

**MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE  
INDÉPENDANTE (FCEI)**

**DEMANDE RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT  
SUR L'HORIZON 2020-2029  
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

**Préparé dans le cadre du dossier  
R-4110-2019  
de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par  
Antoine Gosselin**

**Le 24 juillet 2020  
Amendé le 20 août 2020**

## Table des matières

<b>1. Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Hypothèses du plan.....</b>	<b>3</b>
2.1. Pandémie de coronavirus.....	3
2.2. Effacement de la consommation du secteur serricole .....	5
2.3. Délestage de la consommation de la cryptographie.....	7
<b>3. Nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance .....</b>	<b>11</b>
3.1. Hilo.....	11
3.1.1. Rémunération du service .....	12
3.1.2. Durée de l'Entente et cibles de réduction de puissance.....	16
3.1.3. Modalités d'appel.....	16
3.1.4. Appel par le Transporteur .....	17
3.1.5. Autres revenus potentiels.....	17
3.1.6. Appréciation globale .....	17
3.2. GDP Affaires .....	17
3.3. OÉI.....	18
<b>4. Rappels d'énergie différée .....</b>	<b>18</b>
<b>5. Contribution des marchés de court terme .....</b>	<b>20</b>
<b>6. Bilan en puissance.....</b>	<b>21</b>
<b>7. Sommaire des recommandations.....</b>	<b>23</b>

## **1. Introduction**

Le Plan d’approvisionnement 2020-2029 (le « Plan ») d’Hydro-Québec se caractérise par un haut niveau d’incertitude.

Il va sans dire que la pandémie de coronavirus est une source importante d’incertitude, mais elle n’est pas la seule. Le Distributeur utilise dans son plan d’approvisionnement certaines hypothèses que la FCEI considère très conservatrices, dont celles sur l’absence totale d’effacement de la croissance du besoin en puissance du secteur serricole et l’absence d’effacement d’une large part de l’usage cryptographique.

De plus, la possibilité d’importation par le projet New England Clean Energy Connect (NECEC), si elle se concrétise, pourrait avoir un impact majeur sur l’équilibre du bilan en puissance.

La section 2 porte sur ces hypothèses.

Afin de répondre au besoin en puissance, le Distributeur a recours à une combinaison de moyens existants et nouveaux de gestion du besoin en puissance. Ces derniers sont Hilo, un élargissement de l’admissibilité à la GDP Affaires et une bonification de l’option d’électricité interruptible. La FCEI commente à la section 3 chacun de ces moyens.

La section 4 porte sur l’utilisation des rappels d’énergie différée alors que la section 5 discute de la contribution des marchés de court terme,

La section 6 présente un bilan en puissance tenant compte des constats des sections 2 à 5.

Finalement, un rappel des recommandations de la FCEI est présenté à la section 7.

## **2. Hypothèses du plan**

### **2.1. Pandémie de coronavirus**

Le Distributeur fait l’hypothèse que la pandémie de coronavirus n’affectera l’estimation des besoins d’approvisionnement qu’au début de la période couverte par le plan.<sup>1</sup> Il ne spécifie toutefois pas ce qu’il entend par le début de la période couverte par le plan.

« Pour ce qui est de l’impact de la COVID-19, le Distributeur est d’avis qu’il s’agit d’un événement temporaire dont les effets seraient ressentis au début de la période couverte par le Plan. Après quoi, le Distributeur anticipe que les ventes reviendraient près du niveau de la prévision au dossier. D’autre part, le Distributeur juge que ce type d’événement est couvert par le biais de ses scénarios d’encadrement. Par conséquent, le Distributeur ne voit pas le besoin, à ce moment-ci, d’effectuer une mise à jour de sa prévision. Voir également la réponse à la question 1.1 de l’AQPER à la pièce HQD-5, document 4. Néanmoins, le Distributeur continue de suivre l’évolution de la situation et sera en mesure de statuer sur les paramètres de la reprise plus tard cette année. »

---

<sup>1</sup> B-0046, p. 4 question 1.1

Contrairement au Distributeur, la FCEI estime que la pandémie de coronavirus jette un doute majeur sur la prévision des besoins sur l'ensemble de l'horizon du plan.

Tel qu'il apparaît au tableau 1, le PIB national ne retrouvera son niveau de la fin de 2019 qu'à la fin de 2022 selon les prévisions économiques les plus récentes de la Banque du Canada. Ce sont là près de trois années de croissance économique perdue. De plus, aucun des prévisionnistes recensés par la FCEI ne prévoit un retour au niveau de 2019 à la fin de 2021 ni au Québec, ni au Canada, ni aux États-Unis. À titre comparatif, le plan d'approvisionnement du Distributeur prévoit une croissance du PIB réel cumulative de 3,0 % pour 2020 et 2021 à raison de 1,5 % par année.<sup>2</sup> Ainsi, selon les prévisions les plus optimistes, l'économie devrait accuser en 2020 un retard de 3% sur le plan d'approvisionnement. Pour les années 2022 et 2023, le plan d'approvisionnement prévoit une croissance du PIB de 1,5%.<sup>3</sup> Pour rattraper le retard accumulé en 2020 et 2021, la croissance devrait être deux fois plus importante que prévu en 2022 et 2023, soit environ 3% par année. À titre comparatif, la plus forte croissance annuelle du PIB québécois au cours de la dernière décennie a été de 2,8% en 2017.<sup>4</sup>

**Tableau 1 :**

**Prévisions de croissance du PIB -Québec – Canada – É-U**

Prévisionniste	Date de la prévision	Juridiction	%			Indice 2019=100		
			2020	2021	2022	2020	2021	2022
Plan d'approvisionnement HQD	Octobre 2019	Québec	1.5	1.5		101.5	103.0	
Banque du Canada	Juillet 2020	Canada	-7.8	5.1	3.7	92.2	96.9	100.5
BN	Juillet 2020	Canada	-7.1	4.9		92.9	97.5	
BN	Juillet 2020	Québec	-8	5.5		92.0	97.1	
RBC	Juillet 2020	Canada	-6	4		94.0	97.8	
RBC	Juillet 2020	États-Unis	-5.5	4.8		94.5	99.0	
Desjardins	Juin 2020	Québec	-6.6	6.1		93.4	99.1	
Desjardins	Juin 2020	Canada	-5.9	5.2		94.1	99.0	
Desjardins	Juin 2020	États-Unis	-5.1	4		94.9	98.7	
BMO	Juillet 2020	Canada	-6	6		94.0	99.6	
BMO	Juillet 2020	États-Unis	-5.5	5		94.5	99.2	
CIBC	Juin 2020	Canada	-7.1	5.7		92.9	98.2	
CIBC	Juin 2020	États-Unis	-6.2	5.5		93.8	99.0	
TD	Juin 2020	Canada	-6.1	5.2		93.9	98.8	
TD	Juin 2020	États-Unis	-4.5	4.3		95.5	99.6	

Quoi qu'il en soit, la modestie est de mise face à cette situation qui ne ressemble à aucune autre crise récente sur le plan économique. La pandémie est encore en évolution et sujette à beaucoup d'impondérables dans les mois à venir autant au Québec que chez ses partenaires commerciaux. Dans les circonstances, toute tentative de prévoir l'évolution de la situation économique est entourée d'une forte incertitude.

<sup>2</sup> B-0007, p. 49, tableau 3.2

<sup>3</sup> idem

<sup>4</sup> B-0007, p. 49, tableau 3.1

Pour les fins de la présente preuve, la FCEI retient à dessein un scénario très optimiste de reprise selon le retard de croissance observé. Sur la base de ce scénario de reprise, la FCEI juge raisonnable de réduire la prévision des besoins en puissance d’au moins 250 MW en 2024. Cette réduction correspond à l’impact marginal de l’aléa de demande sur l’aléa global pour cette année.<sup>5</sup> Elle se base sur le fait que le retour sur la trajectoire de base prévue au plan dans les quatre prochaines années constituerait lui-même un scénario favorable de demande. Il paraît très improbable que la demande excède cette trajectoire pour se retrouver dans le scénario le plus favorable du plan dès 2024.

**À des fins de simplicité, la FCEI applique de manière conservatrice cette même correction de 250 MW aux années 2020 à 2023. Pour les années 2025 à 2029, la FCEI réduit la correction de manière linéaire pour atteindre zéro en 2029.** Le tableau 2 présente le besoin en puissance incluant la réserve de fiabilité telle qu’ajustée par la FCEI.

**Tableau 2 :**

**Besoins à la pointe ajustés 2019-2029**

MW	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
BESOINS À LA POINTE	38777	39381	39939	40292	40561	40805	41008	41028	41252	41487	
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3662	3730	3817	3918	4001	4058	4088	4099	4126	4154	
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42439	43112	43756	44211	44562	44863	45095	45127	45378	45641	
Dont impact marginal de l'aléa de demande	250	250	250	250	250	200	150	100	50	0	
BESOINS À LA POINTE - AJUSTÉS POUR COVID 19	42189	42862	43506	43961	44312	44663	44945	45027	45328	45641	

Sources: B-0024, p. 19, tableau R-7.3 et calculs de la FCEI

**2.2. Effacement de la consommation du secteur serricole**

Le Distributeur prévoit une croissance 180 MW du besoin de puissance du secteur serricole sur l’horizon du plan. Le secteur serricole se caractérise par la possibilité d’effacement de certaines charges d’éclairage, ce qui a d’ailleurs mené à l’introduction de l’option d’électricité additionnelle pour éclairage de photosynthèse pour la clientèle de petite puissance.

Cette option, comme les options d’électricité additionnelles générales, donne accès à une énergie non ferme à moindre coût.

Bien que, par le biais de la prévision de la demande, le Distributeur intègre les restrictions sur l’usage de l’électricité additionnelle pour les charges actuelles sur toute la période du plan, il suppose que la croissance du secteur serricole ne sera pas sujette à une restriction de consommation pour l’électricité additionnelle.<sup>6</sup> Il justifie cette hypothèse par le fait qu’il ne peut distinguer l’augmentation de puissance liée à l’éclairage de photosynthèse des autres usages et par la diversité de l’utilisation des serres.

<sup>5</sup> L’impact marginal de l’aléa sur la demande est obtenu en soustrayant l’aléa climatique (1600 MW) à l’aléa global (1850 MW). Voir B-0007, p. 36, tableau 2.6.

<sup>6</sup> Les clients des tarifs M, L et LG auraient aussi la possibilité d’opter pour l’option d’électricité interruptible.

En réponse à une question, le Distributeur indique :

« En ce qui a trait à la croissance des besoins en puissance des serres, le Distributeur ne peut distinguer l'augmentation de puissance liée à l'éclairage de photosynthèse des autres usages. De plus, la diversité de l'utilisation des serres (cannabis médical et récréatif, culture vivrière, culture maraîchère ou horticole) et du type de serres (bâtiment complètement fermé ou serres traditionnelles) ne permet pas au Distributeur de répartir précisément leurs charges selon l'usage (éclairage de photosynthèse, ventilation, gestion de l'humidité, chauffage d'appoint et autres usages). »<sup>7</sup>

Cela dit, le plan prévoit que près de 90% de la croissance du secteur serricole sera attribuable à la culture de cannabis.<sup>8</sup>

Considérant que la clientèle actuelle fait appel à cette option, la FCEI juge cette hypothèse indûment conservatrice. Elle considère que l'incapacité du Distributeur à identifier précisément les charges selon l'usage ou l'incertitude sur les types et modes de culture ne devrait pas l'empêcher de formuler une hypothèse sur l'effacement de la consommation de ce secteur. La culture maraîchère en serre est présente au Québec depuis plusieurs décennies en quantité significative. Des hypothèses réalistes pourraient être formulées sur la base de l'expérience passée d'effacement. Le Distributeur dispose des données historiques permettant de formuler de telles hypothèses.

Le Distributeur indique également que des serres de culture de cannabis sont en opération au Québec depuis quelques années. L'expérience relative à ces serres et à d'autres à l'extérieur du Québec, qu'elles soient en bâtiment fermé ou en serre traditionnelle, devrait aussi être exploitée pour raffiner les hypothèses du Plan.

À moins d'une démonstration à l'effet que l'absence totale d'effacement de cette nouvelle consommation est une hypothèse réaliste, **la FCEI estime que le besoin de puissance qui y est associé devrait être considéré qualitativement comme conservateur et que l'appréciation générale du plan devrait en tenir compte.**

De plus, l'introduction récente d'une offre tarifaire élargie visant l'électricité additionnelle pour la photosynthèse et le chauffage est susceptible d'orienter le développement futur du marché serricole vers une pratique de culture avec effacement en pointe. Les serres existantes pourraient également être affectées. L'impact de ce changement tarifaire devrait être analysé et pris en compte dans l'appréciation du plan d'approvisionnement.

---

<sup>7</sup> B-0045, p. 25, question 5.1

<sup>8</sup> B-0024, p. 20, tableau R-7.4

### 2.3. Délestage de la consommation de la cryptographie

Le 29 avril 2019, la Régie rendait la décision D-2019-054 qui prévoyait que le service de l'ensemble des clients à usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs du Distributeur et des réseaux municipaux serait non ferme.

Le 9 juillet 2019, la Régie rendait la décision D-2019-078 qui révoquait certains aspects de la décision D-2019-054, dont ceux touchant au caractère non ferme du service.

Le 6 novembre 2019, le Distributeur déposait le Plan. Le bilan en puissance prévoyait un effacement complet de la demande relative aux chaînes de blocs.<sup>9</sup>

Le 21 février 2020, le Distributeur dépose les réponses à la demande de renseignement n° 1 de la Régie, lesquelles contiennent, à la réponse 7.3, un plan d'approvisionnement révisé reflétant le résultat de l'appel de proposition A/O-2019-01 et ne prévoyant aucun effacement pour les clients actuels du Distributeur et les clients des réseaux municipaux.<sup>10</sup>

Le Distributeur justifie comme suit l'absence d'effacement pour ces deux catégories de clients :

« Les conditions d'effacement des clients existants et des clients des réseaux municipaux n'ayant pas encore été approuvées, les MW qui y sont associés ont été considérés en service ferme et donc, présents en pointe. En ce qui concerne les clients des réseaux municipaux, le Distributeur rappelle que, même si plusieurs ont convenu avec les réseaux municipaux de conditions d'effacement, le Distributeur n'a pour le moment aucun contrôle sur ces périodes d'effacement. En l'absence d'un tel contrôle, aucun effacement n'a été inscrit au bilan de puissance du Distributeur. »<sup>11</sup>

Pour ce qui est des clients ayant répondu à l'appel de proposition A/P 2019-01, ils devront effacer au moins 95% de leur consommation à la demande du Distributeur en vertu des conditions de service approuvées par la décision D-2019-129.<sup>12</sup>

La FCEI comprend que bien que le Distributeur ait formulé la réponse 7.3 à la suite de la question de la Régie, il n'a pas modifié son approche et propose toujours de considérer un effacement à 95% de la consommation pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc indépendamment du statut actuel des clients.

Quoi qu'il en soit, la FCEI est en désaccord avec la position exprimée en réponse à la question 7.3. Elle estime plutôt qu'un effacement complet ou quasi complet de la clientèle existante du Distributeur et de celle des réseaux municipaux devrait être retenu pour les fins du Plan.

---

<sup>9</sup> B-0009, p. 18, tableau 3.2

<sup>10</sup> B-0024, p. 19 tableau R-7.3

<sup>11</sup> B-0024, p. 18, réponse 7.3

<sup>12</sup> R-4045-2018, B-0171

Tout d'abord, la réponse 7.3 présume le statu quo quant à la décision finale sur les tarifs et conditions de services pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc à intervenir en phase 3 du dossier R-4045-2018. De manière pratique, l'utilisation de cette hypothèse est préoccupante en ce qu'elle pourrait amener le Distributeur à engager des moyens en puissance de long terme qu'il n'aurait pas engagé autrement, ce qui irait à l'encontre de l'objectif même de la demande ayant mené au dossier R-4045-2018.

De plus, la FCEI estime que même si la Régie devait maintenir les tarifs et conditions de services pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc, une offre d'effacement satisfaisante à la fois pour le Distributeur et ces clients pourrait être mise en place.

À titre d'exemple, les résultats financiers du dernier trimestre de 2019 de Bitfarms montrent des revenus de minage de 9,7 M\$.<sup>13</sup> Sur la base d'une puissance moyenne de 50 MW<sup>14</sup> et d'un coefficient d'utilisation de 100%, cela correspond à un revenu inférieur à 7¢ par kWh consommé. En tenant compte de la réduction de la consommation d'énergie due à l'effacement, on trouve une perte de revenu net d'environ 5¢ et 6¢ selon que le client bénéficie ou non du tarif de développement économique. Considérant que l'option d'électricité interruptible offre des crédits de 20¢ et plus par kWh effacé, les clients à usage cryptographique ont un intérêt économique évident à adhérer à l'option.

Pour ce qui est des clients des réseaux municipaux, il y a un intérêt économique évident à desservir cette clientèle sous un régime interruptible puisque cela leur permet de générer des revenus de puissance sans avoir à encourir les coûts de puissance correspondant au tarif LG.<sup>15</sup>

Présentement, la majorité de l'usage cryptographique en opération dans les réseaux municipaux est soumise à un effacement important à la pointe. Cet effacement est de 95% à Sherbrooke, Baie-Comeau et à la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville.<sup>16</sup> Selon la compréhension de la FCEI, seule une puissance de 10 MW à Magog présentement en opération est ferme. Pour le reste des 210 MW d'ententes signées dans les réseaux municipaux, l'effacement prévu est également très important.<sup>17</sup>

Le Distributeur invoque le fait qu'il ne contrôle pas l'effacement de la consommation dans les réseaux municipaux pour ne pas en tenir compte dans le bilan présenté à la réponse 7.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie. Le FCEI ne croit pas que l'absence de contrôle par le Distributeur justifie de ne pas tenir compte de cet effacement.

---

<sup>13</sup> <https://www.bitfarms.com/app/uploads/2020/04/Bitfarms-Q4-2019-MDA.pdf>, p. 10

<sup>14</sup> La puissance utilisée par Bitfarms est passée de 41 MW à la fin du troisième trimestre 2019 à 55 MW au 27 novembre 2019 à 53 MW au 31 décembre 2019.

<sup>15</sup> R-4045-2018, A-0077, pp. 37 et 38;

<sup>16</sup> R-4045-2018, C-AREQ-0006.

<sup>17</sup> Idem. L'effacement moyen sur l'ensemble des ententes signées dans les réseaux municipaux est 89%. Ce pourcentage porte cependant sur un ensemble d'ententes plus large que les 210 MW identifiés la décision D-2019-052.



En effet, les données de consommation, lors des 30 journées de plus forte demande de l'hiver 2019-2020, montrent une synchronisation importante des pointes des réseaux municipaux et du Distributeur.

Par exemple, lors des trois heures de plus forte demande du Distributeur à l'hiver 2019-2020, la consommation horaire moyenne des quatre réseaux municipaux présentant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc correspondait à 98,8 % de la demande de puissance maximale combinée de ces réseaux. Lors des trente heures de plus forte demande du Distributeur, cette moyenne était de 96,6% alors qu'elle est de 97,6 % pour le Distributeur.

**Tableau 3 :**

**Synchronicité des pointes de demande du Distributeur et des réseaux municipaux**

MW (%)	Distributeur	Magog	Sherbrooke	Rouville	Baie-Comeau	Total réseaux municipaux
Demande maximale 2019-2020	35 941	72,0	476,8	52,7	54,9	656,4
Demande moyenne - 3 heures de plus forte demande du Distributeur (% de la demande maximale)	35 800 (99,6%)	71,6 (99,4)	474,8 (99,6)	52,3 (99,2)	49,7 (90,5)	648,3 <b>(98,8)</b>
Demande moyenne - 30 heures de plus forte demande du Distributeur (% de la demande maximale)	35 076 <b>(97,6)</b>	69,8 (96,9)	463,3 (97,2)	49,8 (94,5)	51,5 (93,9)	634,4 <b>(96,6)</b>

Source : A-0045, p. 34, réponse 7.5.1

Si l'on accepte que les réseaux municipaux interrompent l'usage cryptographique lors de leurs pointes de demande, cette synchronisation suggère très fortement qu'ils interrompent la demande de cette catégorie de clients sensiblement aux mêmes heures où le Distributeur l'aurait lui-même interrompue.

De plus, les données soumises par l'AREQ dans le cadre du dossier R-4045-2018 démontrent que cinq réseaux municipaux n'auraient tout simplement pas eu la *puissance disponible autorisée* pour desservir les clients signés pour l'usage cryptographique à la pointe hivernale de 2018.<sup>18</sup> A fortiori, ces réseaux, et potentiellement ceux de Sherbrooke et de Jonquière également, ne seraient pas en mesure de répondre à la pointe historique sans l'interruption de l'usage cryptographique.

**Tableau 4 :**

**Écart entre la pointe de demande sans effacement et la puissance autorisée**

MW	Baie-Comeau	Coaticook	CSJBR	Joliette	Magog
Pointe maximale appelée à l'hiver 2018	44,99	23,85	54,67	73,87	74,81
Puissance réservée crypto	15	12	12,2	34,5	22
Pointe totale sans interruption de l'usage crypto	59,99	35,85	66,87	108,37	96,81
Puissance disponible autorisée	55,0	35,0	60,5	85,0	85,0
Dépassement de la puissance disponible autorisée	+ 5	+ 0,9	+ 6,4	+ 23,4	+ 11,8

Source : R-4045-2018, C-AREQ-0006

Finalement, le résultat de l'A/P-2019-01 réalisé à l'automne 2019 et l'évolution récente des circonstances de marché soulèvent un doute significatif quant à la matérialisation même de la totalité des 210 MW d'ententes signées dans les réseaux municipaux et des 158 MW signés avec le Distributeur. En effet, seuls 60 MW des 300 MW disponibles ont trouvé preneur lors de l'appel d'offres. De plus, l'évolution récente du marché porte à croire que le minage de bitcoin est sensiblement moins profitable au moment d'écrire ces lignes qu'il ne l'était à l'automne 2019. La récompense offerte pour la résolution d'un bloc de la chaîne bitcoin est passée de 12,5 BTC à 6,25 BTC à la suite du « halving » du 11 mai 2020. Toutes choses étant égales par ailleurs, cela signifie que le minage de bitcoin génère deux fois moins de revenus.

<sup>18</sup> R-4045-2018, C-AREQ-0006

Cette baisse aurait pu être compensée par une augmentation du prix du bitcoin et/ou une baisse du niveau de concurrence. Or, à ce jour, la hausse du prix du bitcoin a été insuffisante pour compenser l'effet du « halving » et presque entièrement compensée par un niveau de concurrence qui a augmenté malgré la baisse de la récompense. En date du présent mémoire, la FCEI évalue qu'à technologie égale, le minage de cryptomonnaie génère environ 40% à 50% moins de revenus qu'au quatrième trimestre 2019 alors que les coûts énergétiques, au Québec, sont demeurés les mêmes.

Considérant ce qui précède la FCEI estime raisonnable de retenir la prévision du Distributeur quant au besoin pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, mais d'en postuler un effacement à 90%.

### **3. Nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance**

Le Distributeur introduit trois nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance, soit Hilo, une bonification de l'option d'électricité interruptible et une modification de l'admissibilité à la GDP Affaires.

#### **3.1. Hilo**

Le Distributeur a conclu une entente avec Hilo visant la réduction de la demande de puissance de la clientèle dans les périodes de fine pointe du Distributeur par la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges (Entente). Les premières mesures envisagées visent le chauffage résidentiel qui devrait être suivi du contrôle des chauffe-eau résidentiels répondant aux normes anti-légionelle de la santé publique.

Le contrat de service de gestion de la demande de puissance conclu entre Hilo et le Distributeur est d'une durée de 10 ans et prévoit des cibles de réduction de puissance croissantes et atteignant 621 MW à l'hiver 2028-2029.<sup>19</sup> La réduction de puissance doit être disponible jusqu'à concurrence de 120 heures par hiver.

Selon les termes de cette entente, le Distributeur s'engage à acquérir la totalité de la réduction de puissance qui sera offerte par Hilo jusqu'à concurrence de ce profil. La quantité de réduction de puissance réellement disponible sera confirmée annuellement par Hilo préalablement à la période d'hiver.

La Régie, la FCEI et d'autres intervenants ont questionné le Distributeur quant à la conformité de cette entente avec les termes de la Loi sur la Régie de l'énergie en lien avec le fait qu'elle ait été conclue sans processus d'appel d'offres. Cette question d'ordre légal sera sans doute l'objet de débats dans le cadre de l'audience à venir.

---

<sup>19</sup> B-0042, p. 61 de 82, article 7.1 du contrat de service du 21 août 2019.

Toutefois, au-delà des considérations légales, la FCEI doute de l'intérêt économique de cette entente pour le Distributeur et sa clientèle. D'une part, elle estime que le bilan en puissance actuel et l'incertitude qui l'entoure n'appellent pas à la conclusion de ce type d'entente. Cet aspect est abordé à la section 6. D'autre part, la FCEI se questionne sur le prix payé pour le service à être rendu par Hilo qui est sensiblement plus élevé que les coûts de mise en place des mesures de réductions de puissance tels qu'évalués par l'étude de potentiel technico-économique.

### 3.1.1. Rémunération du service

L'Entente prévoit une rémunération à deux volets, indexée de 2% par année, qui est fonction de la réduction de puissance offerte et du nombre de clients de Hilo.<sup>20</sup> La rémunération s'applique que la réduction de puissance soit appelée ou non.

Selon les termes employés par le Distributeur, le prix annuel de la puissance prévu à l'Entente est représentatif des coûts évités de long terme.<sup>21</sup> Sur la base des informations fournies par le Distributeur<sup>22</sup>, la FCEI calcule un coût évité de long terme de [REDACTED] pour les interventions en puissance de Hilo, incluant la fourniture, le transport et la distribution. Le prix annuel par MW de puissance effaçable effectivement payé par le Distributeur est de [REDACTED].<sup>23</sup>

Quant à la rémunération par client, elle est fixée initialement à [REDACTED]. La FCEI note que le contrat de service ne prévoit pas de critère pour définir ce qu'est un client de Hilo. La FCEI comprend également que ce statut est indépendant de la réduction de puissance offerte par un tel client. Le Distributeur pourrait donc être amené à payer pour une clientèle de Hilo qui ne contribue que très peu, voire pas du tout à la réduction du besoin en puissance.

Selon le type de clientèle, les interventions que Hilo entend mettre de l'avant dans le marché résidentiel amènent des réductions de puissance unitaire moyenne allant de 1 kW à 1,9 kW, selon l'analyse de potentiel technico-économique. Le coût unitaire moyen pour le distributeur pourrait donc aller de [REDACTED].<sup>24</sup>

[REDACTED]

<sup>20</sup> B-0042, pp. 64 et 65 de 82, articles 10.1 et 10.2 du contrat de service du 21 août 2019.

<sup>21</sup> B-0024, p. 48

<sup>22</sup> B-0060, p. 3

<sup>23</sup> B-0058, p. 12 de 24, articles 10.1 du contrat de service du 21 août 2019.

<sup>24</sup> L'impact de la rémunération par client sur le coût unitaire par kW est influencé grandement par le gain unitaire en kW de chaque client. Par exemple, une réduction de puissance de 0, 25kW impliquerait un coût de [REDACTED].

<sup>25</sup> B-0033, pp. 259 et 260, Gestion des températures de consigne des résidences.

<sup>26</sup> Calcul de la FCEI à partir des données de la pièce B-0052.

[REDACTED]

[REDACTED]

En utilisant une approche similaire, mais en substituant le coût évité de fourniture calculé par Technosim pour le chauffage résidentiel (lequel tient compte du profil de coût évité sur la durée de vie de la mesure plutôt que du seul coût évité de long terme) au coût évité de fourniture de long terme, le coût évité combiné est de [REDACTED] par kW selon les calculs de la FCEI. La FCEI considère ce coût comme une borne supérieure au coût évité réel pour deux raisons.

D'une part, la FCEI comprend que ce coût évité de fourniture a été évalué par Technosim sans contrainte sur le nombre d'heures appelables contrairement à ce que prévoit l'entente qui limite le recours au service à 120 heures par hiver. Si cette contrainte avait été appliquée, le coût évité aurait été plus faible ou égal puisque l'outil aurait été moins efficace. D'autre part, cette évaluation suppose que les coûts évités de long terme s'appliquent à partir de 2023-2024. Tout report de l'application des coûts évités de long terme aurait pour effet de réduire davantage les coûts évités combinés. Or, tel que discuté à la section 6, la FCEI estime que les coûts évités de long terme ne seront pas applicables avant 2024-2025 dans le meilleur des cas, et potentiellement pas avant 2027-2028, voire au-delà. Ainsi, le véritable coût évité des mesures envisagées par Hilo est, selon toute vraisemblance, significativement plus faible que [REDACTED]/kW.

[REDACTED]

Le Distributeur soulève divers éléments pouvant expliquer un écart entre le prix prévu à l'Entente et le coût unitaire évalué par la firme Technosim. Il mentionne notamment les coûts liés à la commercialisation et à la gestion du programme, à la mise en place de l'infrastructure de gestion du parc d'équipement et au maintien d'une réserve de clients.

« Cela étant, les coûts des mesures présentées au PTE comprennent essentiellement ceux des équipements, de leur installation et, le cas échéant, de leur entretien. Ils n'incluent aucun coût lié à la commercialisation d'un programme, à sa gestion ou encore à la mise en place de l'infrastructure de gestion du parc d'équipements chez le Distributeur ou l'agrégateur.

---

<sup>27</sup> Les clients testeurs qui choisissent de demeurer avec Hilo doivent acheter les équipements installés à leur domicile, mais sont éligibles à un rabais maximal de 500\$ s'ils installent 12 thermostats et rencontrent certaines conditions.

Par ailleurs, Hilo offre au Distributeur une gestion plus fine de l'effacement que ne le ferait un programme comme la GDP Affaires ou la tarification dynamique, par exemple. Notamment, Hilo doit assurer une période de préchauffage préalable à la période d'effacement, puis une reprise graduelle afin d'éviter un déplacement de la pointe. De plus, l'importance de l'effacement offert par Hilo est garantie, par contrat. Pour toutes ces raisons, il est probable qu'Hilo doive s'assurer de disposer d'une réserve de clients suffisamment importante pour être en mesure de respecter ses obligations contractuelles face au Distributeur, ce qui exerce inévitablement une pression à la hausse sur le coût du service. »<sup>28</sup>

Le Distributeur confirme cependant ne pas connaître l'ampleur de ces coûts.

« Le Distributeur ne dispose pas de l'information relative aux coûts de programme, de gestion et de commercialisation propres à Hilo. »<sup>29</sup>

De manière plus générale, le Distributeur estime que le coût de l'Entente est justifié par l'ensemble des bénéfices pécuniaires et non pécuniaires qu'il en retirera.

« Le Distributeur croit important de souligner que la rémunération d'Hilo n'est pas dérivée du coût évité. Le coût évité fait partie des éléments permettant de juger du caractère raisonnable du coût de la mesure par rapport aux bénéfices qu'en tire le Distributeur. Or, sa conclusion est à l'effet que l'ensemble de ces bénéfices, pécuniaires et non pécuniaires, se compare avantageusement au coût. »<sup>30</sup>

À titre de bénéfices non pécuniaires, le Distributeur semble évoquer l'amélioration de la satisfaction de sa clientèle et l'élargissement potentiel de la gamme de services offerts par Hilo.

« Le déploiement d'une gamme de services centrés sur la maison intelligente fait partie des actions prioritaires par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2020-2024 pour accroître son offre auprès de sa clientèle et augmenter sa satisfaction. Hydro-Québec considère le service offert par Hilo comme une activité structurante dans son offre de services en permettant aux clients participants de contribuer de façon concrète à la transition énergétique en ayant accès à divers services de domotique leur permettant de participer à l'effort collectif de réduction de la consommation énergétique. Ce service permet en outre de répondre à la demande des clients qui souhaitent qu'Hydro-Québec aille plus loin dans son offre et les accompagne dans l'introduction des nouvelles technologies et dans la gestion de leur consommation énergétique, et ce, en maintenant de hauts standards en matière de confidentialité des données personnelles.

Pour le Distributeur, dont les besoins en puissance à approvisionner sont en croissance, Hilo donne accès à un nouveau moyen d'approvisionnement flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins, auprès d'un bassin de clients non encore exploité par les moyens actuellement disponibles.

---

<sup>28</sup> B-0045, p.13 réponse 2.13

<sup>29</sup> B-0050, p. 27

<sup>30</sup> B-0042, p. 10

[...]

Le déploiement de cette infrastructure technologique pérenne en aval du compteur par Hilo permettra d'élargir graduellement la gamme de services selon les besoins du réseau d'Hydro-Québec. Cette infrastructure permettra en outre d'accueillir davantage de ressources énergétiques distribuées auprès de sa clientèle sans mettre à risque le réseau et la fiabilité du service d'Hydro-Québec, le tout, dans le respect de hauts standards de sécurité. »<sup>31</sup>

La FCEI identifie trois bénéfices allégués dans ce passage :

- Offrir aux clients plus d'accompagnement pour participer à l'effort de réduction de consommation énergétique.
- Procurer un moyen « parfaitement adapté » à ses besoins.
- Ouvrir la porte à la mise en place de ressources énergétiques distribuées.

Concernant le premier bénéfice, le Distributeur ne présente aucune démonstration de la demande d'accompagnement qu'il évoque, pas plus qu'il ne démontre que l'approche Hilo présente le meilleur rapport coût-bénéfice pour fournir un tel accompagnement ou qu'Hilo soit la meilleure option pour mettre de l'avant cette approche.

Pour ce qui est du deuxième bénéfice, la FCEI note que le taux de réserve appliqué à la réduction de puissance offerte par Hilo est essentiellement la même que celle retenue pour la tarification dynamique. Ainsi, le fait que ce moyen soit « parfaitement adapté » aux besoins du Distributeur ne se concrétise pas en un bénéfice plus grand pour un kW de réduction de puissance.

Sur ce point, il serait utile que le Distributeur élabore davantage lorsqu'il affirme que le service rendu par Hilo a une plus grande valeur que celui rendu par la tarification dynamique compte tenu des taux de réserve semblables des deux moyens.

« Toutefois, Hilo présente l'avantage important sur la tarification dynamique d'offrir un contrôle direct de l'effacement des clients, plutôt que de reposer sur le degré de réponse de la clientèle au signal de prix. En outre, Hilo offre un meilleur contrôle à la fois des périodes de préchauffage et de reprise, ce qui permet de réduire le risque d'un déplacement de la pointe. En conséquence, l'effacement en pointe procuré par Hilo possède une plus grande valeur pour le Distributeur que celui découlant de la tarification dynamique. »<sup>32</sup>

Finalement, la valeur de la mise en place de ressources distribuées dans le contexte québécois demeure sujette à débat considérant l'inadéquation entre le profil de production du solaire photovoltaïque et le profil des besoins en puissance du Distributeur. Le taux de pénétration de l'autoproduction solaire demeure très faible au Québec malgré une tarification indûment favorable à ce type de production.

---

<sup>31</sup> B-0024, p. 48, réponse 10.19

<sup>32</sup> B-0050, p. 26

### 3.1.2. Durée de l'Entente et cibles de réduction de puissance

L'Entente couvre la période 2019-2028. Elle exige qu'Hilo prenne les moyens pour atteindre des cibles annuelles de réduction de puissance croissantes sur la période et qui atteignent plus de 620 MW en 2028.

Selon l'Entente, le Distributeur a l'obligation d'acquérir toute la réduction de puissance rendue disponible par Hilo jusqu'à concurrence des cibles.<sup>33</sup> De ce fait, elle est plus contraignante et plus risquée que les autres moyens à la disposition du Distributeur, pour lesquels il est en mesure de moduler la participation ou l'utilisation, et donc les coûts d'approvisionnement, en fonction de ses besoins.

De son côté, Hilo s'engage annuellement à un niveau de réduction en fonction des moyens qu'il sera parvenu à mettre en place, mais ne prend aucun engagement à long terme, ce qui crée une incertitude pour le Distributeur.

### 3.1.3. Modalités d'appel

L'article 7.4 du contrat de service – gestion de la demande de puissance stipule que Hilo doit répondre aux Avis de GDP du Distributeur et du Transporteur jusqu'à concurrence de 120 heures par hiver.<sup>34</sup> Il en résulte que le Distributeur se voit contraint d'appeler en bloc tous les moyens mis en place par Hilo par opposition à une situation où il pourrait appeler chaque client de Hilo pour 120 heures, mais avec la possibilité d'appeler chacun des clients selon des plages horaires différentes. En comparaison, le Distributeur peut choisir de n'appeler que partiellement ses autres moyens tels la GDP Affaires ou l'option d'électricité interruptible. On peut d'ailleurs constater qu'il a recours aux interruptions partielles dans le cas de l'option d'électricité interruptible.

L'obligation d'interrompre en bloc devient de plus en plus contraignante au fur et à mesure que la contribution de Hilo au besoin en puissance augmente.

Cette contrainte réduit la valeur du service rendu par Hilo comparativement à une situation où le Distributeur contrôlerait lui-même les avis.

Selon la FCEI, les modalités d'appel du service offert par Hilo sont inutilement contraignantes du point de vue du Distributeur. S'il contrôlait lui-même ce moyen, le Distributeur pourrait choisir de n'appeler qu'une portion de la puissance certaines journées, préservant ainsi de la capacité d'interruption ou même de faire des appels localisés géographiquement.

---

<sup>33</sup> B-0045, p. 15, réponse 2.16

<sup>34</sup> B-0042, pp. 63 de 82, article 7.4 du contrat de service du 21 août 2019.



#### 3.1.4. Appel par le Transporteur

L'entente prévoit que le Transporteur peut émettre un Avis de GDP en situation d'urgence. Il n'encourt toutefois aucuns frais pour ce faire et prive le Distributeur d'une portion du service prévu par l'entente. La FCEI estime que le Transporteur devrait compenser le Distributeur pour l'utilisation d'un tel service, même en situation d'urgence. Cette compensation devrait être proportionnelle à la valeur du service au moment de la situation d'urgence.

#### 3.1.5. Autres revenus potentiels

Le Distributeur confirme que Hilo, à partir des outils de gestion de la demande qu'il mettra en place, pourra commercialiser d'autres services que ceux prévus par l'entente. Dans un processus compétitif, ces autres revenus pourraient permettre à des partenaires alternatifs de revoir à la baisse le prix demandé pour le service requis par le Distributeur.

#### 3.1.6. Appréciation globale

**Globalement, le Distributeur n'a pas démontré que les bénéfices pécuniaires et non pécuniaires du service offert par Hilo justifient le prix demandé non plus que l'offre d'Hilo est compétitive par rapport à ce que pourrait offrir un autre fournisseur non réglementé.**

**De plus, l'Entente avec Hilo est moins flexible que les autres moyens disponibles au Distributeur.**

#### 3.2. GDP Affaires

Le Distributeur prévoit l'ouverture de la GDP Affaires aux abonnements du tarif L de moins de 50 MW pour une contribution additionnelle de 80 MW à l'effacement de la GDP Affaires.<sup>35</sup> En appliquant un taux de réserve de 17%, l'effet est réduit à 66,4 MW.

Le Distributeur indique cependant qu'il y a déjà 50 MW de puissance interruptible à l'OÉI pour des abonnements de moins de 50 MW au tarif L.<sup>36</sup> Considérant qu'il maintient la contribution de base de l'OÉI à 1000 MW tout au long du plan, la FCEI tient pour acquis que le Distributeur n'inclut pas la migration de ce 50 MW dans la contribution additionnelle de 80 MW. Cependant, puisque la GDP Affaires offre une compensation supérieure à l'OÉI, la FCEI considère que les 50 MW de puissance interruptible à l'OÉI liés à des abonnements de moins de 50 MW y migreraient s'ils devenaient admissibles.

Ainsi, la modification mise de l'avant par le Distributeur entraînerait un coût de 70\$ par kW pour 80 MW, pour une contribution effective de 66,4 MW. Elle entraînerait également un coût additionnel sur 50 MW de migration de l'OÉI à la GDP Affaires sans contribution en puissance.

---

<sup>35</sup> B-0045, p., 37, tableau R-8.2

<sup>36</sup> B-0045, p., 21, tableau R-4.3

Sur la base de ces hypothèses, la FCEI évalue le coût net par MW découlant de cette initiative à 102\$/kW<sup>37</sup>, [REDACTED]

[REDACTED] Par ailleurs, le coût évité est semblable à celui applicable aux initiatives de Hilo considérant que les taux de réserve applicables aux deux ressources sont similaires.

Ce moyen présente une flexibilité élevée en ce qu'il peut être déployé dans un délai relativement court comparativement à Hilo et est plus facilement réversible.

**Cela dit, avant de procéder aux ajustements, la FCEI estime que le Distributeur devrait faire la démonstration qu'il ne peut obtenir le même résultat à moindre coût par des ajustements à l'OIE.**

### 3.3. OÉI

Le Distributeur prévoit un apport additionnel de l'OÉI au bilan en puissance de 100 MW dès 2022-2023 et atteignant 340 MW en 2028-2029. Cet apport serait obtenu par des ajustements qui restent à définir.<sup>38</sup> La FCEI estime que l'absence de spécificité sur ce nouvel apport prive la Régie de l'information nécessaire pour apprécier adéquatement le plan, car elle n'est pas en mesure de juger de la compétitivité économique de cette nouvelle ressource.

**La FCEI soumet que si le Distributeur devait déposer une demande d'approbation pour un nouvel appel d'offres d'ici la prochaine demande d'approbation du plan d'approvisionnement, celle-ci devrait s'accompagner d'une présentation détaillée des ajustements envisagés à l'OÉI, de leurs effets prévus et de leurs coûts.**

**Par ailleurs, si le Distributeur souhaite recourir à ce moyen au prochain plan d'approvisionnement, il devrait quantifier les modifications précises requises à l'option pour obtenir la participation souhaitée.**

## 4. Rappels d'énergie différée

Les conventions d'énergie différée sont un moyen d'approvisionnement flexible que le Distributeur peut utiliser au moment le plus opportun sous réserve d'épuiser le solde des comptes d'énergie différée avant la fin des contrats de base et cyclables. Les rappels d'énergie différée contribuent à équilibrer les bilans en énergie et en puissance.

À une question de l'AHQ-ARQ, le Distributeur répond qu'il « *établit les rappels d'énergie différée de façon à répondre d'abord aux besoins en énergie tout en tenant compte des contraintes inhérentes aux conventions d'énergie différée, notamment l'obligation d'écouler le solde du compte d'énergie différée à la fin des conventions.* »

---

<sup>37</sup> Sur la base de 70\$/kW pour 80 MW rémunérés et de 2,6 M\$ de coût lié à la migration de l'OÉI à la GDP Affaires. Il est à noter que si l'on fait plutôt l'hypothèse que les 50 MW déjà présents dans le cadre de l'OIE sont inclus dans le 80 MW, le coût passe à 156\$/kW.

<sup>38</sup> B-0045, p. 21, réponse 4.4

*Il ajoute que « [d]e façon générale, et toujours dans le cadre de la planification au-delà de l'année courante, le Distributeur prévoit d'abord utiliser les approvisionnements dont il dispose avant de prévoir l'acquisition de nouveaux approvisionnements, même de court terme. C'est le cas pour l'utilisation des rappels d'énergie différée, mais aussi pour tous les approvisionnements du Distributeur qui comportent une certaine flexibilité, comme le contrat cyclable et les contrats de puissance avec le Producteur. »*

La FCEI est en désaccord avec cette manière de procéder. Elle estime que cette approche résulte en des rappels trop hâtifs qui en dilapident inutilement l'apport en puissance et engendrent des coûts et des risques inutiles pour la clientèle.

En termes d'énergie, il n'y a pas d'avantage économique clair à procéder à des rappels d'énergie hâtifs. D'une part, l'écart entre le prix en énergie des rappels et celui du coût évité en énergie est à toutes fins utiles stable dans le temps puisque le coût évité en énergie tout comme le coût de l'énergie rappelée sont eux-mêmes stables jusqu'en 2027, exception faite de potentiels écarts d'inflation. D'autre part, les achats sur les marchés de court terme étant croissants entre 2021 et 2027, des rappels plus tardifs sont moins susceptibles d'engendrer de l'électricité patrimoniale inutilisée.

Par contre, en termes de puissance, il y a un avantage certain à retarder les rappels d'énergie différés puisque la puissance associée aux rappels n'est pas requise pour équilibrer le bilan dans les premières années du plan alors qu'utilisée plus tardivement, elle permet de retarder un éventuel appel d'offres de long terme en puissance. Cet avantage est considérable. D'une part, la puissance provenant des conventions est plus chère que le coût évité en puissance jusqu'à l'hiver 2024-2025, mais moins chère que le coût évité à partir de l'hiver 2025-2026. Cela milite pour le report de l'utilisation des conventions au-delà de 2024-2025 dans la mesure du possible et les limites imposées par le solde des conventions. D'autre part, l'utilisation des conventions de manière plus tardive permet de retarder un éventuel appel d'offres en puissance, ce qui a une valeur d'autant plus grande que le contexte actuel amène beaucoup d'incertitude quant aux besoins en puissance futurs.

**En somme, la FCEI juge que, dans le contexte du plan d'approvisionnement 2020-2029, les rappels d'énergie devraient être utilisés en priorité pour équilibrer le bilan en puissance et retarder le plus possible un éventuel appel d'offres en puissance de long terme.**

Le profil de rappels retenu par la FCEI à la section 6 reflète ces constats.

Par ailleurs, considérant que les choix de rappels d'énergie faits aujourd'hui par le Distributeur auront un impact direct sur le coût de service en 2025 et au-delà, et que les rappels d'énergie ne sont pas requis pour équilibrer le bilan en puissance en 2020-2021 quel que soit le scénario envisagé, **la FCEI demande à la Régie de signifier au Distributeur dès maintenant qu'il ne serait ni judicieux ni prudent de procéder à des rappels d'énergie pour l'hiver 2020-2021.**

## 5. Contribution des marchés de court terme

Le Distributeur prévoit une contribution des marchés de court terme fixe de 1 100 MW sur tout l'horizon du plan. Deux éléments remettent cette évaluation en question selon la FCEI.

Le premier est le projet d'interconnexion de 1 200 MW entre le Québec et le Maine dont la mise en service est prévue dès 2022. Selon le Transporteur cette interconnexion pourrait rehausser le potentiel d'importation.<sup>39</sup> On peut donc également penser que cela augmenterait le potentiel de contribution des marchés de court terme. Qui plus est, puisqu'Hydro-Québec est en mesure de fournir les 1 090 MW prévus à ce contrat<sup>40</sup>, la FCEI voit mal pourquoi cette même puissance qui est disponible à l'exportation ne serait pas disponible dans le marché du Québec, si le projet devait ne pas se réaliser.

La FCEI note la réponse du Distributeur à l'effet qu'en l'absence d'autorisation du projet par la Régie il « *n'a pas entrepris de démarches quant à la possibilité de recourir à cette nouvelle interconnexion en mode importation ni d'évaluation visant à potentiellement bonifier les capacités disponibles en puissance et en énergie.* »<sup>41</sup> **La Régie ayant maintenant rendu la décision D-2020-083 dans ce dossier, la FCEI soumet que le Distributeur devrait formuler une demande au Transporteur dans les plus brefs délais.**

Le second élément est l'absence d'ajustement suivant l'expiration des contrats de base et cyclables avec HPQ, de même que des rappels d'énergie différée. En effet, la capacité du Producteur de livrer l'énergie et la puissance associée à ces contrats ne disparaît pas avec l'expiration des contrats. Elle n'est simplement plus engagée à long terme. Le même argument s'applique vraisemblablement aussi aux autres achats post-patrimoniaux de long terme qui viennent à échéance vers la fin du plan d'approvisionnement. La FCEI estime que la contribution des marchés de court terme en 2027-2028 et 2028-2029 devrait être rehaussée de plus de 1100 MW pour en tenir compte.

Ainsi, selon la FCEI, l'affirmation du Distributeur à l'effet que « *même si un déploiement alternatif des rappels d'énergie différée était planifié, les besoins en puissance devront être comblés par de nouveaux approvisionnements de long terme dans les prochaines années* » doit être nuancée.<sup>42</sup> Considérant les multiples impondérables du bilan en puissance, il est tout à fait envisageable qu'une utilisation différente des conventions permette de limiter la puissance recherchée par des appels d'offres de long terme.

---

<sup>39</sup> B-0041, p. 62, réponse 23.1

<sup>40</sup> <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1393/hydro-quebec-et-contrat-massachusetts/>

<sup>41</sup> idem

<sup>42</sup> idem

## 6. Bilan en puissance

Sur la base de ce qui précède, la FCEI soumet un bilan en puissance ajusté. Ce bilan tient compte des constats suivants :

- Il existe une incertitude considérable sur les besoins auxquels devra répondre le Distributeur dans les prochaines années qui appelle des moyens flexibles et est peu propice aux engagements de long terme.
- Il existe également une incertitude importante sur la contribution des marchés de court terme en lien avec la mise en place d'une nouvelle interconnexion.
- Le profil des coûts évités en énergie sur l'horizon des contrats de base et cyclable ne justifie pas de précipiter les rappels d'énergie différée.
- Le profil des besoins en puissance et l'objectif de retarder les engagements de long terme militent en faveur d'une utilisation tardive des rappels d'énergie différée.
- Le nouveau moyen Hilo mis de l'avant par le Distributeur est coûteux et contraignant.
- L'admission des clients du tarif L de moins de 50 MW à la GDP Affaires est moins coûteuse et plus flexible que Hilo.
- Les clients à usage cryptographique, le Distributeur et les distributeurs municipaux ont un intérêt économique commun à l'effacement de la pointe de demande de cet usage.

Tableau 5 :

### Bilan en puissance – FCEI

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>BESOINS</b>										
Besoins la pointe corrigés pour COVID-19	42,189	42,862	43,506	43,961	44,312	44,663	44,945	45,027	45,328	45,641
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>										
Approvisionnements planifiés	42,073	42,321	42,652	42,864	43,239	43,517	43,491	43,233	42,159	42,070
Électricité patrimoniale	37442	37442	37442	37442	37442	37442	37442	37442	37442	37442
Contrats avec HQP	1100	1100	1100	1150	1300	1500	1500	1500	500	500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	0	0
• Puissance rappelée	0	0	0	50	200	400	400	400	0	0
• Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1827	1925	1935	1954	1945	1967	1970	1926	1844	1746
• Éolien (1)	1467	1477	1486	1486	1486	1486	1489	1445	1405	1361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1454	1604	1925	2068	2302	2358	2329	2115	2123	2132
• Électricité interruptible	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	454	604	825	868	962	938	909	695	703	712
Programme GDP affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
Interruptions chaînes de bloc	165	257	414	414	414	376	334	111	111	111
Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
• Moyens additionnels potentiels	0	0	100	200	340	420	420	420	420	420
Bonification de l'électricité interruptible	0	0	100	200	340	340	340	340	340	340
Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	0	0	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>										
Contribution des marchés de court terme	116.3	541.5	854	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Approvisionnement de long terme				0	0	50	350	700	2100	2500

Les principales différences entre ce bilan et celui du Distributeur sont :

- une réduction de 250 MW est appliquée aux besoins jusqu'en 2023-2024. Cette réduction diminue par la suite par incréments de 50 MW par année pour atteindre zéro à l'hiver 2028-2029;
- un déplacement des rappels d'énergie différés vers la fin du plan;
- un effacement à 90% de la puissance appelée de l'usage cryptographique;
- un devancement de la bonification de l'option d'électricité interruptible;
- le report de l'admissibilité des clients;
- le retrait de Hilo du bilan en puissance.

La FCEI soumet que ce bilan est conservateur pour plusieurs raisons. Premièrement, l'ajustement appliqué au besoin en puissance lié à la COVID 19 sur l'horizon du plan est très modeste. Notamment, le choix d'appliquer un ajustement uniforme de 250 MW conduit inévitablement à une surestimation des besoins lors des premières années du plan. Il est ainsi peu probable que la bonification de l'OÉI doive être mise en place avant 2022-2023, voire 2023-2024.

Deuxièmement, il ne prévoit aucun effacement du secteur serricole en lien avec l'option d'électricité additionnelle pour photosynthèse.

Troisièmement, il ne tient pas compte de l'apport potentiel d'une nouvelle interconnexion sur la contribution des marchés de court terme ni de la disponibilité de quantité importante de puissance si cette interconnexion ne devait pas voir le jour.

De manière plus marginale, il suppose un effacement moindre de l'usage cryptographique que le bilan en puissance du Distributeur.

**Ainsi, sur la base du bilan en puissance présenté au tableau 5, la FCEI recommande à la Régie de ne pas adopter le plan d'approvisionnement tel que soumis par le Distributeur et, notamment, de ne pas reconnaître Hilo comme une ressource nécessaire à l'équilibre en puissance du plan.**

La FCEI soumet que, sur l'horizon du plan, l'entente avec Hilo n'est pas avantageuse pour la clientèle. [REDACTED] le moins flexible parmi les outils disponibles pour répondre aux besoins du plan, y compris d'éventuels appels d'offres de long terme. En plus de son coût supérieur au coût évité, cet outil n'est pas adapté à l'incertitude importante qui plane actuellement sur les besoins en puissance.

## **7. Sommaire des recommandations**

La FCEI soumet les recommandations suivantes.

- 1) Ordonner au Distributeur de démontrer qu'il ne peut obtenir le même résultat à moindre coût par des ajustements à l'OIE avant de modifier l'admissibilité à la GDP Affaires.
- 2) Ordonner au Distributeur d'accompagner toute demande d'approbation d'un nouvel appel d'offres d'une présentation détaillée des ajustements envisagés à l'OIE, de leurs effets prévus et de leurs coûts.
- 3) Ordonner au Distributeur d'utiliser les rappels d'énergie différée de manière à retarder le plus possible un éventuel appel d'offres en puissance de long terme sauf s'il y a un avantage économique démontré à procéder autrement.
- 4) Indiquer au Distributeur de manière prioritaire qu'il ne serait ni judicieux ni prudent de procéder à des rappels d'énergie différée pour l'hiver 2020-2021.
- 5) Ordonner au Distributeur de formuler une demande au Transporteur concernant la possibilité de recourir à la nouvelle interconnexion Québec Maine en mode importation et l'évaluation visant à potentiellement bonifier les capacités disponibles en puissance et en énergie.
- 6) Ne pas adopter le plan d'approvisionnement tel que soumis par le Distributeur.
- 7) Ne pas reconnaître Hilo comme une ressource nécessaire à l'équilibre en puissance du plan.