RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 4 DE LA RÉGIE

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR

PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET IMPACT SUR LES BILANS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

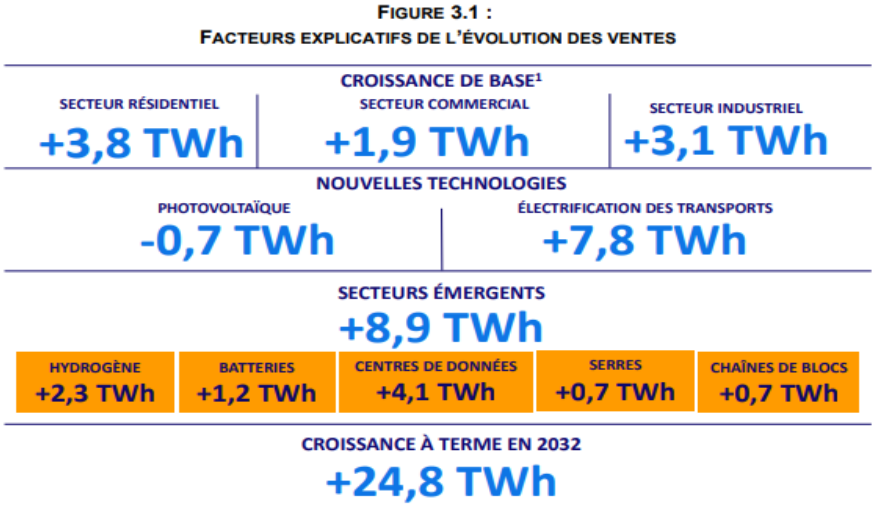
1. Références :

(i) Pièce B-0009, p. 9;
(ii) Pièce B-0009, p. 12;
(iii) Pièce B-0043, p. 9;
(iv) R-4041-2018, pièce B-0038, p. 11;
(v) Pièce B-0043, p. 11;
(vi) Pièce B-0009, p. 21;
(vii) Site web Microsoft/Learn/Sécurité des centres de données, *Architecture et infrastructure des centres de données*, article du 17 mars 2023, consulté le 21 mars 2023;
(viii) Pièce B-0043, p. 36;
(ix) Pièce B-0045, chiffrier Excel.

Préambule :

(i) *« 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. »* [nous soulignons]

(ii) «



»

(iii) *« 2.1 Veuillez préciser quelle portion de la croissance prévue du secteur des Centres de données provient de la montée en charge de projets déjà autorisés par le Distributeur.*

Réponse :

D'emblée, le Distributeur rappelle que la prévision du secteur des Centres de données ne se fait pas sur la base d'une agrégation de clients ou de projets, mais bien par enveloppe de croissance. Cependant, puisque cette prévision est traitée à la marge du fait qu'elle est reliée aux secteurs émergents, anciennement libellé « développement de marchés », le Distributeur peut estimer la portion de la croissance de la consommation attribuable aux abonnements actifs. À terme, la part de la celle-ci est évaluée à 1,3 % de la croissance totale du secteur. » [nous soulignons]

(iv) «

TABLEAU R-3.1-C :
RÉPARTITION DES COMPTEURS PAR TYPES DE CLIENTS
HIVER 2017-2018

	500 à 1 000 kW			1 000 à 2 000 kW			plus de 2 000 kW			Nb total de compteurs inscrits
Type de clients	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	
Comm. de détail et entreprises de services	1	0,7	3%	1	1,3	5%	-	-	-	4
Édifices à bureaux	6	5,3	4%	3	4,4	7%	2	5,1	10%	26
Centres de données	-	-	-	1	1,1	3%	1	4,3	15%	3
Établissements d'enseignement	2	1,7	6%	3	4,0	3%	2	5,8	6%	19
Secteur de la santé	-	-	-	-	-	-	2	6,3	11%	4
Secteur industriel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réseaux municipaux	-	-	0%	-	-	-	1	3,3	3%	6
Autres	1	0,9	9%	3	4,8	3%	2	6,9	12%	8
Total	10	8,6	5%	11	15,5	4%	10	31,5	8%	70

»

(v) « *Au cours de l'hiver 2021-2022, huit abonnements du secteur des centres de données ont participé à l'option GDP Affaires, pour une réduction de puissance enregistrée de 4 MW.* »

(vi) « *La contribution associée à l'ajout des véhicules électriques sur la croissance des besoins en puissance est de 1 709 MW.*

La croissance prévue du chauffage des locaux sur la même période est de 910 MW pour le secteur résidentiel et de 127 MW pour le secteur commercial.

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.

La contribution du secteur industriel est également importante avec une augmentation de +458 MW à la pointe 2031-2032 par rapport à la pointe 2021-2022. » [nous soulignons]

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.*

(vii) « *Architecture et infrastructure des centres de données*

Les centres de données Microsoft sont conçus pour implémenter une stratégie de défense en profondeur, en utilisant plusieurs couches de protection pour protéger de manière fiable notre architecture cloud et en appuyant l'infrastructure. La redondance est intégrée à tous les systèmes à plusieurs niveaux pour prendre en charge la disponibilité du centre de données.

Microsoft dispose d'installations de centre de données hautement sécurisées réparties dans le monde entier, créant ainsi une infrastructure de centre de données distribuée, qui prend en charge des milliers de services en ligne. Cette infrastructure distribuée à l'échelle mondiale est conçue pour rapprocher les applications des utilisateurs, préserver la résidence des données et offrir aux clients des options complètes de conformité et de résilience.

Les régions sont des ensembles de centres de données interconnectés via un réseau massif et résilient. Les régions sont organisées en zones géographiques, ce qui permet aux clients disposant d'une résidence des données et d'une conformité spécifiques de pouvoir garder leurs données et applications proches. La tolérance de panne intégrée permet aux zones géographiques de résister à une défaillance complète de la région par le biais de leur connexion à l'infrastructure réseau dédiée à haute capacité.

[…]

Les installations de centres de données critiques utilisent plusieurs couches de systèmes redondants pour supporter les défaillances et minimiser les perturbations de service. Stockage redondant localement au niveau du disque protège les données au sein d'une région, avec un stockage géo-redondant fournissant une redondance intra-région. Pour garantir la fiabilité des communications réseau, Microsoft possède et utilise différentes lignes de fibre optique et du matériel redondant pour protéger les composants critiques contre les défaillances ou les interruptions de service.

La géoréplication est utilisée pour fournir une redondance à d'autres emplacements géographiques. La durabilité des données est obtenue en réplicant de façon synchrone des données sur plusieurs bases de données dans différents centres de données. Des tests de restauration sont effectués pour toutes les données de sauvegarde détenues par le cloud. La récupération d'urgence est obtenue par la réplication asynchrone vers un centre de données situé dans une autre région géographique. »
[nous soulignons]

(viii) « *6.1 Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, comment ont été établis le coût à la marge de l'électricité patrimoniale de 3,6 ¢/kWh et celui des achats de 1,0 ¢/kWh pour 2023 au tableau 12.8 de la référence (ii).*

Réponse :

Le Distributeur souhaite préciser le titre de la colonne « Patrim ». Le titre adéquat est « Coût de l'énergie hors-hiver », correspondant au coût évité de la fourniture en énergie hors-hiver utilisé dans le présent dossier, majoré du taux de pertes du Distributeur. Avant 2023, ce coût correspondait au coût de l'énergie patrimoniale parce que des volumes d'énergie de ce bloc étaient encore disponibles, ce qui n'est plus le cas. » [nous soulignons]

(ix) Chiffrier *Tarif de développement économique – Simulation de la neutralité*.

Demandes :

1.1. La Régie note des références (i) et (ii) que les ventes aux centres de données devraient augmenter d'environ 4,1 TWh de 2022 à 2032, soit de 467 %.

Veuillez expliquer la manière dont a été calculée la part de *« 1,3 % de la croissance totale du secteur »* des centres de données (référence (iii)) et indiquer ce à quoi réfère ce pourcentage.

Réponse :

Dans sa réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements nº 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1 (B-0043), le Distributeur précisait que les abonnements actifs du secteur des Centres de données représentent 53 GWh de la croissance totale du secteur à l'horizon 2032, soit 1,3 % du total de 4,1 TWh. Par ailleurs, dans la même réponse que celle mentionnée ci-dessus, le Distributeur décrit l'approche utilisée pour établir l'enveloppe de croissance associée aux abonnements actifs.

1.1.1. Veuillez préciser, sur les 4,1 TWh de croissance prévue des ventes aux centres de données (référence (ii)), le nombre de TWh attribuables aux clients possédant des abonnements actifs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

1.2. Veuillez confirmer que, dans un contexte où la consommation et les besoins en puissance du secteur des centres de données ont crû depuis l'hiver 2017-2018, la réduction de la puissance à la pointe de ce secteur est, quant à elle passée de 5,4 MW en 2017-2018 à 4 MW à l'hiver 2021-2022 (références (iv) et (v)).

Réponse :

Le tableau de la référence (iv) présente des informations relatives aux compteurs pour des abonnements assujettis au tarif LG seulement. En tenant compte des compteurs pour des abonnements assujettis à d'autres tarifs, la réduction de puissance associée au secteur des centres de données pour l'hiver 2017-2018 était de 7,2 MW.

Pour l'hiver 2021-2022, le Distributeur confirme la réduction de puissance de 4 MW.

L'écart entre la réduction de la puissance de l'hiver 2017-2018 et celle de l'hiver 2021-2022 s'explique principalement par le fait qu'un client au tarif LG qui contribuait à hauteur de 4,3 MW lors de l'hiver 2017-2018 n'adhérait plus à l'option GDP à l'hiver 2021-2022.

1.3. Veuillez élaborer sur le potentiel d'effacement à la pointe du secteur des centres de données, à travers la participation aux options de GDP, considérant notamment les capacités de géoréplication et la redondance dans d'autres régions géographiques, qui peuvent habituellement faire partie de l'architecture des infrastructures des centres de données (référence (vii)). Veuillez quantifier ce potentiel.

Réponse :

Pour obtenir et maintenir un niveau de certification élevé, les centres de données doivent se conformer à un ensemble de normes de sécurité et de disponibilité qui limite le potentiel d'effacement du secteur. Par exemple, même si plusieurs centres de données sont dotés de génératrices d'urgence, celles-ci doivent généralement garantir la redondance de la charge en tout temps et peuvent difficilement être mises à contribution dans le cadre d'options de GDP.

En ce qui concerne les capacités de géoréplication, elles vont différer selon le type de données hébergées et le type d'opérations réalisées par les centres de données. Les capacités de géoréplication sont limitées lorsque les données de personnes ou d'entreprises tierces sont hébergées, ce qui est le cas de plusieurs centres de données au Québec, ou encore lorsque la nature des données hébergées est sensible.

Cela dit, le Distributeur continue de travailler avec les acteurs de l'industrie pour trouver des solutions afin qu'ils puissent, à terme, effacer une portion de leur puissance appelée en période de pointe. Ainsi, pour l'hiver 2022-2023, tous les grands centres de données du Québec ont été sollicités pour participer à la GDP. De plus, le Distributeur sensibilise les promoteurs qui désirent s'établir au Québec de l'importance de leur adhésion à des moyens comme la GDP dans le contexte énergétique actuel.

Pour l'instant, le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier de potentiel d'effacement pour le secteur.

1.3.1. Veuillez élaborer sur les efforts entrepris par Hydro-Québec auprès des entreprises du secteur des centres de données afin de développer la participation de ces dernières aux options de GDP offertes, considérant l'importance de la contribution de ce secteur à la croissance des besoins à la pointe d'ici 2031-2032 (référence (vi)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3.

1.4. Veuillez préciser, chiffres à l'appui, la manière dont le « *coût de l'énergie hors-hiver* » a été établi à 30,7 $/MWh en 2022 et à 35,8 $/MWh en 2023 (références (viii) et (ix)) en fournissant les principales variables et hypothèses utilisées.

Réponse :

Le coût de 35,8 $/MWh pour 2023 correspond au coût évité de 3,3 ¢/kWh déposé au Plan, majoré du taux de perte de distribution de 7,42 %. Quant au coût de l'énergie hors-hiver établi à 30,7 $/MWh, il correspond à la valeur du coût évité pour la période estivale présenté dans le cadre de *l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, indexé à 2 % pour l'année 2022.

SOLDE DU BLOC RÉSERVÉ POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS

2. Références :

(i) Dossier R-4045-2018, pièce B-0006, p. 3;
(ii) Dossier R-4045-2018, pièce B-0040, p. 4, 7 et 8;
(iii) Dossier R-4045-2018, pièce B-0049, p. 8 et 12 à 14;
(iv) Dossier R-4045-2018, pièce B-0004, p. 4;
(v) Décision D-2019-052, p. 21;
(vi) Gazette officielle du Québec, 8 mars 2023, nº 10, Projet de loi #2, articles 7 et 10, p. 547 et 548.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 1 :
BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	**182,1**	**183,8**	**185,9**	**185,5**	**187,3**	**188,5**	**190,3**	**190,6**	**191,6**
Électricité patrimoniale	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**
Approvisionnements postpatrimoniaux	**16,7**	**17,0**	**17,5**	**17,8**	**18,1**	**18,5**	**19,0**	**19,3**	**19,7**
• Base et cyclable - HQP	3,1	3,1	3,1	3,2	3,4	3,7	4,2	4,4	4,5
• Énergie rappelée - HQP	-	-	-	-	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9
• Appel d'offres de long terme - HQP	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
• Éolien	11,2	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
• Biomasse et petite hydraulique	2,3	2,5	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Achats d'énergie	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,1**	**0,1**	**0,1**	**0,2**	**0,6**
Surplus	**(13,4)**	**(12,1)**	**(10,4)**	**(11,1)**	**(9,7)**	**(8,9)**	**(7,6)**	**(7,6)**	**(7,0)**

Source : *État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026*, déposé le 31 octobre 2017, page 10, tableau 6.

TABLEAU 2 :
BILAN EN PUISSANCE

En MW	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Besoins à la pointe	**37 853**	**38 041**	**38 408**	**38 739**	**39 159**	**39 525**	**39 842**	**40 146**	**40 460**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 687	3 777	4 018	4 044	4 091	4 133	4 170	4 205	4 241
Besoins à la pointe - incluant la réserve	**41 540**	**41 818**	**42 426**	**42 783**	**43 250**	**43 658**	**44 011**	**44 350**	**44 700**
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Approvisionnements additionnels requis	**4 098**	**4 376**	**4 984**	**5 341**	**5 808**	**6 216**	**6 569**	**6 908**	**7 258**
HQP	**600**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 200**	**1 350**	**1 500**	**1 500**	**1 500**
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	0	0	0	100	250	400	400	400
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 827**	**1 846**	**1 924**	**1 977**	**1 977**	**1 977**	**1 969**	**1 969**	**1 969**
• Éolien (4 000 MW) (1)	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	360	370	440	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	**1 170**	**1 440**	**1 500**	**1 520**	**1 540**	**1 560**	**1 580**	**1 600**	**1 620**
• Électricité interruptible	900	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	270	440	500	520	540	560	580	600	620
Abaissement de tension	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**
Transactions de court terme réalisées	**50**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Puissance additionnelle requise	**200**	**0**	**200**	**500**	**850**	**1 100**	**1 250**	**1 600**	**1 900**

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

Source : *État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026*, déposé le 31 octobre 2017, page 12, tableau 7.

»

(ii) « *1.2. Veuillez présenter une mise à jour du bilan en énergie et préciser la part des besoins en énergie provenant de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.*

Réponse :

Si le potentiel de puissance attribuée est de l'ordre de 158 MW, en revanche, la prévision de long terme présentée au tableau R-1.2 considère pour le moment 88 MW, soit 0,8 TWh. Cette prévision de long terme est préliminaire. La version finale sera déposée dans le cadre de l'état d'avancement 2018.

TABLEAU R-1.2 :
MISE À JOUR DU BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	**186,2**	**188,4**	**187,8**	**189,2**	**190,0**	**191,6**	**191,7**	**192,5**
- dont Chaînes de blocs	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Électricité patrimoniale	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**
Approvisionnements postpatrimoniaux	**17,1**	**17,9**	**18,3**	**18,8**	**19,2**	**19,6**	**19,8**	**20,2**
- Achats d'énergie	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1
Surplus	**(9,8)**	**(8,4)**	**(9,4)**	**(8,5)**	**(8,0)**	**(6,9)**	**(7,0)**	**(6,5)**

[…]

Tout d'abord, le Distributeur tient à souligner que les scénarios sans effacement ne sont pas envisageables compte tenu des moyens disponibles en puissance, qui seraient insuffisants pour répondre à une telle demande, et ce, pour les trois scénarios (500 MW, 750 MW et 1 000 MW). En effet, comme le démontre le bilan en puissance déposé à la pièce HQD-1, document 3.1 (B-0021), en considérant l'ajout d'un bloc de 500 MW sans effacement, les besoins additionnels requis dépasseraient dès l'hiver 2020-2021 la limite maximale de la contribution des marchés de court terme évaluée à 1 100 MW.

[…]

En ce qui concerne les scénarios avec effacement, le Distributeur réitère qu'il privilégie le scénario de 500 MW correspondant à une consommation annuelle d'environ 4,5 TWh. Ces besoins seraient essentiellement comblés par de l'électricité patrimoniale inutilisée, tout en laissant une marge de manœuvre suffisante pour faire face à une hausse de la demande dans d'autres secteurs. » [nous soulignons]

(iii) « *2.2. Veuillez préciser la taille révisée du bloc d'énergie que le Distributeur propose d'octroyer dans le cadre de la présente demande, en sus du potentiel de puissance déjà attribuée par Hydro-Québec ainsi que par les réseaux municipaux. Veuillez fournir une ventilation de l'ensemble du potentiel de puissance qui sera attribué pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur le territoire du Québec entre les abonnements existants, le nouveau bloc dédié et les abonnements existants des réseaux municipaux, en précisant la portion qui sera interruptible pour les 300 heures les plus chargées.*

Réponse :

Le Distributeur prévoit octroyer un bloc de 300 MW en sus du potentiel de puissance déjà attribué aux réseaux municipaux pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sous réserve de l'information attendue invoquée en réponse à la question 2.1. Le Distributeur considère donc une charge de 158 MW pour les abonnements existants, 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux et 300 MW pour le nouveau bloc qui sera attribué au moyen de l'appel de propositions. Toutes les charges seront interruptibles, à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures. »

[…]

4.3. Hormis les exigences relatives aux durées d'engagement (référence (iii)), et compte tenu de l'incertitude alléguée entourant la pérennité de ce secteur (référence (v)), veuillez élaborer sur les critères utilisés par le Distributeur pour planifier l'impact de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur l'équilibre de son bilan en énergie sur l'horizon 2019-2026.

Réponse :
Afin d'évaluer l'impact en énergie de cette charge additionnelle, le Distributeur a considéré la présence de ce secteur d'activités sur une durée de cinq ans, en considérant un facteur d'utilisation de 95 % et un effacement de 300 heures à la demande du Distributeur.

[…]

Le tableau R-4.6 présente un bilan en énergie intégrant les informations présentées à la réponse 2.2 sur un horizon de cinq ans ainsi que toutes les mises à jour disponibles au moment du dépôt de la présente pièce. Toutefois, le Distributeur tient à souligner que des changements sont encore susceptibles d'être intégrés d'ici l'état d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026.

TABLEAU R-4.6 :
MISE À JOUR DU BILAN EN ÉNERGIE

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	**186,2**	**192,8**	**194,4**	**195,7**	**196,5**	**198,0**	**193,5**	**193,0**
Électricité patrimoniale	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**
Approvisionnements postpatrimoniaux	**17,1**	**19,1**	**20,1**	**20,8**	**21,2**	**21,7**	**20,4**	**20,3**
▪ Base et cyclable	3,3	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,7	3,7
▪ Énergie rappelée	-	0,2	0,5	0,6	0,8	0,8	0,5	-
▪ Appels d'offres de long terme - HQP	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien	11,3	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
▪ Biomasse et petite hydraulique	2,4	2,8	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1
▪ Achats d'énergie	0,1	1,0	1,3	1,6	1,9	2,3	1,5	1,9
Surplus	**(9,8)**	**(5,1)**	**(4,6)**	**(3,9)**	**(3,6)**	**(2,5)**	**(5,7)**	**(6,1)**

»
[nous soulignons]

(iv) Le Décret nº 646-2018 du 30 mai 2018 est déposé au dossier R-4045-2018.

(v) « *[72] La Régie constate également que cette nouvelle clientèle présente les caractéristiques similaires suivantes :*
- *secteur énergivore présentant un facteur d'utilisation élevé;*
- *secteur d'activité mobile et fractionnable;*
- *technologie utilisée dans n'importe quel endroit et sans égard au lieu du site;*
- *pérennité incertaine, évolution rapide de la technologie;*
- *consommation fortement influencée par le cours des cryptomonnaies;*
- *demandes pour des raccordements et des montées en charge rapides.* » [nous soulignons]

(vi) Le projet de loi 2 modifie l'article 76 de la Loi encadrant l'obligation de desservir du Distributeur. Selon les *Dispositions transitoires et finale* :

« […] *l'obligation de distribuer de l'électricité prévue au premier alinéa de l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie ne s'applique pas à toute nouvelle demande, à toute demande de charge additionnelle ou à toute demande d'un client qui bénéficie d'un contrat spécial, d'une puissance de 5 000 kilowatts et plus, pour laquelle un titulaire d'un droit exclusif n'a pas conclu d'entente avant le 2 décembre 2022 qui prévoit un engagement financier du demandeur.* »

Demandes :

2.1. Veuillez confirmer que la taille du bloc dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs a été déterminée, à l'étape 2 de la Phase 1 du dossier R-4045-2018, sur la base de l'information disponible, concernant les bilans en énergie et en puissance, aux pièces B-0006, B-0040 tableau R-1.2 et pièce B-0049 tableau R-4.6 de ce dossier (références (i), (ii) et (iii)). Sinon, veuillez corriger et commenter.

Réponse :

Le Distributeur confirme que les bilans déposés dans le dossier R-4045-2018 et cités en référence ont été utilisés pour déterminer la taille du bloc dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (l'« usage cryptographique »).

2.2. Veuillez confirmer et expliquer la manière dont, au moment de la détermination de la taille du bloc dédié à l'étape 2 du dossier R-4045-2018, la proposition d'Hydro-Québec d'octroyer un bloc de 300 MW en service non-ferme, (référence (iii)), devait permettre de laisser suffisamment d'énergie disponible afin de ne pas compromettre le développement économique de secteurs d'importance au Québec, conformément aux préoccupations du décret nº 646-2018 (référence (iv)).

Réponse :

Lors de l'étape 2 du dossier R-4045-2018, les bilans d'énergie (références (i), (ii) et (iii)) montraient de l'énergie patrimoniale disponible sur la période du Plan, et ce, avec la charge anticipée de l'usage cryptographique. À ce moment, avec la croissance de la demande anticipée pour l'ensemble des secteurs, l'alimentation du bloc dédié à l'usage cryptographique pouvait se faire sans compromettre le développement économique anticipé de secteurs d'importance.

2.3. Veuillez préciser si la limite à l'obligation de desservir les demandes de moins de 5 000 W, sanctionnée avec le projet de loi nº 2 (référence (vi)), pourrait être suffisante afin de limiter la demande de la clientèle au tarif CB, permettant de maintenir une portion du solde du bloc dédié pour la clientèle du tarif CB - Moyenne puissance. Veuillez commenter.

Réponse :

Bien que la disposition du projet de loi nº 2 puisse être perçue comme un frein par les promoteurs, le Distributeur est d'avis que cette limite n'est pas suffisante pour restreindre la demande du secteur des chaînes de blocs, notamment en raison du possible fractionnement des demandes de la part des promoteurs souhaitant éviter le processus d'évaluation pour les projets d'une puissance de 5 000 kW et plus.

Comme indiqué à la référence (v), la charge associée à de nouveaux projets peut être fractionnée dans différents lieux de consommation. Un tel fractionnement des demandes peut constituer un avantage pour les

promoteurs, car il facilite la recherche de sites, simplifie les travaux relatifs au raccordement, diminue les coûts de ces travaux devant être assumés en totalité par le promoteur et permet une mise en exploitation plus rapide. En conséquence, le Distributeur estime que les promoteurs pourraient profiter de la situation en ajustant leur projet pour déposer plusieurs demandes respectant le seuil de 5 000 kW, accélérant d'autant le début de leur consommation d'électricité.

Le Distributeur rappelle que sa position est de fixer à 0 MW le solde du bloc réservé, comme cela est mentionné dans sa réponse à la question 3.7.1 de la demande de renseignements nº 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1 (B-0043). De plus, le décret nº 1697-2022 mentionne qu'il y aurait lieu de considérer que l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique, pour des demandes de branchement qui ne sont pas prioritaires et stratégiques, constitue un risque à la capacité du Distributeur de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques qui lui sont faites. À cet effet, tout volume attribué pour un usage cryptographique mettrait une pression supplémentaire sur les bilans déjà serrés et augmenterait le risque du Distributeur de ne pas pouvoir répondre aux demandes de branchement de secteurs prioritaires et stratégiques établis par le gouvernement du Québec.

2.4. Veuillez indiquer si, en raison du caractère fractionnable des opérations de minage, reconnu par la décision D-2019-052 (référence (v), Hydro-Québec s'attend à un impact potentiel sur les futures demandes d'alimentation pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. Veuillez notamment élaborer sur le risque que des entreprises formulent de multiples demandes d'alimentation de moins de 5 000 kW, à la suite de l'adoption du projet de loi nº 2 (référence (vi)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3.

BILAN D'ÉNERGIE

3. Références : (i) Pièce B-0077, Tableau R-1.1, p. 7;
(ii) Pièce B-0077, R-1.7, p. 10.

Préambule :

(i) À partir des données du tableau de la référence (i), la Régie a préparé le tableau suivant :

TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Énergie additionnelle requise	**1,6**	**2,3**	**3,1**	**3,4**	**6,5**	**10,0**	**11,2**	**12,8**	**15,8**	**20,0**
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Approvisionnement de long terme minimal					0,5	4,0	5,2	6,8	9,8	14,0

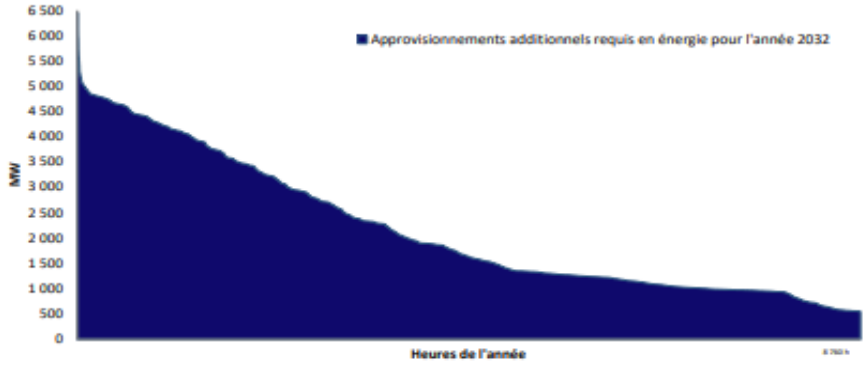
(ii) « 1.7 *Veuillez mettre à jour les profils des besoins et des approvisionnements additionnels requis (tableaux 7.1 à 7.8 de la référence (viii)) afin de tenir compte de l'abrogation du Règlement sur*

un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne et de l'abrogation du Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable, des résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et du Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne (références (i), (ii), (iii) et (iv)). Veuillez fournir les données à l'origine des tableaux mis à jour.

Réponse :

Le Distributeur précise que seule la figure 7.5 de la référence (viii) est modifiée par les changements aux différents Règlements et appels d'offres cités dans la question, puisque les années couvertes par les autres figures sont préalables aux dates de mises en service considérées. La figure R-1.7 présente l'information demandée. Les données sont présentées dans le fichier Excel HQD-04-1.2_R-1.7.xlsx.

FIGURE R-1.7 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2032 APRÈS INTÉGRATION DES RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02 ET DU RÈGLEMENT SUR UN BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE



»

Demande :

3.1. La Régie constate que l'énergie additionnelle requise en 2032 s'élève à 20,0 TWh (référence (i)) alors que les valeurs horaires du fichier Excel HQD-04-1.2_R-1.7.xlsx (référence (ii)) totalisent 18,9 TWh. Veuillez expliquer les écarts entre ces deux évaluations d'énergie additionnelle requise en 2032.

Réponse :

Les écarts observés s'expliquent par l'absence de données horaires pour le 29 février 2032 dans le fichier Excel HQD-04-1.2_R-1.7.xlsx. Puisque le décret patrimonial ne prévoit pas 24 valeurs horaires additionnelles d'électricité patrimoniale pour les années bissextiles, comme 2032, certains ajustements sont nécessaires pour produire le bilan sur une base annuelle. La valeur officielle est celle du bilan d'énergie (référence (i)).

MOYENS DE GESTION DE LA PUISSANCE

4. Référence : (i) Pièce B-0100, R-16.1, Complément de réponse, p. 5 et 6.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur présente au tableau R-16.1 les effacements par événement de pointe pour l'hiver 2021-2022.*

TABLEAU R-16.1 :
SUIVI DES ÉVÉNEMENTS DE TARIFICATION DYNAMIQUE – HIVER 2021-2022

Événements de pointe		Tarification dynamique	
Date	Période	Crédit	FLEX
		MW	MW
2021-12-23	AM		12
2022-01-03	AM	103	12
2022-01-03	PM	130	17
2022-01-04	AM	136	15
2022-01-04	PM	191	23
2022-01-08	AM	99	
2022-01-08	PM	141	
2022-01-10	PM	115	15
2022-01-11	AM	117	14
2022-01-11	PM	141	19
2022-01-12	AM	160	19
2022-01-12	PM	205	25
2022-01-14	PM	107	14
2022-01-15	AM	120	
2022-01-16	AM	136	
2022-01-17	AM	158	18
2022-01-19	AM	147	17
2022-01-21	AM	145	17
2022-01-21	PM	167	21
2022-01-22	AM	144	
2022-01-24	AM	142	16
2022-01-26	AM	135	15
2022-01-27	AM	178	20
2022-02-01	AM	152	17
2022-02-06	AM	123	
2022-02-14	AM	139	16
2022-02-14	PM	122	
2022-02-15	AM	144	16
2022-02-16	AM	151	17
2022-02-25	AM	123	14
2022-02-28	AM		15
2022-03-01	AM		16
2022-03-04	AM		17
Moyenne	**MW**	**157**	
Heures appelées	**Heures**	**96**	**85**

»

Demande :

4.1. Pour les hivers 2019-20, 2020-21, 2021-22 et 2022-23, veuillez préciser la contribution des moyens de gestion de la puissance (GDP), pour chacun des 100 plus grands besoins réguliers du distributeur (BRD) observés, en utilisant le format de tableau suivant :

		Interventions en gestion de la demande en puissance (MW)					
Date et heure	BRD (MW)	Électricité interruptible	GDP Affaires	Interruption des chaînes de blocs	Tarification dynamique	Hilo	Abaissement de tension
Année-Mois-Jour-Heure 1							
…							
Année-Mois-Jour-Heure 100							

Veuillez transmettre ces données sous forme de chiffrier Excel.

Réponse :

L'information demandée est déposée dans le fichier Excel HQD-04-1.4_R-4.1.xlsx. Le Distributeur souhaite toutefois préciser que les moyens de gestion de la demande de puissance peuvent être utilisés à des fins de fiabilité et d'optimisation de l'électricité patrimoniale. Sur ce point, le Distributeur rappelle que l'utilisation des valeurs horaires de l'électricité patrimoniale doit se faire pour chacune des années civiles, et non par hiver. Par ailleurs, les modalités de certains moyens, la stratégie d'utilisation retenue, la demande hivernale et la fiabilité sont des éléments qui expliquent que les moyens de gestion ne sont pas toujours utilisés à l'intérieur des 100 heures de plus fortes demandes.

RÉSEAUX AUTONOMES

5. Références :

(i) Pièce B-0043, p. 58, réponse. 12.2;
(ii) Pièce B-0013, p. 39, tableau 8.3-1-A;
(iii) Dossier R-4227-2023, pièce B-0008 (fichier Excel);
(iv) Dossier R-4227-2023, pièce B-0004, p. 16;
(v) Pièce B-0074, p. 11;
(vi) Communiqué de presse HQ, 4 mai 2023;
(vii) Pièce B-0013, p. 18;
(viii) Pièce B-0074, p. 10.

Préambule :

(i) « *12.2 Veuillez présenter les données au tableau 8.3-1 (référence (iii)) en faisant abstraction d'un scénario de raccordement au réseau intégré.*

Réponse :

Un scénario alternatif faisant abstraction du raccordement au réseau intégré nécessiterait une mise à jour complète de la prévision de la demande. Les nouvelles stratégies d'approvisionnement auront un impact direct sur la prévision de la demande, notamment en ce qui a trait au plan d'évolution des conversions et de valorisation de nouvelles mesures d'efficacité énergétique.

Le Distributeur estime qu'il n'est pas possible de réaliser ce scénario dans le cadre du présent dossier. » [nous soulignons]

(ii) Tableau 8.3-1-A : Prévision de la demande – Cap-aux-Meules

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
Nombre d'abonnements résidentiels	**7 030**	**7 047**	**7 059**	**7 069**	**7 073**	**7 072**						
Ventes (GWh)	**188,73**	**190,37**	**191,84**	**191,77**	**188,87**	**188,76**						
dont résidentiel	*109,47*	*110,63*	*111,56*	*111,44*	*111,69*	*111,92*						
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,47	21,65	21,82	21,81	21,48	21,47						
Besoins en énergie (GWh)	**210,19**	**212,02**	**213,66**	**213,58**	**210,36**	**210,24**						
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	**46,50**	**47,02**	**47,39**	**47,71**	**47,66**							

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Utilisation efficace de l'énergie :											
Besoins en énergie (GWh)	56,07	53,94	51,82	49,71	47,62	45,53					
Besoins en puissance à la pointe (MW) [1]	18,17	17,47	16,78	16,09	15,40						

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

(iii) Dans le cadre de sa demande d'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité à partir d'un parc éolien dans le réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine (IDLM), le Distributeur présente un fichier Excel de l'analyse économique du projet dans lequel on retrouve, notamment, la prévision des besoins, sur l'horizon du plan, pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules (CAM). Les besoins annuels sont les suivants :

Années	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**
Prévision des besoins CAM (MWh)	212 025	213 662	213 581	210 356	210 236	212 568	219 023	230 317	237 816	241 431

(iv) « *<u>Enfin, dans le cas du scénario de raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré en 2030 (année de mise en service que le Distributeur considère optimiste dans le contexte actuel)</u>, la valeur actualisée de l'implantation de PEDGI demeure avantageuse représentant un gain net de 3 M$ act. 2023, soit 72 M$ act. 2023 moins 69 M$ act. 2023.* » [nous soulignons]

(v) Dans le tableau 1 intitulé « Principaux jalons et échéancier préliminaire » il est indiqué que le dépôt de la nouvelle stratégie de conversion des IDLM est prévue pour le printemps 2025.

(vi) « *Microréseau intelligent aux Îles-de-la-Madeleine : une vitrine technologique pour la résilience des milieux insulaires*

Dans le cadre du projet de l'écoquartier de Cap-aux-Meules, Hydro-Québec s'associe à la Municipalité des Îles-de-la-Madeleine pour créer un microréseau intelligent. Chaque bâtiment sera intégré à ce nouvel écosystème électrique en tant que nanoréseau ayant pour objectif l'efficacité énergétique, la résilience et la carboneutralité.

Ce projet permettra de tester certaines technologies et de développer de nouvelles expertises qui stimuleront notamment l'intégration de ressources énergétiques décentralisées (RED). Il prendra en compte l'évolution des connaissances techniques et sera élaboré dans un esprit communautaire afin de répondre aux aspirations de la population et aux besoins de la collectivité.

À terme, l'écoquartier des Îles-de-la-Madeleine sera un milieu de vie doté d'une culture du développement durable et une source d'inspiration pour tout le Québec. Rappelons que ce projet d'aménagement urbain et de développement économique de grande ampleur sera réalisé au cœur de Cap-aux-Meules.

Composants du microréseau intelligent des Îles-de-la-Madeleine

L'écoquartier des Îles-de-la-Madeleine sera composé d'une dizaine de bâtiments, chacun étant un nanoréseau s'intégrant au microréseau de l'ensemble. Les technologies pourront comprendre :

- *des panneaux solaires ;*
- *des batteries de stockage d'énergie;*
- *des outils permettant de gérer la consommation d'énergie des bâtiments.*

Hydro-Québec investira environ 10 M$ dans ce projet, entre autres pour l'accompagnement des promoteurs dans l'analyse et le choix des technologies ainsi que pour le soutien financier à l'achat des équipements connexes. Les travaux du microréseau seront coordonnés avec ceux de la construction de l'écoquartier et débuteront en 2023 avec le nouveau bâtiment de l'organisme Le Phare. »

(vii) Au tableau 6.1 intitulé « *Statut des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes* », le déploiement des chauffe-eau à trois éléments aux IDLM est qualifié de « *Programme en continu* ».

(viii) « *Dans l'intervalle des études de scénarios, le Distributeur amorcera l'élaboration d'un plan de transition du PUEÉ. Il s'assurera que ce plan soit équitable pour tous les clients, selon leur segment affaires ou résidentiel. Il s'assurera également que cette transition soit cohérente avec les différents scénarios qui seront analysés pour la transition du réseau des IDLM, lequel n'est pas encore déterminé.*

Indépendamment du scénario retenu, le Distributeur souhaite faire évoluer le PUEÉ afin de promouvoir des énergies moins polluantes que le chauffage au mazout.

Parallèlement, le Distributeur analyse une bonification de l'offre propre aux IDLM visant différentes mesures d'efficacité énergétique, dont la thermopompe efficace. »

Demandes :

5.1. Veuillez déposer une version complète du tableau de la référence (ii) tenant compte, notamment, de la prévision de besoins en énergie présentée dans la référence (iii) ou, le cas échéant, de la plus récente mise à jour de cette prévision.

Réponse :

Le tableau R-5.1 présente la prévision de la demande du réseau de Cap-aux-Meules pour la période 2022-2032.

TABLEAU R-5.1 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
Nombre d'abonnements résidentiels	**7 030**	**7 047**	**7 059**	**7 069**	**7 073**	**7 072**	**7 068**	**7 055**	**7 043**	**7 025**	**7 002**	**-0,04%**
Ventes (GWh)	**188,73**	**190,37**	**191,84**	**191,77**	**188,87**	**188,76**	**193,62**	**199,49**	**209,77**	**216,59**	**219,88**	**1,54%**
dont résidentiel	*109,47*	*110,63*	*111,56*	*111,44*	*111,69*	*111,92*	*114,98*	*119,94*	*125,48*	*131,08*	*133,74*	**2,02%**
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,47	21,65	21,82	21,81	21,48	21,47	18,95	19,53	20,55	21,22	21,56	
Besoins en énergie (GWh)	**210,19**	**212,02**	**213,66**	**213,58**	**210,36**	**210,24**	**212,57**	**219,02**	**230,32**	**237,82**	**241,43**	**1,40%**
Besoins en puissance à la pointe (MW)1	**46,50**	**47,02**	**47,39**	**47,71**	**47,66**	**47,27**	**50,00**	**54,07**	**56,82**	**59,27**		**2,73%**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Utilisation efficace de l'énergie :											
Besoins en énergie (GWh)	56,07	53,94	51,82	49,71	47,62	45,53	39,23	28,73	14,10	4,50	0,00
Besoins en puissance à la pointe (MW) 1	18,17	17,47	16,78	16,09	15,40	14,72	11,28	6,35	2,95	0,00	

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

5.2. Veuillez quantifier l'impact sur la prévision des besoins en énergie et en puissance des facteurs suivants :

5.2.1 Les ajustements auxquels le Distributeur réfère dans l'extrait souligné en référence (i);

Réponse :

Le Distributeur a entamé le processus de mise à jour de la prévision de la demande pour les réseaux autonomes et, par conséquent, il ne peut présenter les informations demandées. Cependant, il soumet que la prévision de la demande de l'État d'avancement 2023 tiendra compte des éléments soulignés à la référence (i).

5.2.2 Les mesures prévues pour le projet de Microréseau intelligent des IDLM (référence (vi)).

Réponse :

Les travaux en lien avec le Microréseau n'ayant pas débuté à ce jour, le Distributeur n'est pas en mesure de présenter les informations demandées.

5.3. Veuillez présenter un état d'avancement du programme Chauffe-eau à trois éléments au réseau des IDLM (référence (vii)), en prenant soin de préciser son taux de pénétration ainsi que l'impact estimé sur la prévision de la demande en puissance sur l'horizon du plan.

Réponse :

Le programme de Chauffe-eau à trois éléments, malgré qu'il soit offert en permanence aux IDLM, n'atteint pas une performance à la hauteur des attentes.

Son impact sur la prévision de la demande à l'horizon du Plan ne pourra pas dépasser à terme 25 kW, si le Distributeur réussit à améliorer la pénétration de la mesure aux IDLM.

5.4. Veuillez quantifier l'impact anticipé du plan de transition du PUEÉ, de même que de la bonification de l'offre visant différentes mesures d'efficacité énergétique dont il est question en référence (viii) sur les besoins en énergie et en puissance des IDLM sur l'horizon du Plan.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas encore complété son nouveau plan de transition du PUEÉ, en fonction de l'annonce concernant la suspension du projet de raccordement du réseau des IDLM pour une période indéterminée. Actuellement, il est prévu analyser les différents scénarios que le Distributeur pourrait offrir tant aux clients adhérant au PUEÉ qu'aux clients dont les équipements sont 100 % électriques, et ce, tant pour les bâtiments existants que les bâtiments neufs.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

6. Références : (i) Pièce B-0009, p. 45, tableaux 9.13 et 9.14;
(ii) Communiqué de presse d'Hydro-Québec, 4 avril 2023;

Préambule :

(i) Tableau 9.13 : Prévision des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Secteurs											
Résidentiel	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Commercial	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Industriel	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Total	**0,7**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**1,0**	**0,9**	**0,8**	**0,7**

Tableau 9.14 : Prévision des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du Distributeur

En MW	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Total	135	168	168	168	167	172	172	177	159	143	129

(ii) « *Plan stratégique 2022-2026*

Hydro-Québec rehausse ses cibles en efficacité énergétique et chemine dans l'évaluation du potentiel hydroélectrique du Québec

Dans son Plan stratégique 2022-2026 rendu public il y a un an, Hydro-Québec estimait que plus de 100 térawattheures (TWh) additionnels d'électricité seront requis pour décarboner le bouquet énergétique actuel du Québec et lui permettre d'atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050. C'est plus de la moitié de notre capacité de production annuelle.

Hydro-Québec est à l'œuvre pour relever ce défi au moyen de quatre initiatives qui ont inscrit des avancées importantes au cours de la dernière année.

Rehaussement des cibles en efficacité énergétique

Dans son Plan stratégique, Hydro-Québec avait annoncé son intention d'accroître ses efforts en efficacité énergétique afin d'atteindre 8,2 TWh à l'horizon 2029. L'objectif cumulatif fixé pour 2020-2022 a été dépassé de plus de 20 %, avec des économies d'énergie de l'ordre de 2 TWh. Forte de ces résultats et devant l'intensification de la demande d'électricité, Hydro-Québec annonce aujourd'hui son intention de rehausser significativement ses cibles en la matière.

En collaboration avec des experts, des expertes et des organisations de différents horizons, Hydro-Québec lance une démarche en vue de déterminer les solutions de toutes natures qui permettront au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique, estimé à 25 TWh. […] »

Demande :

6.1. Veuillez quantifier l'impact anticipé de la stratégie de rehaussement des cibles en efficacité énergétique annoncée par Hydro-Québec dans son communiqué de presse du 4 avril 2023 (référence (ii)), sur les prévisions des contributions annuelles en énergie et en puissance en efficacité énergétique sur l'horizon du plan (référence (i)). Advenant l'impossibilité de quantifier l'impact dans l'immédiat, veuillez indiquer à partir de quand le Distributeur prévoit pouvoir le faire.

Réponse :

Dans le communiqué de presse mentionné en référence (ii), Hydro-Québec annonçait le lancement d'une « démarche en vue de déterminer les solutions de toutes natures qui permettront au Québec de se doter de cibles ambitieuses pour se rapprocher du plein potentiel d'efficacité énergétique, estimé à 25 TWh ». Au moment de la préparation des réponses à la présente demande de renseignements, le Distributeur précise que la démarche initiée en avril 2023 n'est toujours pas terminée. Dans le cadre de cette même démarche, le Distributeur s'affaire à quantifier le potentiel des mesures et à identifier les leviers nécessaires afin de les réaliser.

Selon l'avancement des travaux, le Distributeur pourrait intégrer une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique dans l'État d'avancement 2023, dans la mesure où, de son point de vue, cette trajectoire est réaliste et qu'elle puisse se matérialiser à l'horizon du Plan.