatif	(6,93)	(14,50)	(23,90)	(15,87)	(7,38)	2,21	11,75	21,03	30,06	38,84	79,25	114,43
Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20

On peut constater que l'application de l'Option devient rentable dès la sixième année. Elle génère un bénéfice de 38,84 M\$ sur une période de 10 ans et un bénéfice de 114,43 M\$ sur une période de 20 ans.

3.2. Analyse économique basée sur le bilan de puissance du 25 février 2021

Dans le cadre du dossier R-4110-2019, le Distributeur a mis à jour son bilan de puissance qui prend en considération notamment une diminution importante de la contribution d' Hilo à court terme et une augmentation de l'effacement dû à « GDP Affaires ».

Ce bilan est reproduit ci-dessous :²³

TABLEAU 2.1 :
BILAN DE PUISSANCE

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

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

On peut constater qu'il y a une augmentation importante de la contribution de GDP Affaires au bilan à court terme et que la capacité plafonne à une valeur beaucoup plus élevée que dans le cas précédent (470 MW vs 300 MW).

Il est à noter que, selon ce bilan, sans la réduction due à GDP Affaires, les besoins de long terme dépasseraient 1 100 MW pour l'hiver 2023-2024 (750 + 465 MW). Le besoin d'un approvisionnement de long terme apparaît donc un an plus tôt que dans le cas précédent.

²³ R-4110-2019, B-0114, page 5

Les intervenants présentent le tableau ci-dessous qui montre la valeur actualisée cumulative des gains (pertes) nets annuels correspondant à cette contribution en puissance de l'Option.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2036	2041
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Gain net actualisé cumulatif	(14,43)	(31,38)	(14,96)	1,19	16,90	32,18	47,37	62,14	76,51	90,48	154,82	210,81
Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20

On peut constater que l'Option devient rentable dès la quatrième année, soit deux années plus tôt que dans le cas précédent.

Elle génère un bénéfice de 90,48 M\$ sur une période de 10 ans et un bénéfice de 210,81 M\$ sur une période de 20 ans.

Le tableau ci-dessous présente une comparaison des résultats entre les deux scénarios.

	Année de rentabilité	Rentabilité période 10 ans	Rentabilité période 15 ans	Rentabilité période 20 ans
		M\$ actualisés	M\$ actualisés	M\$ actualisés
Scénario original	6e	38,84	79,25	114,43
Scénario Bilan février 2021	4e	90,48	154,82	210,81

Les résultats montrent que l'Option est rentable sur la période d'analyse, et que cette rentabilité augmente avec la quantité de demande en puissance effacée.

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'autoriser l'Option et d'exiger que le Distributeur fasse tous les efforts pour réaliser la pleine capacité de cette Option en termes de demande de puissance effacée avant de contracter des approvisionnements de long terme en puissance ou de faire appel à des moyens de GDP plus coûteux.

3.3. Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité est basée sur le bilan de puissance le plus récent du Distributeur, soit celui du 25 février 2021.

Afin de s'assurer de la solidité de la rentabilité de l'Option, l'AQCIE et le CIFQ présentent une analyse de sensibilité concernant les points suivants :

- une variation du moment de survenance des besoins d'approvisionnements de long terme en puissance;
- un niveau d'appui de 70 \$/kW pour prendre en considération la possibilité de la mise en place d'un programme d'efficacité énergétique;
- la prise en compte des coûts évités de transport;

- la prise en compte des coûts évités de distribution;
- la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution.

Concernant ce dernier point, l'AQCIE et le CIFQ comprennent que le Distributeur s'est conformé à la décision D-2019-164 en ne considérant pas les coûts évités de transport et de distribution²⁴. Cependant étant donné que ce sujet fait actuellement l'objet d'une étude conjointe entre le Transporteur et le Distributeur²⁵, les intervenants estiment qu'il y a lieu d'examiner quel serait l'impact de ces coûts évités sur la rentabilité de l'Option.

Les valeurs utilisées sont celles qui ont été présentées au dossier R-4127-2020, soit 49,20 \$/kW 2020 pour les coûts évités de transport et 17 \$/kW 2020 pour les coûts évités de distribution²⁶. De plus, dans ce même dossier, le Distributeur considère que 80 % du coût de transport et 32 % du coût de distribution peuvent être évités.²⁷

Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'analyse de sensibilité.

On peut constater que la rentabilité de l'Option est assurée dans chacune des situations analysées même dans le cas d'un appui financier unitaire uniforme de 70 \$/kW.

L'impact le plus important est constaté lorsqu'on prend en considération les coûts évités de transport et de distribution.

Tableau sommaire				
	Année de rentabilité	Rentabilité période 10 ans	Rentabilité période 15 ans	Rentabilité période 20 ans
		M\$ actualisés	M\$ actualisés	M\$ actualisés
Scénario Bilan février 2021	4e	90,48	154,82	210,81
Approvisionnement LT reporté 1 an	7e	54,7	119,1	175,1
Appui uniforme de 70 \$/kW	6e	51,1	98,6	139,9
Incluant coûts évités de transport	3e	221,7	342,2	447,1
Incluant coûts évités de distribution	4e	108,6	180,7	243,5
Incluant coûts évités de transport et de distribution	3e	239,9	368,1	479,7

²⁴ D-2019-164, paragraphes 220 à 225

²⁵ R-4110-2019, B-0032, pages 9 à 11

²⁶ R-4127-2020, B-0010, page 9

²⁷ R-4127-2020, B-0010, page 11

Ces résultats permettent de conclure que l'Option est rentable

4. PROGRAMME COMMERCIAL OU INTERVENTION EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'analyse de sensibilité de la rentabilité de l'Option montre que la rentabilité se maintient même avec un appui financier de 70 \$/kW.

Dans une telle situation, l'AQCIE et le CIFQ considèrent qu'il y a lieu de maximiser les possibilités offertes par l'Option.

À cet égard, l'intervenant rappelle que dans sa décision D-2019-164, la Régie a mentionné la possibilité de financer le coût de l'installation d'équipements chez les participants actuellement estimé à environ 10,5 \$/kW en proposant un programme commercial ou une intervention en efficacité énergétique.²⁸

Étant donné l'objectif de maximiser la puissance qui pourrait être effacée par la mise en place de l'Option, l'AQCIE et le CIFQ examinent quel pourrait être l'impact économique d'un tel programme.

Étant donné que le montant de 10,5 \$/kW est une valeur annuelle, ce qui est confirmé par le Distributeur²⁹, et que l'investissement pour les installations doit être fait en une seule fois au début de la participation à l'Option, le montant réel qu'une éventuelle intervention en efficacité énergétique devra verser dépend du nombre d'années de participation à l'Option.

Le tableau ci-dessous présente la valeur actualisée d'une annuité de 10 \$/kW selon le nombre d'années de participation à l'Option. Les paramètres économiques sont les mêmes que ceux de l'analyse de rentabilité, soit un taux d'inflation de 2% et un taux d'actualisation de 4,872 %.³⁰

	Valeur d'une annuité de 10 \$/kW											
Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Annuité	10,00	10,20	10,40	10,61	10,82	11,04	11,26	11,49	11,72	11,95	13,19	14,57
Annuité actualisée	10,00	9,73	9,46	9,20	8,95	8,70	8,47	8,23	8,01	7,79	6,78	5,90
Cumulatif	10,00	19,73	29,19	38,39	47,34	56,04	64,50	72,74	80,75	88,53	124,39	155,60

Ainsi, pour que les conditions financières de l'Option (60 \$/kW), incluant l'intervention en efficacité énergétique, ne dépassent pas celles du Programme (71 \$/kW), il faut définir dès le début le nombre d'années de participation même si la participation se fait sur une base annuelle selon les besoins du Distributeur.

Par exemple, pour une participation prévue de 5 ans le montant maximal de la contribution est de 47,34 \$/kW, alors que le montant maximal est de 88,53 \$/kW pour une participation prévue de 10 ans.

²⁸ D-2019-164, page 74, para 268

²⁹ B-0105, pages 3 et 4

³⁰ B-0085, page 22

Il s'agit donc d'une contribution qui pourrait être substantielle et qui pourrait inciter plus d'abonnés à participer à l'Option tout en étant rentable pour le Distributeur et ses clients.

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose dans les plus brefs délais une proposition de programme commercial ou une proposition d'intervention en efficacité énergétique visant à compenser le coût de l'installation d'équipements chez les abonnés qui adhèrent à l'Option.

5. MODIFICATIONS PROPOSÉES AU DOCUMENT TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

L'article 4.77 proposé du document Tarifs d'électricité se lit comme suit³¹ :

« 4.77 Limitation

Hydro-Québec se réserve le droit de fixer une limite à la quantité totale de puissance dont elle entend se prévaloir en vertu de cette option, en fonction de ses besoins de gestion du réseau. Si la puissance offerte dépasse ses besoins pour une période donnée, elle peut restreindre le nombre de demandes d'adhésion acceptées. »

Dans leur demande de renseignements, l'AQCIE et le CIFQ ont voulu clarifier cette situation. Nous reproduisons la demande des intervenants et la réponse du Distributeur.³²

« 2.2 Si la puissance offerte dépasse la quantité de puissance dont le Distributeur entend se prévaloir, veuillez préciser sur quelles bases ou critères seront acceptées les demandes d'adhésion.

Réponse :

Dans une telle situation, le Distributeur réduirait au prorata la puissance offerte par chacun des clients afin de respecter la quantité totale de puissance recherchée. »

Selon notre compréhension de la réponse du Distributeur, le dépassement des besoins du Distributeur n'est pas un critère pour refuser une demande d'adhésion puisque, dans une telle situation, il réduirait la puissance offerte par chacun des clients.

Il apparaît donc aux intervenants que la formulation de l'article 4.77 ne reflète pas le sens de la réponse fournie par le Distributeur.

Ainsi, les intervenants proposent de modifier l'article 4.77 comme suit :

³¹ B-0090, page 7

³² B-0105, pages 4 et 5

« 4.77 Limitation

*Hydro-Québec se réserve le droit de fixer une limite à la quantité totale de puissance dont elle entend se prévaloir en vertu de cette option, en fonction de ses besoins de gestion du réseau. Si la puissance offerte dépasse ses besoins pour une période donnée, **elle pourra réduire au prorata la puissance offerte par chacun des clients afin de respecter la quantité totale de puissance recherchée.** »*

Par ailleurs, l'article 4.80 concernant le crédit applicable pour la période d'hiver mentionne notamment : *Aucun crédit n'est versé si la puissance interruptible effective est inférieure à 15 kilowatts*³³.

Étant donné que le Distributeur souhaite pouvoir réduire la puissance de chacun des clients dans le cas où la puissance offerte est supérieure à ses besoins, la puissance effective d'un client offrant un effacement de 15 kW pourrait ainsi devenir inférieure à 15 kW.

Selon les intervenants, il y aurait lieu de modifier en conséquence le passage précité de l'article 4.80 proposé. Ils suggèrent le texte suivant : *Aucun crédit n'est versé si la puissance interruptible effective est inférieure à 15 kilowatts **sauf à l'égard du nombre de kilowatts qui est inférieur à 15 en raison de l'application de l'article 4.77, lesquels donnent droit à un crédit de 65\$ le kilowatt.***

Les intervenants sont conscients qu'une réduction au prorata n'est peut-être pas optimale sur le plan strictement économique par rapport à la possibilité de refuser sur une base annuelle des adhésions en fonction de leur appui financier. Cependant ils considèrent que la réduction au prorata est acceptable car elle favorise le maintien des participants à l'Option.

Paul Paquin
Pierre Vézina
Jocelyn B. Allard, analystes en énergie

³³ B-0090, page 10