

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE L'AHQ-ARQ À HQD

PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. **Références :** (i) B-0009, page 21, tableau 5.3;
 (ii) A-0069, page 14, lignes 14 à 16;
 (iii) A-0069, page 15, tableau 2.3;
 (iv) Projet de loi no. 2 de l'Assemblée Nationale du Québec :
https://www.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/fileadmin/Fichiers_client/lois_et_reglements/LoisAnnuelles/fr/2023/2023C1F.PDF, page 6, article 10.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 5.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES¹

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	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
<i>(Besoins vider par le Plan)</i>														

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.

»

- (ii) « *La prévision des besoins en puissance considère notamment de nouvelles hypothèses relatives à l'impact à la pointe attribuables à la trajectoire de décarbonation industrielle (+1 644 MW) ainsi qu'à l'accélération du développement de la filière batterie (+597 MW).* » (Nous soulignons)

(iii) «

**TABLEAU 2.3 :
 PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
 PAR USAGE À LA POINTE DE L'HIVER**

En MW	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 950	15 094	15 211	15 299	15 357	15 378	15 367	15 338	15 331	15 333	15 348	15 255
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 698	3 721	3 739	3 752	3 758	3 757	3 749	3 741	3 738	3 737	3 737	3 708
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 056	2 060	2 069	2 079	2 096	2 100	2 110	2 122	2 140	2 144	2 156	2 169
Industriel	9 417	9 420	9 461	9 570	9 630	9 682	9 702	9 682	9 660	9 655	9 657	9 699	9 793	9 888
Décarbonation des procédés industriels	0	1	35	89	156	242	327	763	1 058	1 352	1 644	2 198	2 757	3 315
Filière batterie	0	0	5	75	150	235	359	503	535	556	597	629	663	700
Centres de données	127	137	153	172	244	317	389	462	532	594	647	649	655	660
Chaînes de blocs ²	211	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287
Serres	186	203	236	269	286	317	343	352	368	369	387	388	406	407
Véhicules électriques	90	110	132	168	229	319	456	664	932	1 299	1 726	2 140	2 549	2 922
Photovoltaïque	0	0	-1	-2	-3	-5	-5	-6	-7	-7	-6	-6	-5	-5
Autres usages	9 339	9 190	9 449	9 343	9 305	9 286	9 261	9 298	9 334	9 284		9 291	9 338	9 589
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 683	48 895
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>														

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.

² Ventes estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

»

(iv) « **10. Jusqu'à l'entrée en vigueur du premier règlement pris par le gouvernement en vertu du paragraphe 2.4° du premier alinéa de l'article 112 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), édicté par l'article 8 de la présente loi, 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.**

Dans le cas où l'obligation prévue au premier alinéa ne s'applique pas, le titulaire d'un droit exclusif doit obtenir l'autorisation du ministre pour distribuer de l'électricité à une personne ou à une catégorie de personnes au tarif applicable prévu à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec.

Avant de délivrer une autorisation de distribution, le ministre tient notamment compte des capacités techniques du titulaire d'un droit exclusif pour le raccordement ainsi que des retombées économiques et des impacts sociaux et environnementaux de l'utilisation de l'électricité demandée.

Le ministre peut exiger du titulaire d'un droit exclusif tout renseignement pertinent pour l'application du deuxième alinéa.

Le présent article a effet malgré les décisions de la Régie de l'énergie dans les dossiers R-4057-2018 et R-4045-2018. » (Nous soulignons)

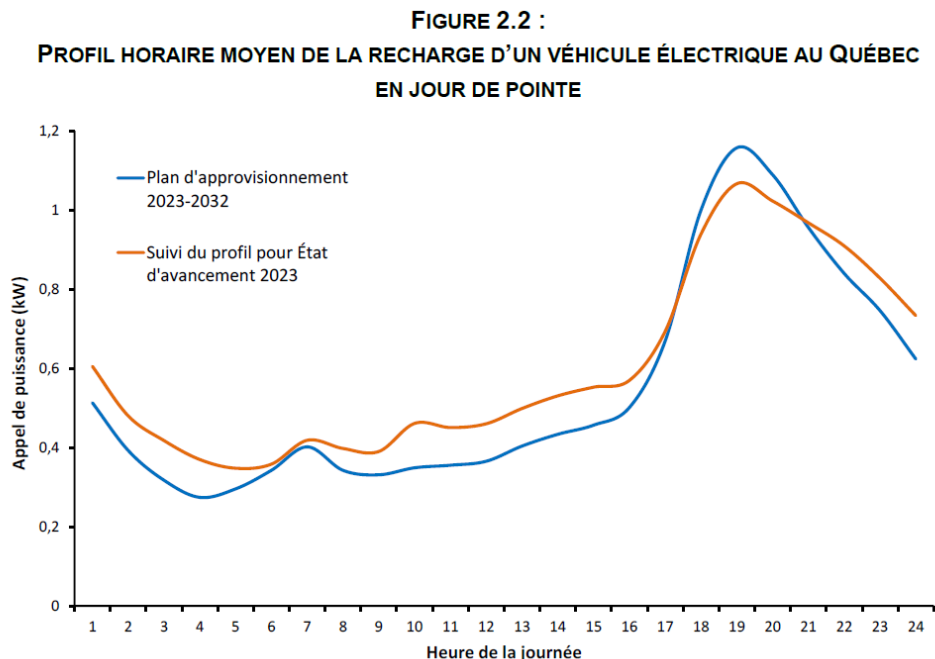
Demandes :

- 1.1** Veuillez indiquer où se sont retrouvées, dans le tableau 2.3 de la référence (iii), les valeurs en puissance de la ligne intitulée « *Hydrogène/Biométhanisation* » du tableau 5.3 de la référence (i).
 - 1.2** Pour chaque année couverte par le tableau 2.3 de la référence (iii), veuillez indiquer la valeur en puissance de l'usage intitulé « *Hydrogène/Biométhanisation* ».
 - 1.3** Pour la Filière batterie et pour l'hiver 2031-2032, veuillez concilier les valeurs de 175 MW (référence (i)) et de 597 MW (référence (iii)), pour une hausse de 422 MW, et l'information apparaissant à la référence (ii) selon laquelle une telle hausse serait plutôt de +597 MW.
 - 1.4** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle une portion des besoins apparaissant à la ligne intitulée « *Décarbonation des procédés industriels* » du tableau 2.3 de la référence (iii) n'est pas engagée auprès de clients puisqu'elle devra faire l'objet d'approbation par le gouvernement du Québec en vertu de l'article 10 reproduit à la référence (iv). Veuillez quantifier cette portion pour chaque année du Plan. Veuillez également confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle une telle portion ne serait éventuellement engagée que dans le respect des critères de fiabilité.
-

2. **Référence :** (i) A-0069, pages 17 et 18;
- (ii) Hydro-Québec : La recharge des véhicules électriques dans un multilogement (juin 2022)
<https://www.hydroquebec.com/data/electrification-transport/pdf/recharge-vehicules-electriques-multilogement.pdf>, page 19;
- (iii) <https://www.985fm.ca/audio/600949/forte-demande-de-voitures-electriques-hydro-quebec-est-elle-prete>, entrevue de Mme France Lampron du 16 janvier 2024, consulté le 17 janvier 2024;
- (iv) B-0150, page 15, tableau 2.3;
- (v) Hydro-Québec - Plan stratégique 2022-2026 : <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25>, page 22.

Préambule :

- (i) « Conformément aux demandes de la Régie contenues dans ses décisions D-2019-027 et D-2020-055, la figure 2.2 présente la mise à jour du profil moyen de la recharge d'un véhicule électrique en jour de pointe.



Depuis la pandémie de la COVID-19, le profil de recharge moyen d'un véhicule électrique lors de journées de pointe a évolué. La prévalence du télétravail

semble responsable d'une partie de cette tendance. Lors de la préparation du Plan, le Distributeur avait inféré le profil de recharge en ajustant le profil observé en période de confinement pour refléter un retour partiel vers le profil de recharge observé avant mars 2020. Selon le profil de recharge observé à partir des données les plus récentes disponibles, soit se terminant au 31 août 2022, le Distributeur remarque que :

- Les périodes en début et en fin de journée se rapprochent du profil de recharge prépandémique ;
- La recharge en milieu de journée et durant la nuit continue sa croissance ;
et
- La pointe coïncidente de recharge des véhicules électriques est légèrement inférieure à celle observée en période de confinement.

Globalement, l'énergie consommée par un véhicule électrique lors des journées de pointe est plus importante que ce qui avait été considéré au Plan. Puisqu'il croit que les effets du télétravail ne sont pas encore stabilisés, le Distributeur maintiendra le suivi de la recharge des véhicules électriques. De plus, il surveillera l'adhésion des clients faisant partie de l'échantillon des données de recharge aux offres de gestion de la demande de puissance en vigueur ou qui seront mises en place dans les prochaines années. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

- (ii) « Le contrôleur de charge, aussi appelé dispositif de surveillance et de délestage de la charge, interrompt au besoin la recharge – en déconnectant temporairement l'équipement de recharge – de façon à éviter que la charge totale excède la charge permise.

Le contrôleur de charge permet donc de tirer avantage de la puissance inutilisée hors des périodes de pointe. Dans une habitation typique, la consommation atteint son point culminant uniquement quelques heures par année. Essentiellement le matin et le soir lors de froides journées d'hiver. Les installations électriques sont conçues pour répondre à ces besoins de pointe. C'est donc dire qu'en dehors de ces pointes, il y a beaucoup de capacité résiduelle inutilisée, et c'est cette capacité que le contrôleur de charge permet de récupérer.

De façon concrète, le contrôleur de charge permet donc la recharge d'un véhicule la plupart du temps. En revanche, lors d'une soirée froide d'hiver, le scénario pourrait être un peu différent.

1. À son arrivée au stationnement, le véhicule est branché et la recharge démarre.
 2. Lorsque les gens entrent dans leur appartement, ils peuvent utiliser différents équipements électriques en même temps : chauffage, cuisinière, sècheuse, chauffe-eau, etc.
-

3. Le contrôleur de charge détecte alors une charge trop importante et interrompt temporairement la recharge du VE.

4. Lorsque, en fin de soirée, le contrôleur de charge détecte que la capacité électrique disponible redevient suffisante, il relance la recharge du véhicule. »
 (Nous soulignons)

(iii) Le 16 janvier 2024, lors de son entrevue avec Mme Nathalie Normandeau à la station de radio 98,5 Montréal, Mme France Lampron a indiqué que le système de recharge des véhicules électriques dans les multilogements serait en service « *bientôt* ».

(iv) «

TABLEAU 2.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
PAR USAGE À LA POINTE DE L’HIVER

En MW	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 950	15 094	15 211	15 299	15 378	15 367	15 338	15 331		15 333	15 348	15 255
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 698	3 721	3 739	3 752	3 758	3 757	3 749	3 741	3 738	3 737	3 737	3 708
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 056	2 060	2 069	2 079	2 096	2 100	2 110	2 122	2 140	2 144	2 156	2 169
Industriel	9 417	9 420	9 461	9 570	9 630	9 682	9 702	9 682	9 660	9 655	9 657	9 699	9 793	9 888
Décarbonation des procédés industriels	0	1	35	89	156	242	327	763	1 058	1 352	1 644	2 198	2 757	3 315
Filière batterie	0	0	5	75	150	235	359	503	535	556	597	629	663	700
Centres de données	127	137	153	172	244	317	389	462	532	594	647	649	655	660
Chaînes de blocs ²	211	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287
Serres	186	203	236	269	286	317	343	352	368	369	387	388	406	407
Véhicules électriques	90	110	132	168	229	319	456	664	932	1 299	1 726	2 140	2 549	2 922
Photovoltaïque	0	0	-1	-2	-3	-5	-5	-6	-7	-7	-6	-6	-5	-5
Autres usages	9 339	9 190	9 449	9 343	9 305	9 286	9 261	9 298	9 334	9 334	9 284	9 291	9 338	9 589
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 663	48 895
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>														

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.
² Ventes estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

» (Notre surlignement)

(v) « *Nous prévoyons notamment:*

- *élaborer une offre de recharge résidentielle avec effacement pendant les périodes de pointe; »*

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer selon quel critère les « *journées de pointe* » ont été déterminées dans le contexte de la référence (i).
- 2.2 Pour chacune des deux courbes apparaissant à la référence (i), veuillez fournir la période de temps historique, le nombre de « *journées de pointe* » et le nombre de véhicules et/ou recharges sur laquelle elle est basée.
- 2.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne dispose-t-il pas de données plus récentes que le 31 août 2022, tel qu'indiqué à la référence (i).
- 2.4 Veuillez fournir une courbe montrant le « *profil de recharge prépandémique* » dont il est question à la référence (i) et fournir la période de temps historique, le nombre de « *journées de pointe* » et le nombre de véhicules et/ou recharges sur laquelle elle est basée.

- 2.5** Veuillez indiquer quand Hydro-Québec prévoit mettre en place le contrôleur de charge et le système de recharge des véhicules électriques dans les multilogements dont il est question aux références (ii) et (iii).
- 2.6** Veuillez indiquer si les prévisions apparaissant à la référence (iv) pour les Véhicules électriques tiennent compte de la mise en service du contrôleur de charge et du système de recharge des véhicules électriques dans les multilogements dont il est question aux références (ii) et (iii). Dans l'affirmative, veuillez indiquer, pour chaque année du Plan, la puissance qui a été retirée pour en tenir compte. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait et indiquer, pour chaque année du Plan, la quantité de puissance qui aurait dû être retirée afin d'en tenir compte.
- 2.7** Veuillez indiquer à combien le Distributeur estime le pourcentage des véhicules électriques et/ou des recharges qui se retrouvent dans les multilogements.
- 2.8** Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit des mécanismes comme ceux décrits aux références (ii) et (iii) mais pour les logements individuels. Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur de tels mécanismes et la date de leur mise en service. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas les prévoir.
- 2.9** Veuillez indiquer où en est l'élaboration d'une « offre de recharge résidentielle avec effacement pendant les périodes de pointe », prévue par Hydro-Québec il y a deux ans (référence (v)) et préciser comment une telle offre est prise en compte dans la prévision apparaissant à la référence (iv). Veuillez indiquer, pour chaque année du Plan, la puissance qui a été retirée pour tenir compte d'une telle offre.
-

3. Référence : A-0069, page 47, tableau 7.2.

Préambule :

«

TABLEAU 7.2 :
COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032
ÉCART PAR USAGES À LA POINTE DE L'HIVER¹

En MW	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	0	0	1	2	2	-10	-24	-61	-107	-164	-199
Chauffage des espaces Commercial	0	0	0	1	1	-2	-6	-15	-26	-40	-49
Eau chaude Résidentiel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industriel	725	965	953	909	833	809	742	668	597	554	508
Décarbonation des procédés industriels	0	1	24	55	108	175	213	601	832	1 093	1 351
Filière batterie	0	0	4	1	5	85	205	343	370	386	423
Centres de données	-1	-4	1	-6	-12	-18	-24	-30	-36	-41	-41
Chaînes de blocs	-3	32	22	7	-21	-41	-49	-49	-49	-49	-49
Serres	2	32	25	25	25	25	24	24	24	24	24
Véhicules électriques	0	-10	-34	-56	-70	-67	-53	-24	-8	16	-73
Photovoltaïque	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-3
Autres usages	-724	-1 033	-653	-628	-527	-467	-432	-373	-297	-232	-156
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	0	-16	341	310	343	488	596	1 083	1 298	1 545	1 736

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la

» (Notre surlignement)

Demande :

3.1 Veuillez expliquer la baisse des puissances de la ligne « *Autres usages* » du tableau 7.2 de la référence. Dans le cas où il y a eu un déplacement des Autres usages vers la ligne « *Industriel* », veuillez décrire un tel déplacement et identifier les usages concernés.

4. **Référence :** B-0152, page 12, demandes 2.2, 2.3 et 2.4.

Préambule :

« 2.2. Veuillez indiquer quelle part de la prévision des besoins en puissance liés à la décarbonation des procédés industriels de 1 644 MW en 2032 (référence (iv)) est attribuable à la production d'hydrogène vert.

Réponse :

Le Distributeur estime qu'environ 450 MW seront associés à la production d'hydrogène vert en 2032.

2.3. Veuillez confirmer la nature interruptible des procédés de production d'hydrogène vert (référence (iii)). Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur la confirme.

2.4. Veuillez préciser quel apport marginal de la production d'hydrogène vert aux moyens de gestion de la demande de puissance (référence (iii)) a été pris en compte dans la prévision des moyens de gestion de la demande en puissance (référence (v)). Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur poursuit ses discussions avec les acteurs du secteur quant aux paramètres d'interruption de la production d'hydrogène vert. Ainsi, il est d'avis qu'il serait hâtif de s'avancer sur la hauteur des contributions marginales de ce secteur à la planification des moyens de gestion de la demande de puissance. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 4.1 Comme le Distributeur l'a fait en réponse à la demande 2.2 de la référence, veuillez fournir une estimation de la puissance associée à la production d'hydrogène vert pour chaque année du Plan.
- 4.2 À partir des réponses à la référence, l'AHQ-ARQ comprend que le Distributeur n'a considéré aucune puissance interruptible dans son bilan de puissance pour le secteur de la production d'hydrogène vert. Veuillez confirmer, ou infirmer avec explications et valeurs chiffrées, cette compréhension.
-

STRATÉGIE POUR ÉQUILIBRER LES BILANS D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE

5. **Références :** (i) B-0148, pages 7 à 9, section 3.3;
 (ii) B-0148, page 12, tableau 4.2;
 (iii) B-0148, page 13, tableau 4.3;
 (iv) B-0148, page 14, tableau 4.4;
 (v) B-0148, page 6, ligne 32, à page 7, ligne 2;
 (vi) A-0069, page 41, lignes 1 à 18;
 (vii) A-0069, page 41, lignes 19 à 26.

Préambule :

- (i) La stratégie du Distributeur vise à maintenir les approvisionnements existants au terme des contrats qui viennent à échéance à l'horizon 2035 pour :
- les parcs éoliens existants (section 3.3.1);
 - les petites centrales hydrauliques (section 3.3.2); et
 - les projets de cogénération (section 3.3.3).

(ii) «

TABLEAU 4.2 :
IMPACT SUR LE BILAN D'ÉNERGIE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS RÉSIDUELS	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0	20,1	25,4	30,8	37,3	46,7	56,4	66,5
APPROVISIONNEMENTS												
Nouveaux approvisionnements prévus												
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	-	0,5	1,2	1,8	2,2	3,0	3,3	6,2	8,1	10,0
- Projets éoliens (2)	-	-	-	0,4	0,7	1,0	1,4	2,1	2,4	5,1	7,0	8,9
- Projets de cogénération	-	-	-	0,1	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
- Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	0,1	1,7	3,2	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	-	1,0	4,1	3,0	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	2,1	7,1	13,9	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
- Besoin hivernal	-	-	-	-	-	1,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
- Besoin annuel (4)	-	-	-	-	2,1	6,1	9,8	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
Énergie additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	2,1	2,6	3,4	4,9	5,0	4,9	4,7	3,8	6,0	6,0	6,0	6,0
- Hiver	1,9	2,4	2,9	3,0	2,6	2,7	2,7	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0
- Hors hiver	0,1	0,2	0,4	2,0	2,4	2,2	2,0	1,4	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	10,5	18,3	26,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	2,7	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.
 Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.
 Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.
 Note (4) : L'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront du type d'approvisionnement retenu.

» (Notre surlignement)

(iii) «

TABLEAU 4.3 :
BILAN DE PUISSANCE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
BESOINS À LA POINTE	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 683	48 895
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	4 085	4 256	4 376	4 588	4 669	4 749	4 829	4 909	4 989	5 105	5 236	5 369
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	44 546	45 100	45 678	46 397	46 999	47 988	48 754	49 548	50 421	51 595	52 920	54 265
APPROVISIONNEMENTS												
Approvisionnement existants												
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 400	1 797	1 900	2 059	659	659	659	659	659	659	659	659
• Base et cyclable	600	600	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	300	697	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
• A/O 2021-01 - HQP	0	0	0	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Autres contrats de long terme	1 918	1 918	1 927	2 341	2 248	2 142	2 085	2 075	1 998	1 753	1 325	1 054
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 900	1 860	1 816	1 763	1 763	1 699	1 487	1 058	804
• Cogénération	328	328	337	337	285	222	219	219	219	211	211	211
• Petite hydraulique (2)	103	103	103	103	103	103	103	94	80	55	55	39
Gestion de la demande de puissance	1 943	2 152	2 424	2 580	2 744	2 927	2 990	3 044	3 055	3 055	3 055	3 055
• Electricité interruptible	983	1 004	1 046	1 057	1 078	1 078	1 099	1 099	1 099	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	568	611	675	707	750	782	825	879	889	889	889	889
• Tarification dynamique	297	371	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
• Hilo	95	166	257	370	491	621	621	621	621	621	621	621
Autres moyens	753	762	770	778	787	794	794	795	796	797	798	799
Puissance additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 200	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	1 600	2 500	3 300	4 050	4 950	6 400	8 150	9 750

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.
 Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.
 Note (2) : Excluant les centrales de la chute du Quatre Milles, de la chute du Six Milles et Manouane Sipi.

» (Notre surlignement)

(iv) «

TABLEAU 4.4 :
IMPACT SUR LE BILAN DE PUISSANCE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
BESOINS RÉSIDUELS	1 100	1 050	1 200	1 200	3 100	4 000	4 800	5 550	6 450	7 900	9 650	11 250
APPROVISIONNEMENTS												
Nouveaux approvisionnements prévus												
Approvisionnement issus de projets existants (1)	-	-	-	44	136	243	299	309	386	632	1 061	1 331
• Projets éoliens (2)	-	-	-	44	84	128	181	181	245	457	886	1 140
• Projets de cogénération	-	-	-	-	52	115	118	118	118	127	127	127
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	-	10	23	48	48	64
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	-	200	400	600	600	600	600	600	600
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	-	-	1 400	1 400	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	750	2 600	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
• Besoin hivernal	-	-	-	-	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
• Besoin annuel	-	-	-	-	-	750	1 200	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Puissance additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 150	1 350	1 200	1 300	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	0	0	0	0	550	1 750	3 100	4 400

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.
 Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.
 Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.

» (Notre surlignement)

(v) « Une analyse des moyens de GDP présentement en cours pourrait mener à la présentation de propositions permettant d'augmenter le bassin de clients prêts à réduire leur charge en période de plus forte demande, ou encore d'accroître les volumes offerts par les adhérents existants. Le Distributeur prévoit présenter ses propositions dans le cadre du prochain dossier tarifaire. »
 (Nous soulignons)

(vi) « Signal de coût évité de l'énergie »

Le bilan d'énergie montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cet horizon, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2024 à 2026 inclusivement :
 - Le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,9 ¢/kWh (\$ 2023), indexé à l'inflation ;
 - Le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 3,4 ¢/kWh (\$ 2023), indexé à l'inflation.
- À compter de 2027 :
 - Le signal de prix est de 9,6 ¢/kWh (\$ 2023) indexé à l'inflation, soit 7,2 ¢/kWh (\$ 2023) pour la fourniture à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 2,4 ¢/kWh (\$ 2023). Ce signal de prix reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus de l'appel d'offres de 300 MW d'énergie éolienne A/O 2021-02. » (Nous soulignons)

(vii) « Signal de coût évité de la puissance »

Le bilan de puissance prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2027-2028.

- Pour les hivers 2023-2024 à 2026-2027, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2023, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP ;
- À compter de l'hiver 2027-2028, le signal de coût évité est de 128 \$/kW-an (\$ 2023, indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 5.1** Veuillez expliquer pourquoi la stratégie du Distributeur qui vise à maintenir les approvisionnements existants au terme des contrats qui viennent à échéance à l'horizon 2035 (référence (i)) n'inclut pas les contrats avec HQP qui apparaissent au tableau 4.3 à la référence (iii).
-

- 5.2** Veuillez expliquer d'où proviendront les approvisionnements de court terme de 1 400 MW pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029 (référence (iv)) et d'énergie de 1,0 TWh, 4,1 TWh et 3,0 TWh pour les années 2027, 2028 et 2029 (référence (ii)) et fournir la démonstration, notamment à l'aide de bilans de puissance et d'énergie et/ou de d'autres documents, que de tels approvisionnements sont disponibles sur les marchés pour cette période.
- 5.3** Veuillez fournir une estimation (avec marge d'erreur au besoin) des prix en puissance et en énergie que le Distributeur estime devoir payer pour les approvisionnements de court terme de 1 400 MW pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029 (référence (iv)) et d'énergie de 1,0 TWh, 4,1 TWh et 3,0 TWh pour les années 2027, 2028 et 2029 (référence (ii)).
- 5.4** Veuillez justifier de ne pas répéter cette quantité de 1 400 MW en approvisionnements de court terme pour tous les hivers subséquents du Plan à compter de l'hiver 2029-2030.
- 5.5** Relativement au tableau 4.4 de la référence (iv), veuillez justifier de prévoir des Approvisionnements de court terme à la hauteur de 1 400 MW pour l'hiver 2027-2028 alors que la Contribution des marchés de court terme n'est que de 1 350 MW pour ce même hiver, soit inférieure au potentiel de 1 500 MW indiqué au tableau 4.3 de la référence (iii).
- 5.6** Relativement au tableau 4.4 de la référence (iv), veuillez justifier de prévoir des Approvisionnements de long terme à la hauteur de 750 MW, 2600 MW et 3 400 MW pour les hivers 2028-2029, 2029-2030 et 2030-2031 alors que la Contribution des marchés de court terme n'atteint pas le potentiel de 1 500 MW indiqué au tableau 4.3 de la référence (iii) pour ces trois hivers.
- 5.7** Pour chacun des 4 moyens de « *Gestion de la demande de puissance* » et pour chaque année apparaissant au bilan de puissance de la référence (iii), veuillez indiquer la quantité de puissance qui a été inscrite au bilan en prévision de l'analyse dont il est question à la référence (v) visant à augmenter les quantités de puissance disponibles. Dans le cas de moyens où aucune quantité n'a été ainsi inscrite, veuillez justifier de ne pas en avoir inscrit.
- 5.8** Veuillez concilier l'affirmation de la référence (vi) selon laquelle le bilan d'énergie montrerait, jusqu'en 2026 inclusivement, que les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie et le bilan apparaissant au tableau 4.2 de la référence (ii) qui montre que les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie jusqu'en 2027 inclusivement.
- 5.9** Veuillez concilier l'affirmation de la référence (vii) selon laquelle le bilan de puissance prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2027-2028 et le bilan apparaissant au tableau 4.4 de la référence (iv) qui ne prévoit aucun approvisionnement de long terme pour l'hiver 2027-2028.
-

6. **Références :** (i) B-0056, page 44, tableau R-21.1;
 (ii) B-0148, page 9, ligne 11, à page 10, ligne 6;
 (iii) R-4110-2019, B-0043, Annexe A (pages PDF 45 à 55);
 (iv) B-0011, page 42, ligne 34, à page 43, ligne 2;
 (v) R-3986-2016, B-0006, page 23, lignes 9 à 12;
 (vi) A-0069, page 57, lignes 4 à 7;
 (vii) Communiqué de presse du 12 janvier 2024 :
<https://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/2029/trois-moyens-pour-informer-les-automobilistes-et-faciliter-leurs-deplacements/> .

Préambule :

(i) «

**TABLEAU R-21.1 :
 PUISSANCE UCAP**

		RFP 2020		RFP 2021-1		RFP 2021-2		RFP 2022	
		Janvier 2021	Février 2021	Janvier 2022	Février 2022	Janvier 2022	Février 2022	Janvier 2023	Février 2023
Quantité recherchée	MW	350	350	900	900	500	500	1000	1000
Quantité offerte	MW	725	725	450	450	200	225	1650	1650
Quantité acquise	MW	100	100	450	450	200	225	1000	1000
Prix moyen offert	\$US/kW-mois	1,16	1,16	2,88	2,88	5,67	6,50	5,82	5,82
	MIN	0,20	0,20	2,00	2,00	4,50	4,50	2,50	2,50
	MAX	7,00	7,00	3,50	3,50	8,00	9,00	12,50	12,50
Prix moyen payé	\$US/kW-mois	0,20	0,20	2,88	2,88	5,67	6,50	4,14	4,14
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US/kW-mois	0,14	0,11	3,17	3,70	3,17	3,70	2,69	4,00
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,4	1,8	0,9	0,8	1,8	1,8	1,5	1,0

»

- (ii) « *Le Distributeur planifie un rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés de court terme en puissance, actuellement établie à 1 100 MW et qui inclut 200 MW de partage de réserve, pour l'établir à 1 500 MW à partir de l'hiver 2024-2025, incluant 200 MW de partage de réserve. Divers éléments justifient cette contribution accrue.*

D'abord, les démarches du Distributeur pour attirer de nouveaux fournisseurs ont porté leurs fruits pour l'hiver 2022-2023. L'introduction d'un paiement établi sur la base du prix de référence du gaz à l'intérieur de la zone de New York a permis d'obtenir des quantités supplémentaires qui n'avaient jamais été soumises dans le passé.

De plus, un nouveau protocole d'entente, en vertu duquel le Québec et l'Ontario procéderont à un échange saisonnier de puissance de 600 MW, a été convenu [note de bas de page omise]. Ces quantités contribueront à la profondeur des marchés de court terme accessibles au Distributeur.

Compte tenu de ces éléments, le Distributeur considère ce rehaussement raisonnable et pourrait, advenant une participation accrue dans les prochains appels de propositions pour des produits de puissance de type UCAP, revoir cette contribution. » (Nous soulignons)

- (iii) L'Annexe A reproduit un appel de propositions d'HQD pour un produit UCAP pour l'hiver 2019-2020.
- (iv) « *Par ailleurs, les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO, annoncée en octobre 2016, ne sont pas mis à la disposition du Distributeur. L'entente pourrait limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de l'Ontario. Cette entente prend fin en 2023.* » (Nous soulignons)
- (v) « *Le Distributeur suit de près les démarches de l'IESO visant à étudier la reconnaissance des exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. L'entente annoncée le 21 octobre 2016, en vertu de laquelle l'IESO fournira 500 MW de puissance à Hydro-Québec en hiver, n'aura pas d'impact sur le bilan du Distributeur.* » (Nous soulignons)
- (vi) « *Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE) [note de bas de page omise] est conçu pour permettre l'exportation jusqu'à 1 283 MW du Québec à la ville de New York. À la suite de l'obtention d'un contrat d'exportation par Hydro-Québec avec la ville de New York, les travaux pour la construction de l'interconnexion sont en cours. La mise en service est prévue au printemps 2026.* » (Nous soulignons)
- (vii) « *Ligne de transport Hertel – New York en construction*

Trois moyens pour informer les automobilistes et faciliter leurs déplacements

Le déploiement des diverses équipes de construction de la ligne d'interconnexion Hertel-New York a débuté après la période des Fêtes. Une circulation accrue de camions est donc à prévoir, en plus du déplacement d'équipement lourd, dans les secteurs longeant la future ligne de transport d'électricité, entre le poste convertisseur Hertel, à La Prairie, et le point de traversée de la frontière dans la rivière Richelieu, à Saint-Bernard-de-Lacolle.

Hydro-Québec a mis en place divers mécanismes pour informer la population de l'évolution des travaux. L'information est accessible sur la vitrine du projet [Ce lien ouvrira une nouvelle fenêtre.](#) Les personnes intéressées peuvent s'inscrire pour recevoir des messages textes concernant les entraves

routières, s'abonner à l'infolettre du projet et consulter la carte interactiveCe lien ouvrira une nouvelle fenêtre des travaux.

Rappelons que ce projet prévoit la construction d'une ligne de transport d'électricité qui se raccordera à la future ligne Champlain Hudson Power Express, ce qui permettra de livrer de l'hydroélectricité propre produite par Hydro-Québec à la Ville de New York. Celle-ci pourra ainsi réduire ses émissions de carbone d'environ 3,9 millions de tonnes métriques annuellement, soit l'équivalent du retrait de 44 % des véhicules des rues de la métropole.

La mise en service de l'ensemble des installations est prévue pour mai 2026. »
Nous soulignons

Demandes :

- 6.1** Veuillez reproduire le tableau de la référence (i) pour l'hiver 2023-2024.
 - 6.2** Veuillez décrire « *les démarches du Distributeur pour attirer de nouveaux fournisseurs* » dont il est question à la référence (ii) et qui auraient « *porté leurs fruits pour l'hiver 2022-2023* ».
 - 6.3** Afin d'illustrer « *les démarches du Distributeur pour attirer de nouveaux fournisseurs* » dont il est question à la référence (ii), veuillez fournir, pour les hivers 2020-2021, 2021-2022, 2022-2023 et 2023-2024, les appels de proposition d'HQD pour un produit UCAP selon le même format que la référence (iii).
 - 6.4** Veuillez fournir les détails du calcul ayant amené le Distributeur à évaluer la contribution en puissance de 200 MW, considérée à titre de partage de réserve, tel que mentionné à la référence (ii). Veuillez notamment justifier de ne pas hausser cette quantité.
 - 6.5** Veuillez décrire le « *prix de référence du gaz à l'intérieur de la zone de New York* » dont il est question à la référence (ii) en fournissant les références permettant d'accéder à l'information sur ce prix. Veuillez notamment indiquer s'il s'agit d'un prix en puissance et/ou en énergie.
 - 6.6** Veuillez expliquer en détail comment le « *paiement établi sur la base du prix de référence du gaz à l'intérieur de la zone de New York* », dont il est question à la référence (ii), a été calculé.
 - 6.7** Veuillez décrire la distinction entre le « *prix de référence du gaz à l'intérieur de la zone de New York* » mentionné à la référence (ii) et le prix de l'« *Encan mensuel UCAP – ROS* » apparaissant à la référence (i) et fournir un historique des deux valeurs pour chacun des 5 derniers hivers, de même qu'une prévision pour les 5 prochains hivers (dans la mesure où de telles prévisions sont disponibles).
-

- 6.8** Veuillez expliquer ce qui a changé entre la référence (iv) en 2022 où le Distributeur indiquait que la puissance découlant d'une entente entre Hydro-Québec et l'IESO n'est pas mise à la disposition du Distributeur et la référence (ii) en 2023 où le Distributeur indique que la puissance obtenue par un échange saisonnier de puissance avec l'Ontario peut maintenant contribuer à la profondeur des marchés de court terme accessibles au Distributeur.
- 6.9** Veuillez expliquer ce qui a changé entre la référence (v) en 2016 où le Distributeur indiquait que la puissance découlant d'une entente entre Hydro-Québec et l'IESO n'aurait pas d'impact sur le bilan du Distributeur et la référence (ii) en 2023 où le Distributeur indique que la puissance obtenue par un échange saisonnier de puissance avec l'Ontario peut maintenant contribuer à la profondeur des marchés de court terme accessibles au Distributeur et, conséquemment, peut avoir un impact sur le bilan du Distributeur.
- 6.10** Relativement aux références (vi) et (vii), veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) que la date de mise en service du projet CHPE est connue, soit en mai 2026.
- 7. Référence :** B-0152, pages 35 à 44.

Préambule :

Les pages 35 à 44 présentent les figures R-10.7-A à R-10.7-S.

Demande :

- 7.1** Veuillez fournir les valeurs des figures de la référence dans un chiffrier Excel.
-

FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

8. **Référence :** A-0069, page 29, lignes 7 à 14.

Préambule :

« L'ajout d'un aléa d'un écart-type représente 5,6 TWh en 2027 et 6,7 TWh en 2028. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements prévus, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10,6 TWh sur une base annuelle en 2027 et 11,7 TWh sur une base annuelle en 2028. Le Distributeur estime que, de ces quantités, des volumes d'au moins 4,6 TWh en 2027 et 5,7 TWh en 2028 pourraient être acquis auprès du Producteur, donc à l'intérieur de la zone d'équilibrage du Québec. En conséquence, le volume qui devrait alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère de fiabilité pour les années 2027 et 2028. » (Nous soulignons)

Demande :

8.1 Veuillez fournir les bilans, les hypothèses et les détails du calcul ayant amené le Distributeur à évaluer qu'il pourrait acquérir des volumes d'au moins 4,6 TWh en 2027 et 5,7 TWh en 2028 auprès du Producteur, tel que mentionné à la référence, en indiquant le potentiel annuel d'une telle acquisition.

9. **Références :** (i) A-0069, page 30, lignes 1 à 14;
(ii) <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>, page 132 (PDF 136), article 6.36;
(iii) <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>, page 145 (PDF 149), article 6.65;
(iv) B-0056, page 11, demande 2.5;
(v) B-0152, page 20, demande 4.3.2;
(vi) B-0121, page 3, tableau 3.1 révisé;
(vii) A-0069, page 22, tableau 3.2.

Préambule :

- (i) « *Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur.*

Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe.

TABLEAU 4.2 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2023-2032	9,6%	10,1%	10,2%	10,5%
État d'avancement 2023	10,1%	10,4%	10,6%	11,0%

La méthode d'établissement de la réserve est la même que celle utilisée lors du Plan, laquelle prend en compte les modalités de chaque moyen de gestion et les caractéristiques des différentes ressources du Distributeur de façon endogène. Pour les années 2033 à 2035, qui dépassent l'horizon couvert par le Plan, le Distributeur a appliqué le taux de réserve de 2032.

Le taux de réserve du Distributeur est plus élevé que celui du Plan pour l'année courante et les années suivantes notamment en raison d'un léger rehaussement des aléas ainsi que de l'intégration de l'OÉA et du TRI comme moyens de GDP. Ces moyens, dont la contribution était auparavant prise en compte implicitement dans les besoins en puissance à la pointe d'hiver, contribuent désormais au taux de réserve global, comme les autres moyens de GDP. » (Nous soulignons)

- (ii) « Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau. Si le client consomme de l'électricité additionnelle pendant une période non autorisée, toute consommation au-delà de la puissance de référence pendant cette période lui est facturée au prix de 55,345 ¢ le kilowattheure. » (Nous soulignons)
- (iii) « Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité en vertu du tarif de relance industrielle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau. Si le client consomme de l'électricité supplémentaire pendant une période non autorisée, toute consommation au-delà de la puissance historique pendant cette période lui est facturée au prix de 55,345 ¢ le kilowattheure. » (Nous soulignons)
- (iv) « **2.5** Pour chacun des trois derniers hivers, veuillez indiquer le nombre d'heures où le Distributeur a interdit la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau, en vertu de son droit mentionné à la référence (ii).

Réponse :

Le nombre d'heures où le Distributeur a restreint la consommation d'électricité fournie à l'OÉA moyennant un préavis de 2 heures est de 0, et ce, pour les trois derniers hivers.

Par contre, le tableau R-2.5 indique le nombre d'heures des trois derniers hivers pendant lesquelles le Distributeur a restreint la consommation d'électricité fournie à l'OÉA moyennant un préavis de plus de 2 heures, c'est-à-dire la veille.

TABLEAU R-2.5 :
NOMBRE D'HEURES DE RESTRICTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À L'OÉA
MOYENNANT UN PRÉAVIS DE PLUS DE 2 HEURES

Hiver 2019-2020	Hiver 2020-2021	Hiver 2021-2022
25	39	92

» (Nous soulignons)

- (v) « 4.3.2. Veuillez décrire les circonstances pouvant expliquer que le taux d'effacement moyen des deux abonnements inscrits à l'OÉA en 2022 ne soit que de 43 % (référence (v)).

Réponse :

Le Distributeur constate qu’il peut être difficile pour les serres d’interrompre l’éclairage de photosynthèse lors des périodes d’interruption qui surviennent le matin. Par ailleurs, l’hiver 2021-2022 a été particulièrement froid, menant à un nombre plus important d’appels pour cette période de pointe.

Voir également la réponse à la question 4.3.1. » (Nous soulignons)

- (vi) Bilan de puissance du Plan au 6 juin 2023.
- (vii) Bilan de puissance de l’état d’avancement 2023 au 1^{er} novembre 2023.

À partir de ces deux bilans, l’AHQ-ARQ préparé le tableau suivant :

	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Plan d’approvisionnement 2023-2032 (1)									
Besoins à la pointe (MW)	40120	40535	40959	41321	41735	42156	42627	43094	43696
Réserve pour respecter le critère de fiabilité (MW)	4038	4129	4292	4391	4491	4594	4699	4806	4881
Réserve pour respecter le critère de fiabilité (%)	10,1%	10,2%	10,5%	10,6%	10,8%	10,9%	11,0%	11,2%	11,2%
État d’avancement 2023 (2)									
Besoins à la pointe (MW)	40461	40844	41302	41809	42331	43240	43925	44639	45432
Réserve pour respecter le critère de fiabilité (MW)	4085	4256	4376	4588	4669	4749	4829	4909	4989
Réserve pour respecter le critère de fiabilité (%)	10,1%	10,4%	10,6%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
(1) B-0121, page 3, tableau 3.1 révisé.									
(2) A-0069, page 22, tableau 3.2.									

Demandes :

- 9.1** Pour chaque année du Plan, veuillez quantifier le rehaussement marginal de la réserve requise occasionné par l’intégration de l’OÉA et du TRI comme moyens de GDP, tel que mentionné à la référence (i).
- 9.2** Relativement à la référence (i), veuillez indiquer les diverses modalités des moyens de gestion OÉA et TRI qui ont été considérées par le Distributeur lors de l’intégration de ces moyens.
- 9.3** Pour l’établissement de la réserve dont il est question à la référence (i), veuillez indiquer si le préavis considéré pour l’OÉA est le préavis de 2 heures en vertu du droit décrit à la référence (ii) ou le préavis de la veille appliqué lors des hivers faisant l’objet de la référence (iv). Veuillez justifier le choix retenu.
- 9.4** Pour l’établissement de la réserve dont il est question à la référence (i), veuillez indiquer quel préavis a été considéré pour le TRI et justifier un tel choix.
- 9.5** Pour l’établissement de la réserve dont il est question à la référence (i), veuillez indiquer si le Distributeur a tenu compte des restrictions additionnelles comme, par exemple, la difficulté pour certains clients de s’interrompre le matin, relatée à la référence (v). Dans la négative, veuillez justifier de ne pas en tenir compte.

- 9.6** Pour les cas décrits à la référence (v) où les clients auraient consommé de l'électricité additionnelle pendant une période non autorisée, veuillez indiquer si le Distributeur a facturé le prix de 55,345 ¢ le kilowattheure, prévu à la référence (ii) pour toute consommation au-delà de la puissance de référence. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.
- 9.7** Le tableau préparé par l'AHQ-ARQ (références (vi) et (vii)) montre une hausse progressive de l'évolution du taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité dans le cas du Plan d'approvisionnement 2023-2032 alors que pour l'état d'avancement 2023, la valeur est constante à partir de l'hiver 2027-2028. Veuillez expliquer et justifier un tel changement et veuillez concilier ce constat avec l'affirmation de la référence (i) selon laquelle « *La méthode d'établissement de la réserve serait la même que celle utilisée lors du Plan* ».
- 9.8** Veuillez fournir, pour les seules quatre premières années apparaissant au tableau 4.2 de la référence (i), les raisons expliquant le « *léger rehaussement des aléas* », mentionné à cette même référence.
- 9.9** Outre l'intégration de l'OÉA et du TRI comme moyens de GDP, tel que mentionné à la référence (i), veuillez indiquer et quantifier les autres facteurs ayant contribué à un taux de réserve significativement plus élevé que celui du Plan pour l'année courante et les années suivantes, tel qu'il apparaît au tableau 4.2 de la référence (i), sachant que les aléas n'ont subi qu'un « léger » rehaussement.
-

- 10. Références :** (i) A-0066, page 92, paragraphes 356 et 357;
(ii) A-0066, page 93, paragraphe 364.

Préambule :

- (i) « [356] **La Régie prend acte des améliorations apportées au modèle MARS et de la volonté du Distributeur de continuer à le faire évoluer en fonction de ses besoins.**
- [357] La Régie demande au Distributeur de déposer un suivi des améliorations apportées au modèle MARS et des résultats lors des états d'avancement du Plan et lors du prochain plan.** » (Nous soulignons)
- (ii) « [364] **La Régie invite le Distributeur à mettre en place les validations nécessaires afin de minimiser les erreurs de saisie ou de manipulation qui pourraient éventuellement entacher les résultats générés par le modèle MARS.** » (Nous soulignons)

Demandes :

- 10.1** Tel que demandé par la Régie à la référence (i), veuillez déposer le suivi des améliorations apportées au modèle MARS et des résultats, lequel n'apparaît pas dans l'État d'avancement 2023 du Plan.
- 10.2** Veuillez décrire les validations mises en place par le Distributeur à la suite de l'invitation de la Régie apparaissant à la référence (ii).
-

- 11. Références :** (i) A-0069, page 30, ligne 26, à page 31, ligne 5;
(ii) Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 16;
(iii) Plus récent Suivi administratif des critères de fiabilité (21 décembre 2023) :
https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/Suivis/Suivi%20D-2023-109/AnnexeF_Lettre-attestation-fiabilite_novembre-2023.pdf.

Préambule :

- (i) « Dans sa décision D-2017-140 relative au Plan d'approvisionnement 2017-2026, la Régie a reconduit le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par le Producteur, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives.

Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son fournisseur. Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et novembre de chaque année. » (Nous soulignons)

- (ii) « Enfin, le Distributeur doit être en mesure de vérifier le respect de ce critère par son fournisseur pour être capable de prendre les mesures requises pour satisfaire les besoins de sa clientèle ou pour agir sur la demande d'électricité. La Régie demande au Distributeur de lui déposer, en suivi administratif de la présente décision, et de rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en énergie de 2 % est respecté. La démonstration doit au minimum contenir les informations présentées à l'annexe B ainsi qu'une attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production. De plus, la Régie prend acte de l'engagement d'Hydro-Québec de déposer des comptes rendus ad hoc à la demande de la Régie, par exemple lors de situations critiques [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)
- (iii) L'attestation de la fiabilité énergétique du parc de production d'Hydro-Québec est signée par le Directeur principal – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux.
-

Demande :

- 11.1** Veuillez expliquer pourquoi l'attestation la plus récente de la fiabilité énergétique du parc de production d'Hydro-Québec (référence (iii)) ne respecte pas la date de dépôt de novembre pour une telle attestation (références (i) et (ii)) et justifier qu'elle ne respecte pas la décision D-2005-178 de la Régie (référence (ii)) en ne comprenant pas une attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec.
-

CONTRIBUTION DE L'ABAISSMENT DE TENSION

12. **Références :** (i) B-0137, page 3, lignes 1 à 11;
(ii) B-0138, page 3, lignes 1 à 12;
(iii) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 30 et 31, section 3.4.3;
(iv) B-0148, page 14, lignes 6 à 15.

Préambule :

- (i) « Les informations suivantes, provenant du Transporteur, sont présentées ci-dessous.

Des essais d'abaissement de tension sont effectués à chaque année. Au total, 124 postes ont été abaissés en 2022. Ceci correspond aux 139 postes abaissables, auxquels les 15 postes asservis au contrôle de la tension et de la puissance réactive (CATVAR), qui ne peuvent être abaissés lors d'un essai, sont enlevés.

Ainsi, l'abaissement de tension a engendré une baisse de charge de 152 MW représentant 1,73 % de la charge abaissable lors de l'essai (soit 152 MW / 8 786 MW).

Le tableau E-2 présente les résultats des essais au cours des cinq dernières années.

TABLEAU E-2.1 :
RÉSULTATS OBTENUS LORS DES ESSAIS D'ABAISSMENT DE TENSION

Date	Charge abaissable à la pointe (MW)	Charge abaissable lors de l'essai (MW)	Baisse de la charge (MW)	Baisse de la charge (%)
2018-02-22	15 449	10 262	196	1,91%
2019-01-21	13 849	12 836	258	2,01%
2020-02-06	15 836	13 351	251	1,88%
2021-01-25	15 298	10 635	201	1,89%
2022-04-12	15 220	8 786	152	1,73%

L'essai de 2022 a été réalisé au printemps expliquant une plus faible baisse de charge

- » (Nous soulignons)
- (ii) « Le Transporteur effectue chaque année un essai d'abaissement de tension, généralement en hiver, dans les postes munis d'abaisseurs de tension afin d'évaluer la contribution de ce moyen aux fins de l'exploitation du réseau. Les
-

résultats pour les années 2018 à 2022 ont été présentés en réponse à l'engagement no 2 à la pièce HQD-7, document 4 (B-0137) du présent dossier. Les données historiques montrent une relation entre la charge et la capacité d'abaissement de tension. Cette relation permet au Distributeur d'établir que, pour une pointe hivernale, l'abaissement de tension se situerait entre 250 et 280 MW. Dans un contexte de planification, le Distributeur retient la valeur de 250 MW pour le moyen de gestion d'abaissement de tension, en cohérence avec la qualification de ce moyen aux fins de l'exploitation du réseau en période de pointe hivernale. » (Nous soulignons)

(iii) « **3.4.3 ABAISSEMENT DE TENSION**

Le Distributeur retient dans son bilan en puissance, pour fins de planification, 250 MW d'abaissement de tension pour écriéter la fine pointe. Cette valeur est inférieure à celle utilisée par le Transporteur dans le cadre de sa gestion opérationnelle, soit 350 MW. Le Distributeur explique qu'il tient compte d'une réserve pour indisponibilité des équipements abaisseurs de tension.

Dans un premier temps, le Distributeur souhaite optimiser la charge abaissable possible en diminuant l'indisponibilité des abaisseurs de tension dans les postes. La Régie partage cette orientation. Elle demande au Distributeur de s'assurer auprès du Transporteur qu'il mette en oeuvre les moyens nécessaires pour augmenter la disponibilité des équipements abaisseurs de tension.

Par la suite, de concert avec le Transporteur, le Distributeur compte scinder l'abaissement de tension en deux blocs afin d'augmenter la durée de la diminution de la charge. Cette stratégie, combinée à l'augmentation de la charge abaissable, permettrait d'augmenter la persistance de ce moyen. La Régie est également satisfaite de la stratégie du Distributeur d'utiliser plus d'un bloc d'abaissement de tension.

La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan, sa nouvelle évaluation de l'abaissement de tension pouvant être inscrite au bilan de puissance. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

(iv) « En 2022, 36 % des postes satellites du Transporteur étaient équipés d'appareils d'automatisme admissibles à l'AT. Parmi les raisons principales expliquant l'inadmissibilité de certaines charges du réseau d'Hydro-Québec à l'automatisme d'AT :

- Toute charge branchée directement sur le réseau du Transporteur est exclue de l'AT ;
 - L'indisponibilité d'appareils d'AT dans certains postes ;
-

- *Des caractéristiques techniques de certains équipements du réseau ne permettant pas l'ajout ou l'utilisation d'automatisme d'AT ; et*
- *La présence de mécanismes de sécurité électriques plus sensibles aux variations de tension et la nécessité de respecter les normes de tension minimale pour certaines charges desservies. »*

(Nous soulignons)

Demandes :

- 12.1** Veuillez définir la « *Charge abaissable à la pointe* » qui apparaît au tableau E-2.1 de la référence (i) en indiquant notamment comment cette valeur est calculée et s'il s'agit d'une valeur réelle ou prévisionnelle.
- 12.2** Veuillez expliquer et justifier la valeur atypique de 13 849 MW de la charge abaissable à la pointe pour 2019 qui apparaît au tableau E-2.1 de la référence (i).
- 12.3** Relativement au tableau E-2.1 de la référence (i), veuillez expliquer pourquoi l'essai de 2022 a été réalisé le 12 avril et élaborer sur l'utilité d'un tel essai réalisé en avril.
- 12.4** Veuillez expliquer pourquoi les quinze (15) postes asservis au contrôle de la tension et de la puissance réactive (CATVAR) ne peuvent pas être abaissés lors d'un essai, tel que mentionné à la référence (i).
- 12.5** Veuillez indiquer si ces mêmes quinze (15) postes peuvent être abaissés lorsqu'un besoin réel se présente (i. e. en dehors d'un contexte d'essai). Dans la négative, veuillez justifier votre réponse. Dans l'affirmative, veuillez indiquer comment cette possibilité a été prise en compte dans l'évaluation des valeurs entre 250 MW et 280 MW mentionnée à la référence (ii).
- 12.6** Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « *la qualification de ce moyen aux fins de l'exploitation du réseau en période de pointe hivernale* », tel que mentionné à la référence (ii).
- 12.7** À partir des valeurs fournies dans le tableau E-2.1 de la référence (i), veuillez fournir les détails du calcul ayant mené le Distributeur, à la référence (ii), à établir que, pour une pointe hivernale, l'abaissement de tension se situerait entre 250 et 280 MW.
- 12.8** Veuillez concilier la conclusion du Distributeur à la référence (ii) selon laquelle, pour une pointe hivernale, l'abaissement de tension se situerait entre 250 et 280 MW et l'information à la référence (iii) selon laquelle la valeur utilisée par le Transporteur dans le cadre de sa gestion opérationnelle était alors de 350 MW et ce, même avec les charges plus faibles de l'époque.
-

- 12.9** Veuillez indiquer si Hydro-Québec a effectué un balisage d'autres juridictions pour analyser leurs procédures et leurs résultats en ce qui a trait à l'abaissement de tension. Dans l'affirmative, veuillez fournir les résultats d'un tel balisage et les documents les soutenant. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.
- 12.10** Veuillez concilier la valeur de 36 % des postes satellites apparaissant à la référence (iv) et la valeur des 139 postes abaissables dont il est question à la référence (i).
- 12.11** Veuillez décrire, avec des exemples, la problématique évoquée à la référence (iv) selon laquelle « *La présence de mécanismes de sécurité électriques plus sensibles aux variations de tension et la nécessité de respecter les normes de tension minimale pour certaines charges desservies.* »
- 12.12** Veuillez compléter le tableau E-2.1 de la référence (i) en y ajoutant :
- Une ligne pour l'année 2023;
 - Des colonnes qui indiquent :
 - l'heure de l'essai;
 - la valeur des Besoins réguliers du Distributeur (BRD) lors de l'essai;
 - la tension mesurée après abaissement lors de l'essai, en Hertz (Hz);
 - la tension limite (en Hz) qu'Hydro-Québec accepterait d'atteindre par abaissement dans le cas où un besoin réel se présentait;
 - la charge abaissable à la pointe en ajoutant la charge des quinze (15) postes asservis au contrôle de la tension et de la puissance réactive (CATVAR) qui ne peuvent pas être abaissées lors d'un essai.
-

13. **Référence :** A-0051, pages 156 à 158.

Préambule :

« M. GRÉGORY EMIEL :

R. C'est un pourcentage d'une partie de la charge telle qui est éligible à l'Abaissement de tension.

Q. **[65]** Est-ce que vous êtes capable de me donner le chiffre de la partie de la charge qui...

R. Bien, dans le rapport qui a été déposé, qui est mis à jour à chaque année suite aux tests faits sur l'efficacité de l'Abaissement de tension, là, les chiffres sont donnés avec plus de détails. La proportion de la charge abaissable est de l'ordre de cinquante pour cent (50 %) par rapport à la charge totale des besoins québécois.

Q. **[66]** Et dans quelle période sont généralement effectués ces tests? Par exemple, quelle date a été utilisée pour deux mille vingt-deux (2022), par exemple, est-ce que vous avez la réponse à ça?

R. Je ne l'ai pas par coeur, elle est dans le document qui a été déposé. Chaque année, le test est effectué de façon à échantillonner de façon adéquate le domaine dans lequel l'évaluation doit être faite, à l'exception de deux mille dix-neuf (2019) où en deux mille dix-neuf (2019), l'appel a été fait pour des raisons de fiabilité donc à... pour un besoin québécois très élevé, là, pour un FU très élevé. Les autres années, c'est un échantillonnage qui est fait dans les limites, finalement, de la... sous contraintes, là. Le transporteur fait cet essai au moment où il est en mesure de le faire, là, il y a des contraintes opérationnelles qui limitent sa capacité à choisir exactement le moment. Mais essentiellement, le but n'est pas de le faire au moment d'une plus forte charge; ça, c'est fait uniquement en cas d'appel pour fiabilité. Donc, il essaie d'échantillonner l'espace dans lequel les appels sont faits pour que sa relation soit la plus exacte et la plus exhaustive possible.

Q. **[67]** Alors, vous réferez à un document qui a été déposé. Là, juste pour comprendre de quoi vous parlez exactement, de quel document vous parlez?

R. D'un rapport sur l'abaissement de tension de deux mille vingt-deux (2022).

Q. **[68]** Est-ce qu'il est dans le dossier? Excusez-moi. Peut-être qu'il manque la numérotation, pour moi.

R. Je vais... Laissez-moi juste vérifier. On fera la vérification, on vous reviendra avec l'information. Il s'agit du rapport que le Transporteur remet au Distributeur sur l'efficacité ou sur les résultats du test d'abaissement de tension qui est réalisé à chaque année par le transporteur. Donc, la date à laquelle ce test est fait varie à chaque année pour... bien, dans le fond, pour respecter les contraintes opérationnelles qui s'appliquent, mais

également pour s'assurer d'un bon échantillonnage dans différentes conditions d'utilisation, conditions de réseau, conditions de charge, pour s'assurer d'une représentativité, finalement, de leurs tests. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 13.1** Veuillez fournir les deux versions les plus récentes du rapport que le Transporteur remet au Distributeur sur l'efficacité ou sur les résultats du test d'abaissement de tension qui est réalisé à chaque année par le Transporteur et dont il est question à la référence.
- 13.2** Veuillez élaborer sur l'exception de 2019 dont il est question à la référence et expliquer la différence entre un appel qui est fait pour des raisons de fiabilité, de besoin québécois très élevé, pour un FU très élevé et un échantillonnage qui est fait dans les limites de la sous-contrainte, tel que mentionné à la référence.

14. Références : B-0152, page 27, demandes 7.3 et 7.3.1.

Préambule :

« 7.3. Depuis 2007, les besoins du Distributeur ont augmenté et des investissements dans les réseaux de transport et de distribution ont été réalisés ou sont en voie de l'être. Veuillez préciser si dans l'évolution de ces réseaux, le Distributeur, de concert avec le Transporteur, planifie l'ajout d'appareils d'automatisme installés dans les postes satellites du Transporteur permettant l'AT.

Réponse :

Le Distributeur précise que le Transporteur planifie l'installation graduelle d'appareils d'automatisme dans des postes satellites permettant l'AT.

7.3.1. Dans l'affirmative, veuillez quantifier l'impact anticipé de ces ajouts sur la contribution de l'AT au bilan de puissance du Distributeur.

Réponse :

L'impact de ces ajouts est le maintien de la contribution actuelle de 250 MW de 4 l'AT au bilan de puissance du Distributeur. » (Nous soulignons)

Demande :

- 14.1** Relativement à la référence, veuillez expliquer pourquoi le Transporteur planifie l'installation graduelle d'appareils permettant l'abaissement de tension si l'impact ne serait que le maintien de la contribution actuelle de 250 MW au bilan de puissance du Distributeur, sans aucune amélioration de cette valeur.