COMPLÉMENTS DE RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ AUX QUESTIONS 8.2, 9.1 ET 9.2 DE LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE BITFARMS

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR

Dossier R-4210-2022

[…]

Question 8

Référence :

(i) R-4210-2022, HQD-2, document 3, p. 14 de 78.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	**39 851**	**40 120**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
• Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
• Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
• Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
• Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	***492***	***501***	***516***	***542***	***562***	***627***	***629***	***629***	***629***	***629***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

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

Radio-Canada 8 h 54 | Mis à jour à 10 h 59 le 3 mars 2023 - Information publiée dans les médias à la suite du départ de David Saint-Germain, ex-vice-président aux technologies de la filiale d'Hydro-Québec Hilo : https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1960414/hilo-saint-gernmain-depart-economie-energie.

> En outre, les rabais offerts aux quelque 20 000 clients résidentiels et commerciaux d'Hilo qui réussissent à surmonter les défis d'économie d'énergie qui leur sont proposés ont un coût. Selon les calculs du quotidien *Le Devoir*, les gains réalisés grâce à Hilo l'hiver dernier ont coûté en moyenne 136 $ par kW. C'est environ deux fois plus que le programme de « gestion de la demande en puissance ».
>
> Hydro-Québec refuse toutefois de dévoiler les sommes investies dans sa filiale Hilo. L'organisation précise toutefois que l'objectif de déplacer 47 MW cette année est atteint et que celui de 2028-2029 de 621 MW (l'équivalent du barrage de la Romaine 2) demeure réalisable.

Questions :

[…]

8.2 Quel est le coût estimé en $/MW de l'outil de gestion de la demande offert par les clients en électricité interruptible en possibilité d'effacement de puissance pour Hydro-Québec Distribution? Quelle perte de revenu, sous forme de rabais tarifaire, Hydro-Québec Distribution doit-elle verser aux clients de la catégorie interruptible ici présentée pour bénéficier de l'outil de 877 MW en 2022-2023?

~~**Réponse :**~~

~~**Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie a encadré la participation des intervenants reconnus en lien avec son examen des divers sujets d'intervention proposés. Or, la question vise un sujet, soit les moyens de gestion de la demande de puissance non liés à l'attribution du solde du bloc dédié, qui ne figure pas dans le cadre reconnu par la Régie pour l'intervention de l'intervenant à la présente phase du dossier, lequel est présenté au tableau 2 apparaissant à la section 8 de cette décision procédurale.**~~

Réponse révisée :

Pour l'hiver 2022-2023, le Distributeur a versé aux clients inscrits à l'Option d'électricité interruptible (« OEI ») des crédits totaux de 11,6 M$, soit environ 16,28 $ par kW effectifs.

<u>Question 9</u>

Référence :

(i) R-4210-2022, HQD-2, document 3, p. 19 de 48.
(ii) R-4210-2022, HQD-2, document 3, p. 21 de 48.

Préambule :

(i)

Secteurs émergents

> **Hydrogène et biocarburants :** L'hydrogène et les biocarburants sont considérés comme des moyens facilitant la décarbonation de plusieurs secteurs de l'économie, notamment les procédés industriels et le transport lourd qui utilisent principalement les énergies fossiles. L'hydrogène produit au Québec serait considéré « vert », car il est synthétisé à partir de sources d'énergie renouvelable. Le Distributeur anticipe une croissance de la demande liée à ce sous-secteur allant de 0 TWh en 2022 à 2,3 TWh en 2032.

> **Filière des batteries :** Le gouvernement du Québec a élaboré une stratégie de développement de la chaîne de valeurs de la filière des batteries. Cette stratégie couvre l'extraction et la transformation des minerais, la fabrication de véhicules commerciaux électriques et le recyclage des batteries en fin de vie. Tout cela a pour but de « produire la batterie la plus propre d'Amérique du Nord »[3]. Les ventes associées à cette filière sont estimées à 1,6 TWh en 2032.

Secteurs émergents

> **Centres de données :** Le positionnement de la prévision de ce secteur a été révisé par rapport au *Plan d'approvisionnement 2020-2029*. Les changements apportés à la prévision de la demande de ce secteur touchent spécifiquement la montée en charge et le niveau de demande à l'horizon 2032. Ainsi, les ventes sont estimées à 0,9 TWh en 2022, augmentant progressivement à 5,1 TWh en 2032.

> **Serres :** Le Distributeur anticipe une hausse des ventes en lien avec les activités de serriculture allant de 0,6 TWh en 2022 à 1,3 TWh en 2032. La majorité de cette hausse est attribuable aux serres vivrières.

> **Chaînes de blocs** : La prévision des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs montre une croissance de 0,7 TWh sur la période couverte par le Plan. Cette croissance des ventes se situe exclusivement en réseaux municipaux. Le Distributeur anticipe l'atteinte de la puissance maximale appelée pour le sous-secteur en 2028. Après quoi, une période de stagnation est prévue jusqu'en 2032.

Pour les ventes à ce sous-secteur sur son réseau, le Distributeur prévoit une légère croissance associée aux abonnements retenus à la suite de l'appel de propositions A/P 2019-01. Quant aux quantités résiduelles du Bloc réservé de 300 MW, soit environ 270 MW, aucun volume de vente n'est intégré à la prévision de la demande pour les raisons invoquées à la section 3.3 de la pièce HQD-2, document 3.

(ii)

TABLEAU 5.3 :

PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Usages														
Chauffage des espaces Résidentiel	13,930	14,111	14,281	14,621	14,773	14,949	15,092	15,209	15,308	15,380	15,439	15,475	15,502	15,531
Chauffage des espaces Commercial	3,579	3,603	3,582	3,660	3,677	3,698	3,720	3,738	3,754	3,764	3,772	3,775	3,781	3,787
Eau chaude Résidentiel	1,948	1,962	1,995	2,015	2,037	2,056	2,060	2,069	2,079	2,096	2,100	2,110	2,122	2,140
Industriel	8,017	8,296	8,084	8,691	8,455	8,508	8,661	8,797	8,873	8,961	9,014	9,063	9,101	9,149
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	0	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Filière batterie	0	0	0	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175
Centres de données	88	98	92	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	698
Chaînes de blocs	113	162	165	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Serres	76	103	128	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363
Véhicules électriques	27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1,282	1,799
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4
Autres usages	10,192	10,481	10,176	10,062	10,223	10,102	9,971	9,832	9,753	9,693	9,671	9,630	9,566	9,440
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR *(Besoins visés par le Plan)*	**37,972**	**38,862**	**38,566**	**39,665**	**39,851**	**40,120**	**40,535**	**40,959**	**41,321**	**41,735**	**42,156**	**42,627**	**43,094**	**43,696**

Notes:

[1] *Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.*

Questions :

9.1 En vous basant sur les données du tableau 5.3 pour les besoins en puissance, lesquels des cinq secteurs émergents dans l'encadré en rouge sont prévus comme étant aussi des outils de gestion de la demande de la puissance?

~~**Réponse :**~~

~~**Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie a encadré la participation des intervenants reconnus en lien avec son examen des divers sujets d'intervention proposés. Or, la question vise un sujet, soit les moyens de gestion de la demande de puissance non liés à l'attribution du bloc dédié, qui ne figure pas dans le cadre reconnu par la Régie pour l'intervention de l'intervenant à la présente phase du dossier, lequel est présenté au tableau 2 apparaissant à la section 8 de cette décision procédurale.**~~

Réponse révisée :

Les clients des secteurs des Chaînes de blocs et des Serres souscrivant à l'Option d'électricité additionnelle (« OÉA ») sont assujettis à des modalités tarifaires qui prévoient des restrictions à la consommation lors des périodes de pointe. Pour ce qui est des autres secteurs apparaissant dans l'encadré en rouge du tableau en préambule (référence ii), le Distributeur discute avec les principaux acteurs de ces secteurs pour les sensibiliser à l'importance d'adhérer à une option de gestion de la demande de puissance considérant l'évolution du contexte énergétique.

9.2 Selon les secteurs émergents identifiés en 9.1, de combien d'heures de contribution en puissance prévoyez-vous disposer pour chacun? (Par exemple : 300 heures pour les chaînes de blocs en réseau intégré et 100 heures pour les chaînes de blocs aux réseaux municipaux)

~~**Réponse :**~~

~~**Voir la réponse à la question 9.1.**~~

Réponse révisée :

Pour le secteur des Chaînes de blocs, le Distributeur confirme disposer des heures mentionnées par l'intervenant pour le réseau intégré. Pour les réseaux municipaux, le Distributeur précise qu'il considère l'ensemble des 300 heures d'effacement dans le bilan d'énergie.

Pour le secteur des Serres, les clients qui adhèrent à l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse ou le chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux sont assujettis à des restrictions qui ne prévoient pas de maximum d'heures d'effacement. Le Distributeur rappelle que les besoins en puissance incluent l'effacement associé à cette option tarifaire. À ce titre, voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements nº 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-4, document 3 (B-0056).

Dans l'éventualité où un client des autres secteurs émergents adhèrerait à une des options de gestion de la demande de puissance, que ce soit la GDP Affaires ou l'OÉI, celles-ci prévoient des interruptions allant jusqu'à 100 heures par hiver.