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

Dossier R-4210-2022

Question 1

Référence :

(i) R-4210-2022, pièce HQD-2, document 2, p. 47 de 48.
(ii) R-4210-2022, pièce HQD-4, document 1.1, p. 16.

Préambule :

(i)

TABLEAU 9.20 :
HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Usages										
Chauffage des locaux Résidentiel	13,568	13,756	13,716	13,648	13,715	13,803	13,930	14,111	14,281	14,621
Chauffage des locaux Commercial	3,346	3,402	3,446	3,490	3,516	3,550	3,579	3,603	3,582	3,660
Eau chaude Résidentiel	1,862	1,883	1,893	1,905	1,912	1,928	1,948	1,962	1,995	2,015
Industriel	8,707	8,405	8,377	8,212	8,302	8,265	8,017	8,296	8,084	8,691
Hydrogène/Biométhanisation	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Filière batterie	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Centres de données	n.d.	n.d.	n.d.	41	55	67	88	98	92	128
Blockchain	n.d.	n.d.	n.d.	6	7	31	113	162	165	214
Serres	n.d.	n.d.	n.d.	32	47	63	76	103	128	184
Véhicules électriques	n.d.	n.d.	n.d.	7	11	19	27	47	64	90
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	9,914	10,074	10,255	10,370	10,199	10,219	10,192	10,481	10,176	10,062
Besoins réguliers du Distributeur *(Besoins visés par le Plan)*	**37,397**	**37,519**	**37,687**	**37,711**	**37,764**	**37,945**	**37,972**	**38,862**	**38,566**	**39,665**

Notes:
- 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.

(ii)

TABLEAU R-3.1 :
TOTAL – PUISSANCE AUTORISÉE, PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE EN NOVEMBRE 2022 ET DÉCEMBRE 2022 ET VENTES ANNUELLES POTENTIELLES À TERME (GWH) PAR TARIF

Tarif (selon la puissance autorisée)	Nombre d'abonnements	Puissance appelée novembre 2022 MW	Puissance appelée décembre 2022 MW	Puissance autorisée MW	Énergie annuelle potentielle GWh
CB	35	55,1	54,4	94,8	789
CB avec TDÉ	5	45,0	44,8	53,0	441
G	29	0,2	0,2	2,0	17
M	6	0,2	0,1	5,3	44
D	6	0,0	0,0	0,0	0
Total	**81**	**100,6**	**99,6**	**155,1**	**1291**

Question :

1.1 Veuillez ajouter le mois de janvier 2023 minimalement et également, si possible, le mois de février 2023 au tableau R-3.1 pour la puissance appelée en MW ayant été déposé dans le cadre de la réponse à la DDR 1 – 3.1 de la Régie.

Question 2

Référence :

(i) R-4210-2022, pièce HQD-2, document 3, p. 18 de 78.
(ii) R-4210-2022, pièce HQD-4, document 1.1 p. 18 de 59.

Préambule :

(i)

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Autres moyens			
Service non ferme Chaînes de blocs	En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la fourniture du service est non ferme, de telle sorte que les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95 % de la charge Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement est géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux, le Distributeur peut demander un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et ce, pour un maximum de 100 heures	Atteint 0,1 TWh	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs Jusqu'à 319 MW

(ii)

Réponse :

Tel que rapporté à la référence (vi), les clients au tarif CB doivent s'interrompre à hauteur de 95 % de leur charge à la demande du Distributeur. Ainsi, la contribution en puissance de 319 MW représente 95 % des besoins combinés prévus de 336 MW pour l'usage cryptographique en réseaux municipaux et en réseau intégré. Spécifiquement, cela équivaut à des besoins de 220 MW en réseaux municipaux et de 116 MW en réseau intégré.

Question :

2.1 Pour les mois de novembre 2022, décembre 2022, janvier 2023 et février 2023 (si possible pour ce dernier), veuillez indiquer le nombre d'heures utilisées par le Distributeur comme outil de gestion de la puissance des catégories tarifaires au service non ferme CB en distinguant, comme pour la réponse en référence, les réseaux municipaux et le réseau intégré.

Voici un exemple du type de tableau à produire (ajuster au besoin avec 336 MW ou 319 MW) :

Tarifs/MUN/RI	Nov22 (MW et heures)	Dec22 (MW et heures)	Jan23 (MW et heures)	Fev23* (MW et heures)	Total (MW et heures)
RI-CB (MW)	? /116 MW				
RI-CB (H)	? /720 h				
MUN-CB (MW)	? /220 MW				
MUN-CB (H)	? /720 h				
Total (MW)	??/ 336 MW				
Total (Heures)	??/720	??/744	??/744	??/672	??/2880

*Si possible aussi pour février SVP, les réponses étant pour le 20 mars à 12h, nous comprenons qu'il soit possible que les données du mois de février ne soit pas disponibles.

<u>Question 3</u>

Référence :

(i) R-4110-2019, pièce HQD-2, document 2, p. 57 de 58, repris en (ii) par la Régie avec encadré en rouge dans ses DDR.

(ii) R-4210-2022, pièce HQD-2, document 2, p. 21 de 48, avec le tableau repris et encadré en rouge en (iv) par la Régie dans ses DDR.

(iii) R-4210-2022, pièce HQD-4, document 1.1, pp. 17 et 18 de 59.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3.20 :

PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION À LA POINTE D'HIVER DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Développement de marchés											
Centres de données	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
Chaînes de blocs	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
Serres	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
Total	**262**	**384**	**649**	**1 060**	**1 153**	**1 214**	**1 220**	**1 105**	**826**	**856**	**867**

(ii)

Les secteurs émergents contribuent quant à eux pour +1 329 MW à l'horizon du Plan, soit :

> filière des batteries : +175 MW ;

> hydrogène : +293 MW ;

> centres de données : +561 MW ;

> serres : +179 MW ;

> chaînes de blocs : +122 MW.

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	688
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.*

(iii)

3.5 Veuillez expliquer et concilier les différences entre la prévision de la contribution à la pointe du secteur chaînes de blocs présentée au tableau de la référence (iv) et les 441,3 MW d'énergie qui ont été autorisés aux fins d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, en excluant le solde du bloc réservé, tel que rappelé par la Régie à la référence (iv).

Réponse :

Le Distributeur comprend que la valeur d'appel de puissance de 441,3 MW calculée par la Régie et rapportée à la référence (iv) consiste en l'agrégation du bloc d'abonnements existants du Distributeur, des volumes octroyés à la suite de l'A/P 2019-01, du bloc de 210 MW des abonnements existants en réseaux municipaux ainsi que le bloc additionnel de 40 MW octroyé aux réseaux municipaux par la décision D-2021-007.

Le Distributeur rappelle qu'il doit prévoir l'évolution la plus centrée possible de la consommation annuelle, c'est-à-dire que la probabilité que la consommation réelle du secteur soit supérieure ou inférieure à la prévision est de 50 %. Ainsi, l'évolution annuelle présentée au Plan est, selon le Distributeur, centrée en fonction des informations disponibles au moment de sa préparation.

Voir également la réponse à la question à la question 2.1 pour l'approche de prévision liée aux secteurs émergents.

Questions :

3.1 Veuillez confirmer que la contribution/besoins à la pointe réelle des clients chaînes de bloc pour 2021-2022 au 30 mars 2022 était de 214 MW.

3.2 Veuillez confirmer que votre prévision de la contribution/besoins à la pointe pour les années 2022-2023 (265 MW) et 2023-2024 (280 MW) dans le cadre de ce dossier est inchangée.

3.3 Dans l'éventualité où la Régie jugeait que ses décisions antérieures devaient s'appliquer, soit l'attribution du 280 MW non octroyé à ce jour, pourriez-vous fournir, dans le cadre de ce dossier, vos prévisions de la ligne encadrée en rouge pour la puissance du tableau 5.3 en distinguant les sous-catégories réseaux municipaux et réseau intégré?

Clarifiez dans la réponse que, à terme, à partir de 2027, les 300 MW dédiés + les 210 + 40 pour les municipalités = 550 MW, mais que le dossier déposé considérerait seulement 336 + 280 = 616 MW, le cas échéant; corrigez nos interprétations au besoin afin d'avoir une valeur de référence commune au dossier, les 550 MW sont utilisés plus loin dans la DDR-Bitfarms 1.6.1 et 1.6.2 pour le moment).

Question 4

Référence :

(i) R-4045-2018, D-2021-148 Phase 3, pp. 21 et 23 de 47.
(ii) R-4210-2022, HQD-4, document 1.1, p. 21 de 59, lignes 16 à 16 dans la réponse.

Préambule :

(i)

> [67] **La Régie prend acte du fait que le Distributeur confirme pouvoir approvisionner la charge additionnelle du solde du Bloc dédié.**
>
> [74] **Pour ces motifs, la Régie approuve la mise en place d'une approche du « premier arrivé, premier servi » pour l'attribution du solde du Bloc dédié, jusqu'au comblement des quantités disponibles.**
>
> [88] **La Régie approuve la précision apportée à l'article 1.3 des *Conditions de service* selon laquelle une seule demande par projet pourra être déposée et qu'elle devra être d'au moins 50 kW et d'au plus 50 MW. La Régie considère que cette limite est raisonnable, en plus de donner accès à un plus grand nombre de participants.**
>
> [100] Le rôle de la Régie consiste d'abord à s'assurer que le Processus d'attribution offre aux projets, peu importe leur taille, les mêmes chances d'être retenus. Le Processus d'attribution proposé par le Distributeur est raisonnable et équitable, puisqu'il traite sur un pied d'égalité toutes les demandes quelle que soit leur taille. **La Régie juge qu'il n'y a pas lieu de réserver une portion du solde du Bloc dédié pour les demandes de 5 MW et moins.**
>
> [123] **En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de réallouer selon l'approche du « premier arrivé, premier servi », les mégawatts du Bloc dédié rendus disponibles en raison de l'abandon d'un projet ou en raison de la résiliation d'un abonnement au tarif CB dont les mégawatts sont issus du Bloc dédié.**

(ii)

> 16 **Enfin, de l'avis du Distributeur, il appartient au gouvernement du Québec**
> 17 **d'établir les filières stratégiques et prioritaires de même que les projets liés à**
> 18 **la transition énergétique.**

Question :

4.1 Dans le contexte de la décision rendue relativement au bloc dédié et fixé à 300 MW pour les clients du réseau intégré d'une catégorie de client, en service non ferme, après plusieurs débats et analyses d'impacts potentiels sur la sécurité d'approvisionnement, est-ce que des blocs dédiés ou des services non fermes devraient être ou seront aussi réservés pour d'autres filières émergentes comme les chaînes de blocs, à titre d'exemple au dossier, les filières de l'hydrogène et des batteries seront-elles :

a) soumises à un bloc dédié?
b) en service non ferme?

Question 5

Référence :

(i) R-4110-2019, HQD-2, document 2, page 13 de 58, lignes 1 à 8.
(ii) Projet de Loi 2 adopté le 15 février 2023.

Préambule :

(i)

Développement de marchés

1 • **Chaînes de blocs :** La prévision des ventes en lien avec l'usage cryptographique
2 associé aux chaînes de blocs tient compte de la décision D-2019-052 de la Régie
3 (dossier R-4045-2018) limitant le bloc de puissance attribué à cette activité
4 commerciale à 668 MW, dont 300 MW découlant de l'appel de propositions
5 A/P 2019-01 et 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux. Lorsque
6 converti en énergie, le Distributeur prévoit des ventes annuelles variant entre 1,0 TWh
7 en 2019 et 5,4 TWh à son apogée, en 2023, pour ensuite décroître durant les années
8 subséquentes.

(ii)
https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/adoption-du-projet-de-loi-no-2-hausse-des-tarifs-dhydro-quebec-limitee-a-3-pour-les-quebecois-45784

Question :

5.1 Dans l'éventualité où le bloc dédié serait octroyé au complet (+270 MW dès 2024 selon le complément de preuve HQD-2, document 3, page 19 de 78), pouvez-vous confirmer vos prévisions de ventes en TWh, sur une base annuelle, ainsi que les revenus associés aux tarifs de cette catégorie de client pour 2023-2024 en séparant les clients en réseau intégré et réseaux municipaux? (Utilisez les tarifs qui seront en vigueur au 1er avril 2023 en fonction des hausses du projet de Loi 2 adopté le 15 février 2023 pour estimer les revenus associés.)

Question 6

Référence :

(i) R-4210-2022, HQD-2, document 3, p. 18 de 78.

Préambule :

(i)

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Autres moyens			
Service non ferme Chaînes de blocs	En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la fourniture du service est non ferme, de telle sorte que les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95 % de la charge Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement est géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux, le Distributeur peut demander un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et ce, pour un maximum de 100 heures	Atteint 0,1 TWh	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs Jusqu'à 319 MW

Questions :

6.1 En ce qui concerne le bloc de 300 MW du réseau intégré, veuillez confirmer que le service non ferme et le nombre d'heures disponibles de 300 heures par année, pour 95% de la charge, donnent un outil de gestion de la puissance de l'ordre de 85 500 MWh (0,085TWh) d'interruption, utilisable sur environ 12,5 jours équivalents en période de grands froids l'hiver. Sinon, veuillez corriger nos calculs et estimations pour le bloc de 300 MW au réseau intégré.

6.2 En ce qui concerne le bloc de 250 MW des réseaux municipaux, veuillez confirmer que le service non ferme et le nombre d'heures disponibles de 100 heures par année, pour 95% de la charge, donnent un outil de gestion de la puissance de l'ordre de 23 750 MWh (0,024TWh) d'interruption, soit environ 12,5 jours équivalents en période de grands froids. Sinon, veuillez corriger nos calculs et estimations pour le bloc aux municipalités.

Question 7

Référence :

(i) R-4210-2022, HQD-2, document 3, p. 19 de 78.
(ii) R-4210-2022, HQD-2, document 3, p. 13 de 78.
(iii) R-4210-2022, HQD-2, document 3, p. 19 de 48.

Préambule :

(i)

Le tableau 3.6 présente l'impact sur le bilan d'énergie d'une attribution rapide de la quantité restante du Bloc réservé, soit un volume de l'ordre de 270 MW dès 2024. Ce bilan d'énergie alternatif montre des achats d'énergie requis dépassant les 3 TWh en hiver dès 2025, soit des volumes excédant la capacité d'achat maximale considérée en provenance des marchés de court terme, à conditions climatiques normales. L'occurrence d'une telle situation impliquerait donc des déficits en énergie récurrents jusqu'à la mise en service possible de nouveaux approvisionnements de long terme additionnels. Or, compte tenu des délais d'acquisition et d'approbation, il est peu réaliste de prévoir que ces nouveaux approvisionnements puissent être mis en service d'ici 2028.

TABLEAU 3.6 :
IMPACT DE L'AJOUT DE 270 MW DE PROJETS POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE SUR LE BILAN D'ÉNERGIE EN INCLUANT LES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	**195,2**	**200,2**	**202,8**	**205,4**	**208,0**	**211,5**	**213,5**	**216,2**	**219,0**	**222,3**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	178,2	178,8	178,9	178,9	178,7	178,8	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	4,0	4,3	4,8	0,8					
Énergie rappelée - HQP	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,07	0,16	0,17	0,19	0,20	0,20	0,22	0,21	0,20	0,21
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Nouveaux approvisionnements prévus*	**-**	**-**	**-**	**0,4**	**6,2**	**14,4**	**15,2**	**16,1**	**16,1**	**16,1**
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	3,1	3,6	4,1	5,6	4,4	4,6	5,6	6,0	6,0
• Dont achats en hiver	*1,5*	*2,8*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
• Dont achats hors hiver	*0,1*	*0,3*	*0,6*	*1,1*	*2,6*	*1,4*	*1,6*	*2,6*	*3,0*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	0,4	0,8	1,5	0,3	1,9	3,0	5,6	9,7
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*0,7*	*0,1*	-	-	*0,2*	*0,1*	-	-	-

*Correspond aux quantités recherchées des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 300 MW éolien (0,9 TWh) et 480 MW renouvelable (4,2 TWh) et celles découlant des Règlements du gouvernement pour le lancement d'appels d'offres d'ici décembre 2022, soit 1 000 MW éolien (3,1 TWh) et 1 300 MW renouvelable (7,8 TWh). Ces valeurs pourraient être différentes selon les projets qui seront retenus.

(ii)

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	176,8	177,8	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	3,9	4,0	4,3	0,8	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaîne de blocs	0,07	0,08	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Dont achats en hiver	*1,5*	*2,2*	*2,7*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
• Dont achats hors hiver	*0,1*	*0,2*	*0,4*	*0,6*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	-	0,3	5,1	10,6	13,3	16,3	19,4	23,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	-	-	-	-	-	-

(iii)

TABLEAU 5.1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ventes Régulières au Québec	179,5	181,6	184,1	186,5	189,0	191,4	194,4	196,3	198,7	201,3	204,4
+ Énergie interruptible	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	179,9	181,8	184,3	186,7	189,2	191,6	194,9	196,7	199,2	201,8	204,9
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	13,4	13,5	13,7	13,9	14,1	14,3	14,4	14,6	14,8	15,0
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	192,8	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2022)	3,0										

Notes:
- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques

Tableau synthèse de Bitfarms à partir des tableaux 3.6, 3.1 et 5.1 produits par HQD au dossier

	Sommaire des impacts selon 3 scénario d'attribution									
Données en TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Interuption chaînes de blocs si "rapide" (Tableau 3.6)	0,07	0,16	0,17	0,19	0,20	0,20	0,22	0,21	0,20	0,21
Interuption chaînes de blocs si "normal" (Tablesu 3.1)	0,07	0,08	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14
Effacement chaîne de blocs si "éliminé" (Tableau 5.1)	0,00	0,00	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Écarts sur les interuptions si "rapide" vs "normal"	**0,00**	**0,08**	**0,07**	**0,08**	**0,08**	**0,07**	**0,08**	**0,07**	**0,06**	**0,07**
Écarts sur les interuptions si "rapide" vs "éliminé"	**0,07**	**0,16**	**0,07**	**0,09**	**0,10**	**0,10**	**0,12**	**0,11**	**0,10**	**0,11**
Achats en hiver si "rapide" (Tableau 3.6)	1,50	2,80	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Achats en hiver si "normal" (Tableau 3.1)	1,50	2,20	2,70	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Écarts sur achats en hiver si "rapide" vs "normal"	**0,00**	**0,60**	**0,30**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Écarts sur achats en hiver si "rapide" vs "éliminé"	1,50	2,80	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00

Questions :

7.1 Le tableau 3.6 produit semble mentionner des besoins pour de nouveaux approvisionnements en énergie requis en hiver de l'ordre de 3,0 TWh. À terme, si le bloc dédié est octroyé, pouvez-vous décrire avec plus de détails les méthodologies utilisées pour établir des besoins supplémentaires de l'ordre de 3,0 TWh strictement?

7.2 Les données comparées des tableaux 3.6, 3.1 et 5.1 dans le tableau synthèse de Bitfarms indiquent des interruptions totales à terme de 0,11 TWh supplémentaire en scénario « rapide », par rapport au dossier de base déposé qui était de 0,10 TWh. Veuillez préciser sur combien d'heures d'interruption par année ces 100 000 MWh d'outil d'effacement, en situation d'élimination du bloc, peuvent être réconciliés en fonction de la puissance déjà octroyée et prévue au dossier actuel.

<u>Question 8</u>

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 :

8.1 Pouvez-vous confirmer que l'outil de gestion de la demande de puissance disponible avec les clients de chaînes de blocs, les données du tableau 3.3 présentant la puissance pour chacun des secteurs émergents, est intégré ici à celui de l'électricité interruptible?

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?

8.3 Pouvez-vous donner plus de justifications sur la contribution de la filiale Hilo en tant qu'outil de gestion de la demande de puissance et surtout la méthodologie utilisée pour passer d'une prévision de 47 MW cette année- 2022-2023 à 621 MW plafonnés à partir de 2028-2029?

8.4 Quel est le coût estimé en $/MW de l'outil de gestion de la demande offert par Hilo en possibilité d'effacement de puissance pour Hydro-Québec Distribution? Quel montant Hydro-Québec Distribution doit-elle verser à sa filiale pour bénéficier des 47 MW en 2022-2023?

8.5 Selon votre réponse à 8.4, veuillez confirmer l'ordre de grandeur de 136 $ par KW, ou 136 000 $ par MW calculés par le quotidien Le Devoir et rapportés dans les médias à la suite du départ de David Saint-Germain en tant que vice-président aux technologies de la filiale Hilo.

<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	688
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?

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)

<u>Question 10</u>

Référence :

(i) R-4210-2022, HQD-2, document 3, p. 51 de 78.

Préambule :

(i)

TABLEAU 8.2 :
DONNÉES HISTORIQUES RELATIVES AUX ACHATS DE PUISSANCE SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME

		2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Achat de puissance à la pointe d'hiver (janvier)	(MW)	600	600	125	800	750	650	300	225	0	675	100
Quantité totale de puissance achetée	(MW-mois)	1050	1200	250	1 600	2 600	2 300	1200	550	0	1325	200
Quantité d'énergie appelée en vertu des contrats d'achats de puissance	(GWh)	7,7	13,4	4,1	71,7	127,7	4,6	0,3	3,6	0	16,85	0
Coût total - puissance et énergie	(M$)	2,1	1,7	1,2	30,9	25,3	18,9	14,7	3,5	0	1,48	0,05
Potentiel de partage de réserve évalué par le NPCC[1,2]	(MW)	3409/4004	3409/4005	3409/4006	3409/4007	2892/3747	3402/3491	3402/3492	3402/3493	3402/3494	3521/3789	2129/2633

[1] : Suivi de la décision D-2014-205, paragraphe 191.
[2] : De 2007 à 2010, basé sur l'évaluation du NPCC Review of Interconnection Assistance Reliabilitiy Benefits (Tie Benefit Study) de l'année 2007. De 2011 à 2015, basé sur l'évaluation de 2011. De 2016 à 2020, basé sur l'évaluation de 2016. De 2020 à 2021, basé sur l'évaluation de 2020.

Tentatives de calculs de coûts par MW de puissance de Bitfarms à partir du tableau 8.2

	Années historiques										
	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21
Achat de puissance à la pointe d'hiver (Janvier)(MW)	600	600	125	800	750	650	300	225	0	675	100
Totale puissance achetée (MW-mois)	1050	1200	250	1600	2600	2300	1200	550	0	1325	200
Énergie appelée (TWh)	0,0077	0,0134	0,0041	0,0717	0,1277	0,0046	0,0003	0,0036	0,0000	0,0169	0,0000
Couts total - puissance et énergie ($)	2 100 000 $	1 700 000 $	1 200 000 $	30 900 000 $	25 300 000 $	18 900 000 $	14 700 000 $	3 500 000 $	0 $	1 480 000 $	50 000 $
Couts total - puissance et énergie ($) / (Janvier)(MW)	3 500 $	2 833 $	9 600 $	38 625 $	33 733 $	29 077 $	49 000 $	15 556 $	NA	2 193 $	500 $
Couts total - puissance et énergie ($) / (MW-mois)	2 000 $	1 417 $	4 800 $	19 313 $	9 731 $	8 217 $	12 250 $	6 364 $	NA	1 117 $	250 $
Coûts puissance seulement à la pointe hiver ($)											
Coûts puissance seulement à la pointe hiver ($)/(Janvier)(MW)											

Questions :

10.1 Nous avons tenté de calculer les ratios de coûts/MW historiques des achats de puissance totale et à la pointe d'hiver avec les données du tableau 8.2 ci-dessus. Nous avons aussi présenté les quantités d'énergie appelée en TWh pour en faciliter la comparaison avec le 0,1 TWh d'effacement disponible que représentent les clients chaînes de blocs. Veuillez compléter ce tableau, les lignes en jaune, en isolant les coûts de la puissance à la pointe d'hiver en janvier pour pouvoir calculer un ratio coûts/MW de la puissance seulement pour la pointe d'hiver.

10.2 Croyez-vous possible d'utiliser ce genre de ratio $/MW historique pour la puissance achetée sur les marchés de court terme pour pouvoir établir une base d'évaluation de la valeur ajoutée des clients en service non ferme par rapport aux clients en service ferme? Merci de justifier votre réponse.

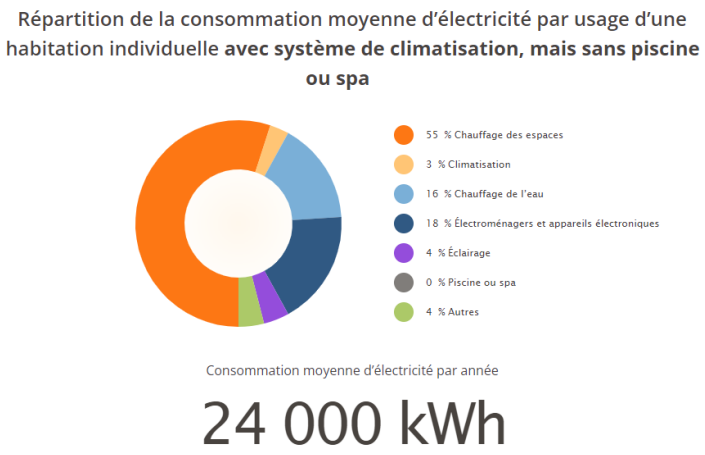
Question 11

Référence :

(i) Site Web Hydro-Québec le 1er mars 2023 :
https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/consommation/outils/utilisation-electricite.html

Préambule :

(i)



Questions :

11.1 Selon les données présentées par Hydro-Québec sur le site Web et l'extrait produit (sans piscine et spa, mais avec climatisation), la consommation annuelle en kWh d'une résidence est de 24 000 kWh, avec plus de la moitié en chauffage des espaces. Quel est l'ordre de grandeur de la puissance en KW d'une résidence de ce type en période de grands froids selon les données internes d'Hydro-Québec?

11.2 Selon votre réponse en 11.1, une puissance de 550 MW en service non ferme, donc 550 000 KW d'effacement disponible pour 300 ou 100 heures, représente des besoins comblés de chauffage pour environ combien de résidences au Québec?

Question 12

Référence :

(i) R-4210-2022, HQD-2, document 3.1, en liasse, décret 1697-2022.

Préambule :

(i)

ATTENDU QUE le Plan d'approvisionnement 2023-2032 d'Hydro-Québec prévoit des besoins additionnels en énergie à court terme;

ATTENDU QUE, dans son Plan stratégique 2022-2026, Hydro-Québec indique qu'en raison de la hausse prévue de la demande d'électricité et du resserrement des bilans d'énergie et de puissance, elle devra maintenant privilégier les usages qui génèreront le plus de valeur pour le Québec;

ATTENDU QU'en vertu du premier alinéa de l'article 22.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) pour la réalisation de ses objets, Hydro-Québec prévoit notamment les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire;

Questions

12.1 En référence au décret 1697-2022, diriez-vous que des clients en service non fermes, qui seraient limités à 550 MW à terme, sont les responsables du « resserrement des bilans d'énergie et de puissance? » Veuillez expliquer votre réponse.

12.2 En référence au décret 1697-2022, est-ce que le bloc dédié pourrait aussi être vu comme un outil de gestion de puissance intéressant qui permet de financer « les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire »?