

**RÉPONSES
D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS
DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5 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 [A-0069](#), p. 11;
 - (ii) Pièce [A-0069](#), p. 7;
 - (iii) Pièce [A-0069](#), p. 14 et 15;
 - (iv) Pièce [B-0148](#), p. 13;
 - (v) Pièce [B-0148](#), p. 6 et 7.

Préambule :

(i) « Les ventes prévues au secteur Résidentiel présentent un écart de +1,2 TWh à l'année 2032 par rapport au Plan. Cette hausse s'explique essentiellement par le renforcement de la norme VZE qui se traduit par une augmentation des ventes à terme de +1,8 TWh, combinée à des efforts supplémentaires en efficacité énergétique (-0,3 TWh) et des ventes plus faibles qu'anticipées (-0,3 TWh). » [nous soulignons]

(ii) « Le renforcement de la norme Véhicules zéro émission (VZE) à la suite de la publication du Plan de mise en œuvre 2023-2035 du Plan pour une économie verte 2030 qui rehausse la cible de véhicules électriques en 2030 de 1,6 millions à 2 millions; »

(iii) « Bien que le renforcement de la norme VZE amène une hausse significative des ventes par rapport au Plan, l'impact à la pointe des véhicules électriques en 2032 est, quant à lui, plus faible de 73 MW. Depuis la publication du Plan, le Distributeur a reçu de nouvelles données de recharge des véhicules électriques qu'il considère représentatives de la nouvelle réalité du télétravail (voir la section 2.6.1 pour plus de détails). Un des constats dégagés par le Distributeur à la suite de l'analyse de ces données est que l'impact unitaire maximal est moindre qu'anticipé au Plan. De plus, une offre présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit est aussi prise en compte dans la prévision. Ces deux éléments contribuent donc à diminuer l'impact des véhicules électriques à la pointe d'hiver. » [nous soulignons]

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	9 334	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)

TABLEAU 4.3 :
BILAN DE PUISSANCE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
En MW												
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
• Électricité interruptible	983	1 004	1 046	1 057	1 057	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.

(v) « Depuis la publication du Plan, le Distributeur a rehaussé la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032, la portant maintenant à 10,2 TWh. Cette nouvelle contribution s'inscrit dans le cadre de la révision actuelle de la stratégie du Distributeur visant l'établissement de ses cibles en matière d'efficacité

énergétique. Le Distributeur souligne également qu'il profite de cet exercice pour identifier les différents leviers et moyens nécessaires à l'atteinte desdites cibles. [...] Le Distributeur déposera les éléments de sa stratégie en temps opportun.

[...]

Les moyens de GDP sont amenés à se développer et conserveront un rôle essentiel tant en matière de réduction de la demande de puissance lors des pointes d'hiver qu'en maintien de la fiabilité. Aux fins de la présente phase 2, les trajectoires de long terme n'ont été révisées que marginalement par rapport à celles présentées en phase 1. Cependant, le Distributeur souligne qu'il prend en compte, en sus des moyens de GDP et de façon implicite à la prévision, une offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des périodes de pointes.

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]

Demandes :

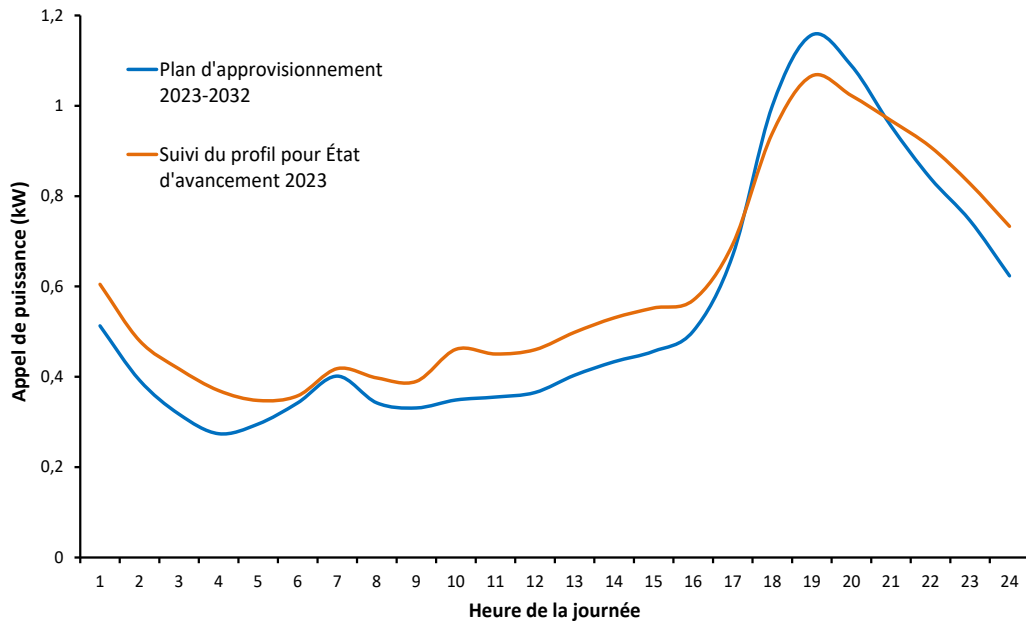
- 1.1. Malgré la hausse des ventes prévues au secteur résidentiel (référence (i)) en raison essentiellement de l'augmentation de la prévision du nombre de véhicules électriques (VÉ) en circulation (référence (ii)), le Distributeur prévoit une diminution des besoins en puissance à la pointe hivernale pour la recharge des VÉ d'environ 4 % à l'horizon 2032, par rapport au Plan d'approvisionnement (référence (iii)). Veuillez expliquer de quelle manière la prévision des besoins en puissance associés à la recharge des VÉ à la pointe hivernale a été révisée.

Réponse :

1 **Comme expliqué aux sections 2.4 et 2.6.1 de l'État d'avancement 2023**
2 **(référence iii), le Distributeur a revu le profil de recharge moyen d'un véhicule**
3 **électrique (VÉ ou VÉs) en jour de pointe suite à la réception et au traitement**
4 **« de nouvelles données de recharge des véhicules électriques qu'il considère**
5 ***représentatives de la nouvelle réalité du télétravail* »¹. Ce profil de recharge,**
6 **reproduit de l'État d'avancement 2023 à la figure R-1.1, montre un impact**
7 **unitaire maximal pour la recharge d'un VÉ en période de pointe de début de**
8 **soirée (18h à 20h) moindre qu'anticipé lors de la préparation du Plan, malgré un**
9 **impact en énergie quotidienne plus élevé.**

¹ Pièce [A-0069](#), p. 14.

FIGURE R-1.1 :
PROFIL HORAIRE MOYEN DE LA RECHARGE D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC EN
JOUR DE POINTE



1 Par ailleurs, le Distributeur explore présentement quelques solutions pour lui
2 permettre d'encourager le déplacement de la recharge des VÉs en période
3 hors-pointe (l'« offre »). Pour les fins de la prévision de la demande inscrite à
4 l'État d'avancement 2023, le Distributeur a considéré l'offre en développement
5 comme un tarif et, conséquemment, celle-ci a été traitée de façon implicite à la
6 prévision et non comme un moyen de gestion de la demande de puissance au
7 même titre que ceux inscrits au bilan de puissance.

8 Selon la méthodologie utilisée pour établir l'impact en pointe des VÉs², la
9 modification du profil unitaire de recharge a non seulement l'effet de réduire
10 l'impact maximum en pointe (kW par VÉ), mais aussi de retarder le déplacement
11 de la pointe en début de soirée. Par ailleurs, le Distributeur précise que l'impact
12 de la recharge des VÉs sur la prévision de la pointe d'hiver dépend aussi du
13 déplacement produit par l'intégration de l'offre tarifaire et de l'adoption d'autres
14 technologies de transition. Pour toutes ces raisons, le Distributeur ne peut
15 quantifier et inférer l'impact de chacun des éléments de façon indépendante
16 lorsqu'il effectue une comparaison de deux prévisions des besoins en
17 puissance.

1.1.1. Veuillez préciser et expliquer comment est établi l'impact unitaire maximal (référence (iii)).

² Voir la section 8.2 de la pièce HQD-2, document 2 ([B-0009](#)).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.**

- 1.1.2. Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, de quelle manière et dans quelle proportion la réduction de l'impact unitaire maximal explique la révision à la baisse de 73 MW des besoins en puissance associés à la recharge des VÉ à la pointe hivernale.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.1.**

- 1.1.3. Veuillez préciser à quoi réfère le Distributeur lorsqu'il affirme qu'une offre présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit est aussi prise en compte dans la prévision (référence (iii)).

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.1.**

- 1.1.4. Veuillez préciser de quelle manière et dans quelle proportion cette offre explique la révision à la baisse de 73 MW des besoins en puissance associés à la recharge des VÉ à la pointe d'hivernale.

Réponse :

4 **Comme discuté dans la réponse à la question 1.1, l'impact de l'offre ne peut**
5 **être évalué ou inféré de façon indépendante pour expliquer l'écart entre les**
6 **deux prévisions. Cependant, le Distributeur évalue l'impact de cette offre sur la**
7 **prévision des besoins en puissance à l'hiver 2031-2032 de l'État d'avancement**
8 **2023 à près de -190 MW.**

- 1.1.5. Veuillez expliquer pour quels motifs le Distributeur présente de façon implicite à la prévision, une offre favorisant le déplacement de la recharge des véhicules électriques en dehors des périodes de pointe (référence (iv)) plutôt que de présenter cette offre à titre de moyen de GDP.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 1.1.**

10 **Voir également les réponses aux questions 2.1 et 2.4 de la demande de**
11 **renseignements n°1 de l'AHQ-ARQ au dossier R-4110-2019, à la pièce HQD-5,**
12 **document 2 ([B-0041](#)).**

- 1.2. La Régie constate que le Distributeur prévoit une hausse de 1 062 MW des besoins en puissance pour la recharge des véhicules électriques au cours des trois dernières pointes hivernales, soit entre 2028-2029 et 2031-2032 (référence (iii)) et qu'il prévoit une croissance de 107 MW des moyens de GDP (OGA, Tarification dynamique et Hilo) au cours de la même période (référence (iv)).

À l'instar de ce qui est fait en matière d'efficacité énergétique, soit l'établissement de cibles et le rehaussement de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique (référence (v)), en amont du dépôt en temps opportun des éléments de sa stratégie, veuillez indiquer quelles seraient les cibles que le Distributeur souhaiterait atteindre à l'horizon 2032 en ce qui a trait au déplacement de la recharge des VÉ à la pointe hivernale estimée à 1 726 MW.

Réponse :

1 **Le Distributeur est d'avis qu'il est prématuré à ce stade de s'avancer de façon**
2 **précise sur les cibles qui pourraient raisonnablement être atteintes quant au**
3 **déplacement de la recharge des véhicules électrique hors des périodes de**
4 **pointe. Il est toutefois conscient de l'impact de cette charge à l'horizon du Plan**
5 **et de l'importance que revêt son déplacement aux fins de l'équilibre du bilan.**

- 2. Références :**
- (i) Pièce [A-0069](#), p. 12 et 13;
 - (ii) Site WEB Radio-Canada, « [Voici les gagnants des blocs d'énergie attribués par le ministre Fitzgibbon](#) », publié le 10 novembre 2023;
 - (iii) Pièce [B-0061](#), p. 15;
 - (iv) Pièce [A-0069](#), p. 11 et 15;
 - (v) Pièce [A-0069](#), p. 22.

Préambule :

(i) « *Par rapport au Plan, la décarbonation des procédés industriels amène un écart à la hausse de +7,5 TWh à l'horizon 2032, expliqué comme suit :*

Alumineries (+1,5 TWh) : sur l'horizon du Plan, les alumineries québécoises auront entamé l'intégration de la technologie ELYSIS dans leur processus de production.

Sidérurgie, fonte et affinage (+1,9 TWh) : augmentation essentiellement liée à la production d'une quantité substantielle d'hydrogène vert. Ce dernier jouera un rôle incontournable dans la décarbonation du procédé industriel, plus particulièrement dans les étapes de réduction du minerai de fer.

Pétrole et chimie (+0,0 TWh) : électrification partielle de la chaleur industrielle dans la filière du plastique ainsi que l'ajout d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène vert.

Pâtes et papiers (-0,1 TWh) : remplacement des chaudières à combustibles fossiles par des chaudières électriques couplées à des systèmes de recompression mécanique de vapeur et des pompes à chaleur industrielles, permettant ainsi de minimiser la demande en électricité tout en optimisant l'efficacité énergétique du secteur.

Mines (+0,2 TWh) : production d'hydrogène vert d'ici 2032 pour décarboner le processus de bouletage du minerai de fer.

Autres Industriel grandes entreprises (+4,0 TWh) : électrification importante de la production de chaleur dans les secteurs agroalimentaires et de la transformation du bois. Ces deux secteurs en particulier offrent des perspectives avantageuses pour l'adoption accélérée de technologies efficaces dès le début de la période couverte par le Plan. » [nous soulignons]

(ii) Article de Radio-Canada : « Voici les gagnants des blocs d'énergie attribués par le ministre Fitzgibbon - La filière de l'hydrogène vert récolte 30 % des mégawatts disponibles, tandis que des projets majeurs ont été écartés.

[...]

Trois projets d'hydrogène

L'entreprise Air Liquide, installée à Bécancour, a obtenu une cinquantaine de mégawatts pour produire de l'hydrogène vert. Au total, avec TES Canada et Greenfield, ce sont donc 300 des 1000 MW disponibles qui alimenteront cette filière. »

(iii) « 2.7 Relativement à la référence (ix), Hydro-Québec est-elle en mesure de confirmer que la production d'hydrogène vert peut-être modulée très rapidement?

Réponse :

Le Distributeur confirme que selon les discussions qu'elle a eues avec des représentants de l'industrie, la production d'hydrogène peut être modulée à l'intérieur d'un court délai.

2.8 Veuillez indiquer s'il est envisageable, selon Hydro-Québec, que la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène vert puisse être totalement ou partiellement interruptible.

Réponse :

Le Distributeur mentionne qu'il pourrait être envisageable que la consommation d'électricité de cette industrie puisse être interruptible. À cet effet, voir la réponse à la question 2.7.

2.9 Veuillez indiquer si les moyens de gestion de la demande de puissance prévus au plan, notamment la GDP-affaires ou l'option d'électricité interruptible, incluent un apport de la production d'hydrogène vert.

Réponse :

Sur la période du Plan, le Distributeur a considéré un apport marginal de la production d'hydrogène vert aux moyens de gestion de la demande de puissance. » [nous soulignons]

(iv)

TABLEAU 2.1 :
PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2022 ¹	2023 ²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Résidentiel	69,9	70,0	71,4	71,7	72,4	73,2	74,5	75,4	76,8	78,2	80,0	81,1	82,5	83,9
Commercial	46,0	46,7	47,3	48,1	49,0	49,9	51,1	52,0	53,1	54,3	55,4	56,4	57,6	59,0
<i>Dont:</i>														
Commercial et institutionnel	39,7	40,3	40,8	41,6	42,4	43,3	44,5	45,4	46,5	47,7	48,8	49,7	51,0	52,3
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7
Industriel	63,4	63,5	64,4	65,8	67,3	69,0	71,0	74,2	76,2	78,4	80,7	84,6	89,2	94,0
<i>Dont:</i>														
Industriel PME	8,1	7,8	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Industriel grandes entreprises	55,4	55,7	56,4	57,8	59,3	61,0	63,0	66,2	68,3	70,4	72,7	76,6	81,2	86,0
Alumineries	25,0	25,8	25,3	25,3	25,4	25,4	25,6	26,0	26,2	26,5	26,6	26,5	26,5	26,5
Pâtes et papiers	10,4	9,6	9,7	10,0	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,9	10,0	10,1	10,3	10,5
Pétrole et chimie	4,8	4,7	4,9	5,1	5,4	5,8	6,2	6,6	6,8	7,1	7,5	8,3	9,4	10,7
Mines	4,3	4,3	4,8	5,2	5,8	6,3	6,7	6,9	7,0	7,3	7,5	7,7	7,8	7,9
Sidérurgie, fonte et affinage	7,0	7,3	7,7	7,9	8,1	8,3	8,6	9,3	9,8	10,3	11,1	12,6	14,3	16,1
Autres industrielles grandes entreprises	3,9	4,0	4,0	4,2	4,7	5,3	6,2	7,7	8,5	9,3	10,1	11,5	12,8	14,3
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	179,3	180,3	183,2	185,7	188,7	192,1	196,6	201,6	206,1	210,9	216,1	222,1	229,4	236,9

Notes:

¹ Ventes réelles pour l'année 2022, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2023, normalisées pour les conditions climatiques

[...]

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	9 334	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.

(v)

**TABLEAU 3.2 :
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
• Électricité interruptible	983	1 004	1 046	1 057	1 057	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.

Demandes :

2.1. Veuillez préciser quelles parts de la hausse de 7,5 TWh liée à la décarbonation des procédés industriels à l'horizon 2032 (référence (i)) et des ventes industrielles grandes entreprises de 72,7 TWh (référence (iv)) sont associées à la production d'hydrogène vert.

Réponse :

1 **Par rapport à l'accroissement total de 7,5 TWh, une part de 0,6 TWh est**
2 **attribuable à la production d'hydrogène vert.**

2.1.1. Veuillez confirmer si les trois projets de production d'hydrogène vert mentionnés à la référence (iii), totalisant 300 MW, font ou pourraient faire partie des enveloppes de croissance qui ont été utilisées pour établir la prévision des ventes d'électricité au secteur industriel grandes entreprises (référence (iv)). Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

3 **La prévision des grands sous-secteurs industriels est basée sur des**
4 **enveloppes de croissance et non sur une agrégation de projets de clients**
5 **potentiels. Bien que de l'information spécifique sur les grands clients soit**
6 **utilisée, celle-ci sert essentiellement à adapter, au besoin, les trajectoires du**
7 **modèle économétrique dans l'optique de bâtir l'enveloppe de croissance du**
8 **secteur.**

1 **Le Distributeur invite la Régie à se référer à la réponse à la question 1.1 de la**
2 **demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1**
3 **([B-0043](#)) ainsi qu'à la réponse à la question 1.1 de la demande de**
4 **renseignements n°1 de la FCEI, à la pièce HQD-4, document 7 ([B-0061](#)).**

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 :

5 **Le Distributeur estime qu'environ 450 MW seront associés à la production**
6 **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 :

7 **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 :

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

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0009](#), p. 26, tableaux 6.3 et 6.4;
(ii) Pièce [A-0069](#), p. 16, tableaux 2.4 et 2.5;
(iii) Pièce [A-0069](#), p. 15;
(iv) Pièce [A-0069](#), p. 16.

Préambule :

(i) TABLEAU 6.3 : ALÉA SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE (2023-2032) et TABLEAU 6.4 : ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (2022-2023 à 2031-2032)

(ii) TABLEAU 2.4 : ALÉA SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE (2024-2028) et TABLEAU 2.5 : ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (2023-2024 à 2026-2027)

(iii) « Les changements apportés à l'aléa global en énergie s'expliquent surtout par la part grandissante de la décarbonation du secteur industriel dans le scénario de croissance de la

demande en énergie au Québec. L’incertitude associée au développement de ce secteur entraîne une pression importante sur les aléas, et ce, autant à la hausse qu’à la baisse. »

(iv) « Pour les mêmes raisons, l’aléa global en puissance est revu à la hausse. L’impact est toutefois moindre sur la demande en puissance puisque la demande associée à la décarbonation industrielle est relativement moindre en puissance qu’en énergie. »

Demandes :

À partir des références (i) et (ii), la Régie a préparé les tableaux suivants :

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
Plan 2023-2032	2023	2024	2025	2026	2027
Scénario faible	3,4	3,7	3,8	4,5	5,2
Scénario fort	3,4	3,7	3,8	4,5	5,2
État d’avancement 2023	2024	2025	2026	2027	2028
Scénario faible	3,6	4,3	4,4	4,6	4,8
Scénario fort	3,5	3,8	4,6	5,6	6,7
Écarts (État d’avancement - Plan)	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
Scénario faible	0,2	0,6	0,6	0,1	-0,4
Scénario fort	0,1	0,1	0,8	1,1	1,5

	An 1	An 2	An 3	An 4
Plan 2023-2032	2023-	2024-	2025-	2026-
	2024	2025	2026	2027
Scénario faible	1 800	1 850	1 900	1 950
Scénario fort	1 800	1 850	1 900	1 960
État d’avancement 2023	2023-	2024-	2025-	2026-
	2024	2025	2026	2027
Scénario faible	1 840	1 910	1 960	2 020
Scénario fort	1 840	1 900	1 970	2 060
Écarts (État d’avancement - Plan)	An 1	An 2	An 3	An 4
Scénario faible	40	60	60	70
Scénario fort	40	50	70	100

3.1. Veuillez expliquer pourquoi l’écart-type du scénario faible pour l’an 5 est inférieur dans l’État d’avancement 2023 à celui de l’an 5 du Plan 2023-2032.

Réponse :

1 **Le Distributeur remarque que le tableau préparé par la Régie contient des**
 2 **informations erronées. Comme présenté dans les tableaux de la référence (i),**
 3 **l’aléa global du scénario faible pour le Plan pour l’année 2027 est de 4,4 TWh,**
 4 **et non de 5,2 TWh. Ainsi, l’aléa global du scénario faible à l’horizon cinq (5) ans**
 5 **du Plan est inférieur à celui de 4,8 TWh présenté à l’État d’avancement 2023.**
 6 **Voir à cet égard le tableau R-3.1.**

TABLEAU R-3.1 :
COMPARAISON DE L’ALÉA GLOBAL SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE (TWh)
PAR RAPPORT AU PLAN D’APPROVISIONNEMENT 2023-2032

État d'avancement 2023	2024	2025	2026	2027	2028
Écart type - Scénario Faible					
<i>Aléa global</i>	3,6	4,3	4,4	4,6	4,8

Plan d'approvisionnement 2023-2032	2023	2024	2025	2026	2027
Écart type - Scénario Faible					
<i>Aléa global</i>	3,4	3,7	4,0	4,2	4,4

Écart (ÉA - PA)	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
Écart type - Scénario Faible					
<i>Aléa global</i>	0,2	0,6	0,4	0,4	0,4

3.2. Veuillez expliquer, chiffres à l’appui, comment la part grandissante de la décarbonation du secteur industriel dans le scénario de croissance de la demande en énergie au Québec contribue à l’augmentation de l’aléa autant pour les scénarios de demande faible et fort (référence (iii)).

Réponse :

1 Par rapport au Plan, la décarbonation industrielle montre un écart de +7,5 TWh
2 en 2032. Le Distributeur rappelle ce qu’il mentionnait à la section 2.2.3 de l’État
3 d’avancement 2023, soit qu’en « [...] période de transition énergétique, une
4 incertitude significative subsiste concernant le niveau et le rythme
5 d’augmentation de la demande en électricité liée à la décarbonation
6 industrielle »³.

7 L’importance relative de la croissance de la demande associée à la
8 décarbonation industrielle, ainsi que l’incertitude quant au rythme
9 d’augmentation de cette demande, entraînent une importante hausse de l’aléa
10 de la demande du scénario fort (progression plus rapide qu’anticipée de la
11 décarbonation industrielle) et du scénario faible (retardement de cette même
12 progression).

3.3. Veuillez indiquer pour quelle raison la croissance de la demande associée à la décarbonation industrielle est relativement moindre en puissance qu’en énergie et expliquer l’impact de ce secteur d’activité industriel sur l’aléa de la demande en puissance (référence (iv)).

³ Pièce [A-0069](#), p. 12.

Réponse :

1 Les besoins en énergie relatifs au secteur Industriel varient peu au cours d'une
2 année en comparaison des autres secteurs. Ainsi, sa relation
3 énergie-puissance est plus élevée et, donc, pour la même quantité de puissance
4 appelée, l'énergie consommée est plus élevée que pour les autres secteurs. Par
5 conséquent, l'impact relatif de la demande du secteur Industriel dans l'aléa de
6 la demande est plus important en énergie qu'en puissance.

7 En effet, comme illustré aux tableaux 2.1 et 2.3 de l'État d'avancement 2023, le
8 secteur Industriel représente près de 35 % de la demande en énergie à l'année
9 2022, pour seulement près de 25 % des besoins en puissance à la pointe d'hiver
10 2021-2022. Toutes choses étant égales par ailleurs, une variation de la demande
11 du secteur Industriel, telle la décarbonation, aura un impact relativement plus
12 important en énergie qu'en puissance.

4. Références :
- (i) Pièce [B-0148](#), p. 13;
 - (ii) Pièce [A-0069](#), p. 28;
 - (iii) Pièce [B-0056](#), p. 10 et 11;
 - (iv) [Suivi relatif aux mesures de soutien au développement des serres – 2021](#), p. 7;
 - (v) [Suivi relatif aux mesures de soutien au développement des serres – 2022](#), p. 7;

Préambule :

(i)

TABLEAU 4.3 :
BILAN DE PUISSANCE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2023- En MW	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
• Électricité interruptible	983	1 004	1 046	1 057	1 057	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 Mille, de la chute du Six Mille et Manouane Sipi.

(ii)

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Autres moyens			
Service non ferme Chaines de blocs	En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95 % de la charge. Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement est géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux, le Distributeur peut demander un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et ce, pour un maximum de 100 heures.	Atteint 0,1 TWh	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs Jusqu'à 270 MW
Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la contribution en puissance est réalisée à chaque année par le Transporteur.	-	250 MW
Option d'électricité additionnelle et tarif de relance industrielle	Options de tarification destinées à la clientèle moyenne et grande puissance permettant de déplacer sa consommation en pointe tout en respectant les contraintes tarifaires.	-	Atteint 280 MW

(iii) « Le Distributeur présente au tableau R-2.1 la contribution après effacement du secteur des « Serres » aux besoins en puissance à la pointe d'hiver. Pour ce qui est de la contribution à la pointe d'hiver faisant l'objet de l'option d'électricité additionnelle (l'OÉA), seulement la portion après effacement associée à la croissance des « Serres autres » est présentée.

Le Distributeur travaille au redressement des données historiques et de sa prévision pour que l'effacement des clients ayant souscrit à l'OÉA soit traité de façon similaire aux autres moyens de gestion, ce qui signifie, pour le bilan, la présentation des besoins avant effacement et de l'effacement avec les autres moyens de gestion.

TABLEAU R-2.1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
POUR LE SECTEUR DES « SERRES »

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
Serres de cannabis dont ajout net à l'Option d'électricité additionnelle	14 n.d.	41 n.d.	44 n.d.	49 n.d.	47 n.d.	51 n.d.	54 n.d.	54 n.d.	55 n.d.	55 n.d.	55 n.d.	55 n.d.	55 n.d.	55 n.d.
Serres autres dont ajout net à l'Option d'électricité additionnelle	63 n.d.	63 n.d.	84 n.d.	135 n.d.	123 0	161 1	190 3	206 4	237 5	264 7	273 8	289 8	291 8	308 8
TOTAL	77	104	128	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363

2.2 Pour toutes les autres valeurs qui apparaissent au tableau 5.3 de la référence (i), veuillez fournir la valeur en MW de la portion de celle-ci qui fait l'objet d'une des options d'électricité additionnelle offertes par le Distributeur (référence (ii)).

Réponse :

Le Distributeur n'anticipe pas de croissance de la demande des clients souscrivant à l'OÉA sur la période couverte par le Plan, à l'exception du secteur des serres. Le Distributeur rappelle que l'effacement des clients ayant adhéré à l'OÉA est implicite à la prévision de besoins à la pointe.

[...]

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

2.2. Bilan des restrictions durant l'année 2021

Le tableau 3 présente le bilan des abonnements à l'OÉA pour la culture de végétaux ayant fait l'objet d'une demande de restriction pour chaque mois en période hivernale.

TABLEAU 3 :
BILAN DES RESTRICTIONS - 2021

Mois	ABONNEMENTS DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCE				ABONNEMENTS DE GRANDE PUISSANCE (TARIF LG)			
	NOMBRE D'ABONNEMENTS	NOMBRE D'APPELS	NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION	NOMBRE D'ABONNEMENTS QUI SE SONT INTERROMPUS (1)	NOMBRE D'ABONNEMENTS	NOMBRE D'APPELS	NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION	NOMBRE D'ABONNEMENTS QUI SE SONT INTERROMPUS (2)
Janvier 2021	40	1	4	34	2	1	4	1
Février 2021	48	5	21	42	2	5	21	1
Mars 2021	54	4	14	50	2	4	14	1
Décembre 2021	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		10	39			10	39	

(1) Effacement moyen des abonnements : 95 %

(2) Effacement moyen de l'abonnement : 69 %

(iv)

2.2. Bilan des restrictions durant l'année 2022

Le tableau 3 présente le bilan des abonnements à l'OÉA pour la culture de végétaux ayant fait l'objet d'une demande de restriction pour chaque mois de l'année 2022 en période hivernale.

TABLEAU 3 :
BILAN DES RESTRICTIONS – 2022

Mois	ABONNEMENTS DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCE				ABONNEMENTS DE GRANDE PUISSANCE (TARIF LG)			
	NOMBRE D'ABONNEMENTS	NOMBRE D'APPELS	NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION	NOMBRE D'ABONNEMENTS QUI SE SONT INTERROMPUS (1)	NOMBRE D'ABONNEMENTS	NOMBRE D'APPELS	NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION	NOMBRE D'ABONNEMENTS QUI SE SONT INTERROMPUS (2)
Janvier 2022	66	14	53	58	2	14	53	2
Février 2022	74	-	-	-	2	-	-	-
Mars 2022	82	-	-	-	2	-	-	-
Décembre 2022	93	1	3	68	2	1	3	2
Total		15	56			15	56	

(1) Effacement moyen des abonnements : 88%

(2) Effacement moyen des abonnements : 43%

Demandes :

4.1. Veuillez fournir une mise à jour de l'information au tableau R-2.1, *Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver* pour le secteur des serres (référence (iii)), spécifiant notamment la prévision pour l'OÉA liée à l'éclairage de photosynthèse ou au chauffage des espaces destinés à la culture de végétaux, en fournissant plutôt la prévision des besoins en puissance avant effacement.

Réponse :

1 **Le tableau R-4.1 présente la prévision des besoins en puissance avant**
2 **effacement. Pour ce qui est de la consommation par usage, voir la réponse à la**
3 **question 5.1 de la demande de renseignements n°1 de la FCEI du dossier**
4 **R-4110-2019, à la pièce HQD-5, document 6 ([B-0045](#)).**

TABLEAU R-4.1 :
PRÉVISION DE BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER AVANT EFFACEMENT
POUR LE SECTEUR DES « SERRES »

<i>En MW</i>	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
Serres de cannabis	14	41	44	50	45	62	65	65	65	65	65	65	65	65
<i>dont ajout de charge adhérent à l'OÉA</i>	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Serres autres	63	63	84	136	157	175	205	221	251	278	287	303	304	322
<i>dont ajout de charge adhérent à l'OÉA</i>	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	12	22	33	44	55	64	64	65	66
TOTAL	77	104	128	186	203	236	269	286	317	343	352	368	369	387

4.1.1. Veuillez fournir un tableau similaire pour le TRI, indiquant la prévision des besoins en puissance avant effacement, en distinguant la part aux fins de relance d'équipements et la part aux fins de conversion de procédés industriels.

Réponse :

5 **Le Distributeur estime la prévision des besoins en puissance des clients**
6 **inscrits à l'OEA non-serriste et au TRI de façon agrégée. Ainsi, il ne peut fournir**
7 **les informations demandées.**

4.2. La Régie constate que la contribution en puissance de l'OÉA et du TRI devrait atteindre 280 MW (référence (ii)). Veuillez fournir, sous forme de tableau, la ventilation de l'effacement prévu pour l'OÉA, l'OÉA liée à l'éclairage de photosynthèse ou au chauffage des espaces destinés à la culture de végétaux, ainsi que pour le TRI pour les hivers 2022-2023 à 2031-2032.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 4.1.1.**
9 **Cependant, le Distributeur fournit au tableau R-4.2 la contribution en puissance**
10 **des clients inscrits à l'OÉA non-serristes et du TRI, ainsi que celle des clients**
11 **serristes inscrits à l'OÉA.**

TABLEAU R-4.2 :
PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION AU BILAN DE PUISSANCE DES CLIENTS À
L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE

En MW	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
OÉA Non-serriste et TRI	157	157	157	157	157	157	157	157	157
OÉA - Serres	77	85	94	102	111	118	118	119	120
TOTAL	234	242	250	259	267	274	274	275	277

4.3. Veuillez expliquer la différence entre le nombre d'heures de restriction de la consommation de l'électricité à l'OÉA pour l'hiver 2021-2022 indiqué à la référence (iii), soit 92 heures, et le nombre d'heures de restriction de la consommation de l'électricité à l'OÉA indiqué aux références (iv) et (v), soit 53 heures.

Réponse :

1 **À l'hiver 2021-2022, les clients serristes inscrits à l'OÉA pour la culture des**
2 **végétaux ont été appelés pour un total de 53 heures alors que les autres clients**
3 **inscrits à l'OÉA ont été appelés pour un total de 92 heures.**

4.3.1. Veuillez décrire les circonstances pouvant expliquer qu'un seul abonnement grande puissance sur les deux abonnements inscrits à l'OÉA, se soit effacé en 2021, et que le taux d'effacement moyen de l'abonnement ne soit que de 69 % (référence (iv)).

Réponse :

4 **Dans une perspective d'amélioration continue, la méthodologie de calcul des**
5 **effacements a été modifiée entre les années 2021 et 2022. Ainsi, le Distributeur**
6 **tient maintenant compte de la puissance moyenne horaire durant les périodes**
7 **d'interruption et comptabilise comme un effacement la réduction de demande**
8 **évaluée et ce, même si la demande résiduelle se trouve légèrement au-delà de**
9 **la puissance de référence.**

10 **À des fins de comparaison, le Distributeur présente ci-dessous un tableau pour**
11 **l'année 2021 qui présente les informations sur la base de la méthodologie**
12 **utilisée depuis 2022. Sur la base de ces données, le nombre d'abonnements qui**
13 **se sont effacés passe de 1 à 2, mais le pourcentage d'effacement diminue de**
14 **69 % à 40 %, ce qui est similaire au résultat de 2022, soit 43 %.**

TABLEAU R-4.3.1
BILAN DES RESTRICTIONS 2021,
CALCULÉES AVEC LA NOUVELLE MÉTHODOLOGIE

Mois	Petite et moyenne puissance				Tarif LG			
	Nb d'abonnement	Nb d'appel	Nb d'heures d'interruption	Nb d'abonnements qui se sont interrompu	Nb d'abonnement	Nb d'appel	Nb d'heures d'interruption	Nb d'abonnements qui se sont interrompu
Janvier	45	1	4	44	2	1	4	2
Février	44	5	21	42	2	5	21	1
Mars	53	3	14	51	2	3	14	2
Décembre	-	-	-	-	-	-	-	-

Éffacement moyen des abonnements MP 90%
Éffacement moyen des abonnements LG 40%

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 :

1 **Le Distributeur constate qu’il peut être difficile pour les serres d’interrompre**
2 **l’éclairage de photosynthèse lors des périodes d’interruption qui surviennent**
3 **le matin. Par ailleurs, l’hiver 2021-2022 a été particulièrement froid, menant à un**
4 **nombre plus important d’appels pour cette période de pointe.**
5 **Voir également la réponse à la question 4.3.1.**

4.3.3. Veuillez préciser dans quelle mesure la nature des cultures de chacun des abonnements grande puissance, serre vivrière ou culture de cannabis, peut expliquer le taux d’effacement moyen plus faible observé au cours des deux dernières années.

Réponse :

6 **Pour l’année 2022, le taux d’effacement des deux installations de grande**
7 **puissance, dont une serre utilisée pour la culture du cannabis et l’autre pour la**
8 **culture vivrière, était de 40 % et 45 % respectivement. En conséquence, le**
9 **Distributeur estime que la nature des cultures ne peut expliquer le taux**
10 **d’effacement observé chez les abonnements de grande puissance.**
11 **Voir également la réponse à la question 4.3.2.**

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

5. **Références :** (i) Pièce [B-0148](#), p. 6;
 (ii) Pièces [B-0009](#), p. 45, tableau 9.13 et [A-0069](#), p. 49, tableau 7.7.

Préambule :

(i) « Depuis la publication du Plan, le Distributeur a rehaussé la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032, la portant maintenant à 10,2 TWh. Cette nouvelle contribution s'inscrit dans le cadre de la révision actuelle de la stratégie du Distributeur visant l'établissement de ses cibles en matière d'efficacité énergétique. Le Distributeur souligne également qu'il profite de cet exercice pour identifier les différents leviers et moyens nécessaires à l'atteinte desdites cibles. Il continuera de travailler de concert avec les parties prenantes pour activer les leviers et moyens lui permettant d'établir des cibles plus ambitieuses qui se rapprocheront du plein potentiel technico-économique réalisable. Le Distributeur déposera les éléments de sa stratégie en temps opportun. »

(ii) Prévisions des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur 2023-2032, par secteur (TWh)⁴ :

Prévisions des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur 2023-2032 (TWh)

Plan approvisionnement 2023-2032	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	2,9
Commercial	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	2,9
Industriel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	2,9
TOTAL	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,8	0,7	8,8

État d'avancement 2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,0
Commercial	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	3,7
Industriel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	3,2
TOTAL	0,9	0,9	0,9	0,9	1	1	1,1	1	1,2	1,2	10,1

Écarts	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel										0,1	0,1
Commercial						0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,8
Industriel									0,1	0,2	0,3
TOTAL						0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	1,3

Demande :

5.1. Concernant le rehaussement de 1,3 TWh de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique à l'horizon 2032 (référence (i)), la Régie note que, d'après les données présentées dans l'état d'avancement 2023 (référence (ii)), le Distributeur anticipe que cette augmentation de la contribution des interventions en efficacité énergétique se fera principalement dans les secteurs Commercial et Industriel.

Veuillez élaborer sur les hypothèses retenues par le Distributeur lui permettant d'anticiper un tel scénario, en prenant soin de détailler les hypothèses liées à chacun des trois secteurs.

Réponse :

- 1 **Le rehaussement des cibles pour tous les secteurs s'explique, entre autres, par**
- 2 **une bonification des appuis financiers, l'introduction attendue de nouveaux**
- 3 **programmes, ainsi que l'évolution des différents programmes existants.**

⁴ Tableaux préparés à partir de ceux figurant aux pièces [B-0009](#), p. 45, tableaux 9.13 et [A-0069](#), p. 49, tableaux 7.7.

- 1 **Comme mentionné en référence (i), les éléments de la nouvelle stratégie seront**
2 **déposés en temps opportun.**

APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR

- 6. Références :** (i) Dossier R-4110-2019, pièce [B-0009](#), p. 45;
(ii) Dossier R-4110-2019, pièce [B-0009](#), p. 46 et 47;
(iii) Pièce [A-0069](#), p. 23.

Préambule :

(i) « Ainsi, la capacité maximale en puissance des interconnexions tient compte du fait que le Distributeur doit être en mesure de se procurer des produits de puissance de type UCAP avec des tiers et d'acheminer, au besoin, l'énergie qui y est associée. »

(ii) « Chemin ON-HQT et OTTO-HQT

La capacité d'importation est de 1 250 MW en provenance des convertisseurs au poste de l'Outaouais (chemin ON-HQT) et de 110 MW, en hiver seulement, du poste Otto-Holden (chemin OTTO-HQT). Les importations en énergie acheminés par ces interconnexions proviennent de la bourse énergétique sur le marché en temps réel de l'IESO et de contreparties. Cette énergie peut en tout temps être rapatriée par l'IESO afin de prioriser l'alimentation de la charge interne de l'Ontario.

La contribution maximale en puissance provenant de l'IESO est de 0 MW, car les règles actuelles de l'IESO ne permettent pas l'exportation de produits de puissance conformes aux exigences de fiabilité.

*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. »
[nous soulignons]*

(iii) « Partage de réserve et profondeur des marchés de puissance : le Distributeur planifie un rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés de court terme en puissance, actuellement établie à 1 100 MW, dont 200 MW de partage de réserve, pour l'établir à 1 500 MW à partir de l'hiver 2024-2025, notamment en raison de la profondeur des marchés de puissance (UCAP) et d'un nouveau protocole d'entente en vertu duquel le Québec et l'Ontario procéderont à un échange saisonnier de puissance de 600 MW; »

Demandes :

- 6.1. Veuillez confirmer que le Distributeur doit toujours être en mesure de se procurer des produits de puissance de type UCAP avec des tiers pour les intégrer comme ressources dans son bilan de puissance (référence (i)).

Réponse :

- 3 **Le Distributeur prévoit continuer à se procurer des produits de puissance de**
4 **type UCAP dont la puissance est intégrée au bilan de puissance.**

1 **Le Distributeur compte désormais également sur le partage de réserve, dont la**
2 **contribution, chiffrée à 200 MW, est intégrée au bilan de puissance. Cette**
3 **portion de la contribution des marchés de court terme n'est pas visée par**
4 **l'achat de produits de puissance de type UCAP.**

6.2. Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur affirmait que les règles de l'IESO ne permettaient pas l'exportation de produits de puissance conformes aux exigences de fiabilité (référence (ii)). Veuillez préciser les changements dans ces règles qui permettent dorénavant au Distributeur l'importation de puissance en provenance de l'Ontario (référence (iii)).

Réponse :

5 **Le Distributeur précise que les règles de marché à l'intérieur de la zone IESO**
6 **ne sont pas modifiées. Ainsi, il n'est pas possible de faire des ententes pour**
7 **des produits de puissance de type UCAP avec des fournisseurs spécifiques**
8 **dans cette zone et d'avoir l'assurance qu'ils ne seront pas rappelés pour les**
9 **besoins de l'IESO.**

10 **Toutefois, dans le cadre du protocole d'entente de réciprocité entre le Québec**
11 **et l'Ontario (le « protocole d'entente »), l'IESO confirme l'échange de 600 MW.**
12 **L'opérateur du système s'engage donc à maintenir la marge nécessaire afin**
13 **d'honorer l'entente.**

6.3. Veuillez expliquer en quoi le protocole d'entente entre le Québec et l'Ontario permettant un échange saisonnier de puissance de 600 MW contribue au rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés de court terme en puissance (référence (iii)).

Réponse :

14 **Le Distributeur tient d'abord à préciser que l'établissement d'une valeur de**
15 **contribution des marchés de court terme en puissance découle d'un exercice**
16 **basé à la fois sur les données historiques et sur son évaluation de l'évolution**
17 **future des marchés. Cet exercice vise à établir la valeur la plus réaliste possible**
18 **et qui soit suffisamment élevée pour éviter le recours non requis à des**
19 **approvisionnements de long terme et suffisamment conservatrice pour assurer**
20 **la fiabilité des approvisionnements. Ainsi, l'ensemble des éléments lui**
21 **permettant d'apprécier la capacité des marchés à lui livrer cette puissance sont**
22 **pris en compte, sans nécessairement que des volumes précis pour chacun des**
23 **marchés ne soient comptabilisés.**

24 **À titre d'exemple, les quantités offertes lors des derniers hivers dans le cadre**
25 **des appels d'offres pour acquérir des produits de puissance de type UCAP ont**
26 **été variables, soit 650 MW pour janvier 2022, 1 650 MW pour janvier 2023 et**
27 **775 MW pour janvier 2024. Ces volumes sont en provenance essentiellement**
28 **des marchés de NY et du Québec et le Distributeur continue de travailler avec**
29 **ses partenaires pour raffermir et accroître les volumes offerts.**

1 En ce qui concerne le partage de réserve, qui revient à considérer une
2 contribution au bilan de puissance des achats d'énergie de court terme, le
3 Distributeur considère conservatrice son évaluation de 200 MW établie sur la
4 base de la disponibilité de l'énergie en période de pointe. Une révision de cette
5 valeur pourrait éventuellement être considérée sur la base de l'évolution des
6 marchés.

7 Le protocole d'entente avec l'Ontario est également un élément important
8 justifiant un rehaussement de la contribution maximale des marchés de court
9 terme en puissance. En effet, bien que la puissance de 600 MW issue du
10 protocole d'entente ne soit pas mise à la disposition du Distributeur de façon
11 directe, elle accroît néanmoins la disponibilité de puissance sur le marché du
12 Québec.

6.4. Veuillez préciser la portion de la contribution maximale reconnue des marchés de court terme en puissance, évaluée à 1 500 MW, qui serait attribuable au marché de l'Ontario.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 6.3. Le Distributeur précise également que le**
14 **marché de l'Ontario, par l'intermédiaire des achats d'énergie de court terme,**
15 **contribue également à l'établissement des 200 MW de partage de réserve.**

6.5. Veuillez préciser quels marchés contribueront à l'augmentation de la contribution maximale reconnue des marchés de court terme en puissance.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 6.3.**

6.5.1. Veuillez préciser les facteurs qui contribuent à cette augmentation.

Réponse :

17 **Voir la réponse à la question 6.3.**

6.5.2. Veuillez préciser, chiffres à l'appui, l'augmentation de la contribution maximale en puissance par marchés.

Réponse :

18 **Voir la réponse à la question 6.3.**

6.6. Veuillez justifier le maintien des 200 MW de partage de réserve (référence (iii)).

Réponse :

19 **Voir la réponse à la question 6.3.**

7. **Références :** (i) Dossier R-3648-2007, décision [D-2008-133](#), p. 30 et 31;
(ii) Pièce [B-0148](#), p. 14 et 15.

Préambule :

(i) « Le Distributeur retient dans son bilan en puissance, pour fins de planification, 250 MW d'abaissement de tension pour écreter 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 œuvre 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. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « Conformément aux attentes exprimées par la Régie, la présente section fait le point sur la contribution de l'abaissement de tension (« AT »).

L'AT est un moyen d'urgence permettant de diminuer rapidement et temporairement les charges des postes satellites afin de préserver la stabilité du réseau. L'AT s'effectue par l'entremise d'appareils d'automatisme installés dans les postes satellites du Transporteur.

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.*

La charge en pointe hivernale assujettie à l'AT est donc inférieure à la charge totale du réseau. En 2022, le Transporteur estimait que les automatismes d'AT permettaient d'affecter 43 % de la charge totale du réseau d'Hydro-Québec en pointe hivernale.

Chaque année, Hydro-Québec effectue un essai du mécanisme d'automatisme d'AT afin de modéliser la réponse attendue de ce moyen en fonction du niveau de charge observée. Afin de faire le point sur la question, le Distributeur, en collaboration avec le Transporteur, a réévalué les plus récentes estimations de réduction de la charge en cas d'utilisation de l'automatisme d'AT. Cette réévaluation a permis au Distributeur de confirmer que, pour une

pointe hivernale prévisible à l'horizon du Plan, l'abaissement de tension se situerait entre 250 MW et 280 MW. Aucun élément ne justifie donc de modifier la contribution de l'AT au bilan.

En fonction des tests et analyses effectués annuellement, le Distributeur informera la Régie, le cas échéant, de tout élément pouvant justifier une modification de la contribution de l'AT au bilan. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

Demandes :

7.1. Dans le cadre du dossier R-3648-2007, le Distributeur souhaitait optimiser la charge abaissable possible en diminuant l'indisponibilité des abaisseurs de tension dans les postes. La Régie demandait au Distributeur de s'assurer auprès du Transporteur qu'il mette en œuvre les moyens nécessaires pour augmenter la disponibilité des équipements abaisseurs de tension (référence (i)).

Veuillez confirmer que le Distributeur, de concert avec le Transporteur, optimise la charge abaissable possible en diminuant l'indisponibilité des abaisseurs de tension dans les postes. Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que la charge abaissable est optimisée dans le cadre d'un**
2 **processus avec le Transporteur.**

7.1.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser comment le Distributeur, de concert avec le Transporteur, optimise cette charge abaissable.

Réponse :

3 **Le Distributeur et le Transporteur révisent et optimisent la charge abaissable**
4 **dans le cadre d'un processus annuel de gestion de la pointe.**

5 **Dans ce processus, le Distributeur informe le Transporteur de la présence de**
6 **mécanismes de sécurité électrique plus sensibles aux variations de tension sur**
7 **certaines parties de son réseau. Le Transporteur valide les limitations**
8 **d'abaissement de tension mentionnées par le Distributeur et ajuste sa stratégie**
9 **d'optimisation de l'abaissement de tension (AT) à chacun des postes satellites**
10 **en conséquence.**

7.2. Veuillez confirmer que le Distributeur, de concert avec le Transporteur, a scindé l'abaissement de tension en deux blocs afin d'augmenter la durée de la diminution de la charge (référence (i)), sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

11 **L'AT n'est pas scindé en deux blocs, compte tenu qu'une telle façon de faire**
12 **aurait pour effet de diminuer la charge abaissable et l'effacement qui serait**
13 **observé résulterait en une contribution réduite au bilan de puissance.**

- 7.2.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser si une augmentation de la charge abaissable était nécessaire afin de scinder l'abaissement de tension en deux blocs et préciser l'ampleur de cette augmentation.

Réponse :

1 **Sans objet.**

- 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 :

2 **Le Distributeur précise que le Transporteur planifie l'installation graduelle**
3 **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 :

4 **L'impact de ces ajouts est le maintien de la contribution actuelle de 250 MW de**
5 **l'AT au bilan de puissance du Distributeur.**

Référence : (i) Pièce [B-0148](#), p. 13.

Préambule :

(i)

TABLEAU 4.3 :
BILAN DE PUISSANCE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2023-	2024-	2025-	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-	2031-	2032-	2033-	2034-
En MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	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
• Électricité interruptible	983	1 004	1 046	1 057	1 057	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.

Demande :

7.4. Veuillez préciser la contribution de chacun des « Autres moyens » à la fiabilité en puissance du Distributeur selon le format du tableau suivant :

En MW	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
Autres moyens			753	762	770	778	787	794	794	795	796	797	798	799
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe														
Abaissement de tension														
Interruption chaînes de blocs														
Option d'électricité additionnelle														
Tarif de relance industrielle														

Réponse :

- 1 **Le tableau R-8.1 présente l'information demandée.**
- 2 **Le Distributeur précise que sa planification pour l'OÉA et le TRI est présentée**
- 3 **de façon agrégée. Voir également les réponses aux questions 4.1.1 et 4.2.**
- 4 **De plus, compte tenu de la suspension du projet de raccordement du réseau**
- 5 **des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) pour une période indéterminée, aucune**
- 6 **contribution relative au démarrage de la centrale des IDLM en pointe n'est**
- 7 **considérée, tout comme la charge des IDLM n'est pas inscrite à la prévision de**
- 8 **la demande du réseau intégré.**

TABLEAU R-8.1
CONTRIBUTION DÉTAILLÉE DES AUTRES MOYENS INSCRITS AU BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2023-	2024-	2025-	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-	2031-
En MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Autres moyens	753	762	770	778	787	794	794	795	796
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Interruption chaînes de blocs	269	269	269	269	269	269	269	269	269
OÉA / TRI	234	242	250	259	267	274	274	275	277

8. Référence : (i) Pièce [B-0148](#), p. 9.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur travaille actuellement à l’établissement de stratégies visant le maintien de ces approvisionnements [contrats de cogénération] à l’échéance des contrats et, par conséquent, les intègre aux tableaux 4.2 et 4.4, à l’horizon 2035. Aux fins du calcul des quantités inscrites aux bilans, le Distributeur considère le potentiel énergétique total de cette mesure, pour les contrats prenant fin sur la période 2027 à 2035.* »

Demande :

8.1. Veuillez préciser les stratégies que le Distributeur vise à mettre de l’avant afin de maintenir les approvisionnements à l’échéance des contrats de cogénération.

Réponse :

1 **Le Distributeur évalue actuellement différentes stratégies visant le maintien des**
 2 **approvisionnements liés aux contrats de cogénération prenant fin sur la**
 3 **période de 2027 à 2035, notamment le lancement d’un programme d’achat**
 4 **d’électricité (suivant l’adoption par le gouvernement d’un règlement, le cas**
 5 **échéant) ou d’un appel d’offres. Le Distributeur déposera à la Régie les**
 6 **demandes d’approbation requises au moment opportun.**

9. Références : (i) Pièce [A-0069](#), p. 24, tableau 3.3;
 (ii) Pièce [A-0069](#), p. 25, tableau 3.4;
 (iii) Pièce [B-0148](#), p 10 et 11, section 3.5;
 (iv) Pièce [A-0069](#), p. 29, section 4;
 (v) Pièce [B-0011](#), p. 45 à 49, section 7.

Préambule :

(i)

TABLEAU 3.3 :
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	5,0	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	2,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	10,5	18,3	26,5
Énergie disponible (électricité pas E. inutilisée)	2,7	3,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.
Note (2) : Les modalités de 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.

(ii)

TABLEAU 3.4 :
IMPACT SUR LE BILAN DE PUISSANCE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	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												
Approvisionnements 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 de 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.

(iii) « Pour répondre aux besoins énergétiques sur l'horizon du Plan, le Distributeur prévoit avoir recours à des approvisionnements additionnels qui seront obtenus soit par des appels d'offres de long terme, soit par des appels d'offres de court terme (contrats d'une durée de moins d'un an).

Selon le profil des besoins, les produits visés seront à la fois de l'énergie et de la puissance hivernales (base hivernale) et de l'énergie sur une base annuelle avec la puissance associée. Le tableau 3.4 présente les caractéristiques envisagées pour les appels d'offres prévus dans les prochaines années.

**TABLEAU 3.4 :
APPELS D’OFFRES PRÉVUS**

	Besoins de 2028 (automne 2027)	Besoins de 2029 (automne 2028)	Besoins de 2030 (automne 2029)	Besoins de 2031 (automne 2030)
A/O de LT (1)(2) toutes sources (2024) Énergie annuelle		750 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	450 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	800 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée
A/O de CT (2024/2025) Base hivernale	1 400 MW puissance et énergie garantie	1 400 MW puissance et énergie garantie		
A/O de LT (2024/2025) Base hivernale			1 400 MW puissance et énergie garantie	

Notes :

- (1) En fonction des capacités résiduelles sur le réseau suite à l’octroi des projets issus de l’AO 2023-01. Les besoins qui n’auraient pas été comblés à l’issu de cet AO de LT pourront l’être par des AO de CT.
 (2) Aux fins du calcul de l’énergie associée aux approvisionnements toutes sources, l’hypothèse d’un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d’énergie réelles dépendront ultimement du type d’approvisionnement retenu.

Le processus d’analyse et de sélection des projets déposés dans le cadre de l’appel d’offres A/O 2023-01, visant l’achat de 1 500 MW d’électricité produite à partir de source éolienne, devrait être complété au courant du premier trimestre de 2024. Une fois la sélection des offres finalisée, le Distributeur pourra demander à Hydro-Québec dans ses activités de transport d’électricité (le « Transporteur ») de procéder à une analyse du réseau afin d’identifier, le cas échéant, le potentiel d’intégration résiduel de nouveaux projets. À la suite de l’obtention des conclusions de cette analyse, le Distributeur pourra procéder au lancement d’un appel d’offres de long terme toutes sources pour répondre aux besoins à combler à compter de l’automne 2028.

Le Distributeur précise que les appels d’offres de court terme se feront conformément à la Procédure d’appel d’offres et d’octroi pour les contrats d’approvisionnement en électricité d’un an et moins approuvée par la Régie. Pour les appels d’offres de long terme, le Distributeur présentera à la Régie les demandes d’approbation nécessaires en temps opportun.

Les volumes identifiés au tableau 3.4 pourraient être revus suivant l’évolution des besoins et de la contribution des différents moyens. Pour répondre aux besoins résiduels sur les années subséquentes de l’horizon du bilan, d’autres moyens seront planifiés et présentés ultérieurement. »

(iv) « Le Distributeur doit s’assurer de respecter le critère de fiabilité en énergie, comme formulé dans le Plan :

Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d’avis (incluant l’aléa de la demande et l’aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année.

TABLEAU 4.1 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028
Achats d'énergie	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0
+ Aléa d'un écart-type	3,5	3,8	4,7	5,6	6,7
Achats + 1 écart-type (scénario de référence)	3,8	4,7	7,3	12,2	20,7
Achats + 1 écart-type (avec approvisionnements prévus)	3,8	4,7	7,3	10,6	11,7

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]

Demandes :

À la lumière des référence (i) et (ii), la Régie a préparé les tableaux suivants :

TWh	2027	2028	2029
Achats sur les marchés de court terme en hiver	3,0	2,6	2,7
Approvisionnements de court terme - Base hivernale	1,0	4,1	3,0
Total	4,0	6,7	5,7

MW	2027- 2028	2028- 2029
Achats sur les marchés de court terme en hiver	1 350	1 200
Approvisionnements de court terme - Base hivernale	1 400	1 400
Total	2 750	2 600

9.1. Veuillez confirmer que les appels d'offre de court terme font principalement appel à des fournisseurs actifs sur les marchés de court terme de l'énergie et de la puissance.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

9.1.1. Dans l'affirmative, veuillez confirmer que les achats de court terme en hiver et les A/O de court terme sur une base hivernale sont tributaires de la disponibilité des marchés de court terme.

Réponse :

2 **Le Distributeur confirme que les achats de court terme en hiver sont tributaires**
3 **de la disponibilité des marchés de court terme.**

4 **Le Distributeur rappelle que, tel que spécifié dans la pièce HQD-1, document 1**
5 **(B-0148), « A/O de court terme sur une base hivernale » fait référence à un A/O**
6 **de courte durée qui serait réalisé conformément à la Procédure d'appel d'offres**
7 **et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et**
8 **moins.**

1 Le profil des approvisionnements visés par ce type d'appels d'offres, soit des
2 blocs d'énergie en base en hiver, diffère de celui des achats de court terme
3 habituels, transigés sur les bourses d'énergie ou par transactions bilatérales.
4 Par ailleurs, ces appels d'offres seraient lancés avec un préavis
5 considérablement plus long que celui des achats de court terme habituels.

6 Il est donc possible d'envisager, pour ce volet, des volumes distincts de ceux
7 habituellement disponibles sur les marchés de court terme.

9.1.2. Dans l'affirmative, veuillez confirmer, chiffres à l'appui, la contribution des
marchés de court terme en puissance (hiver 2027-2028 et 2028-2029) et en
énergie (2027, 2028 et 2029) dans le cas d'un hiver froid (i.e. un écart-type au-
delà du scénario moyen).

Réponse :

8 Le tableau R-10.1.2 présente les achats d'énergie dans le cas d'un scénario de
9 demande forte. Le Distributeur précise que la notion de scénario de demande
10 forte couvre également l'aléa économique et n'est pas limitée au risque associé
11 à un hiver froid.

12 Pour le volet de la puissance, la réserve requise permet de couvrir l'aléa associé
13 à la demande (volets économique et climatique).

TABLEAU R-10.1.2
ACHATS D'ÉNERGIE DANS UN SCÉNARIO DE DEMANDE FORTE

TWh	2027	2028	2029
Achats d'énergie - scénario de demande forte	10,6	11,7	12,0

9.2. Veuillez préciser le délai requis entre le lancement d'un A/O de long terme et la date
garantie de début des livraisons du contrat qui découlera de cet A/O.

Réponse :

14 Pour des nouvelles installations de production, le Distributeur estime un délai
15 moyen de 5 ans entre la date de lancement d'un appel d'offres et la date de
16 début des livraisons d'électricité.

9.3. Selon la référence (iv), le Distributeur estime que des volumes d'au moins 4,6 TWh en
2027 et 5,7 TWh en 2028 pourraient être acquis auprès du Producteur, soit à l'intérieur
de la zone d'équilibrage du Québec. Veuillez préciser la stratégie d'approvisionnement
qui permettrait cette acquisition et de quelle façon cette stratégie serait compatible avec
le cadre réglementaire actuel.

Réponse :

1 **Dans le cas d'un scénario tel que décrit à la référence (iv), le Distributeur devrait**
2 **s'engager dans le processus réglementaire habituel pour l'acquisition des**
3 **volumes requis.**

4 **Le Distributeur tient à souligner que la référence (iv) ne fait pas état d'une**
5 **attribution au Producteur des volumes associés au scénario décrit à la même**
6 **référence. Dans le contexte de l'application du critère de fiabilité en énergie, il**
7 **s'agit plutôt d'une hypothèse sur les approvisionnements qui permettraient de**
8 **répondre aux besoins. Cette hypothèse ne sous-entend pas une dérogation au**
9 **cadre réglementaire actuel.**

9.4. Veuillez préciser si le Distributeur procédera au lancement d'un appel d'offres de long terme de 1 400 MW de puissance et d'énergie garantis, faisant appel à toutes les sources de production, pour répondre aux besoins hivernaux à combler à partir de l'automne 2029 (référence (iii)).

Réponse :

10 **Comme mentionné en référence (iii), le Distributeur prévoit lancer, sur l'horizon**
11 **2024-2025, un appel d'offres de long terme de puissance et d'énergie garantie**
12 **pour répondre aux besoins hivernaux à combler à partir de l'automne 2029.**

13 **Les modalités relatives à cet appel d'offres, notamment les sources de**
14 **production, seront précisées ultérieurement.**

9.5. Veuillez préciser comment le Distributeur concilie son éventuelle stratégie de procéder au lancement d'appels d'offres de long terme, faisant appel à toutes les sources de production, pour répondre aux besoins à combler à compter de l'automne 2028 et les initiatives favorisant la décarbonation de la province (référence (iii)).

Réponse :

15 **Les hypothèses liées aux initiatives favorisant la décarbonation de la province**
16 **ont été considérées dans la prévision de la demande ayant servi à établir les**
17 **besoins visés par les appels d'offres décrits dans la stratégie**
18 **d'approvisionnement.**

19 **Voir également la réponse à la question 10.4.**

9.6. Veuillez préciser la stratégie permettant l'acquisition des autres approvisionnement requis de 4 TWh en 2032 et de 550 MW à l'hiver 2031-2032 (référence (iii)).

Réponse :

20 **Le Distributeur précisera ultérieurement sa stratégie pour l'acquisition des**
21 **approvisionnements requis pour répondre aux besoins identifiés pour l'année**
22 **2032 et l'hiver 2031-2032, en tenant compte de l'évolution des besoins et de**
23 **l'offre.**

9.7. Veuillez fournir les informations de la référence (v) pour les années suivantes :

- Comparaison du profil horaire des besoins réguliers du Distributeur avec la courbe des puissances classées de l’électricité patrimoniale pour les années 2024, 2025 et 2032;
- Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2024 à 2032;
- Valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2024 à 2032.

Réponse :

1 Les figures R-10.7-A à R-10.7-S présentent l’information demandée. Le
2 Distributeur précise que les figures R-10.7-K à R-10.7-S présentent les valeurs
3 maximales par mois de l’ensemble des approvisionnements additionnels
4 requis, et non seulement les achats prévus sur les marchés de court terme. De
5 l’avis du Distributeur, cette information est davantage pertinente pour apprécier
6 le profil des besoins prévus.

FIGURE R-10.7-A
COMPARAISON DU PROFIL HORAIRE DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (2024, 2025 ET 2032) AVEC LA COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DE L’ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

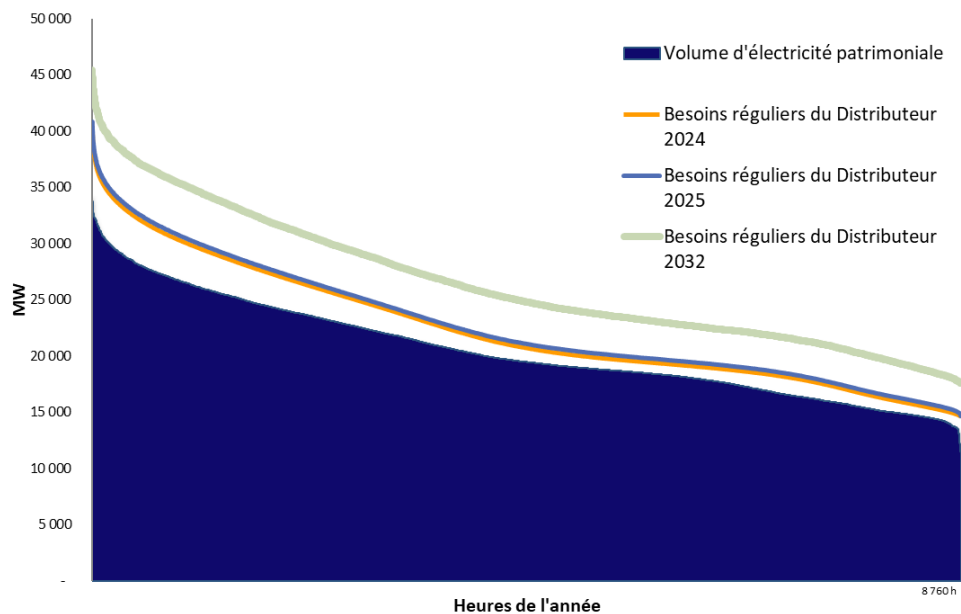


FIGURE R-10.7-B
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2024

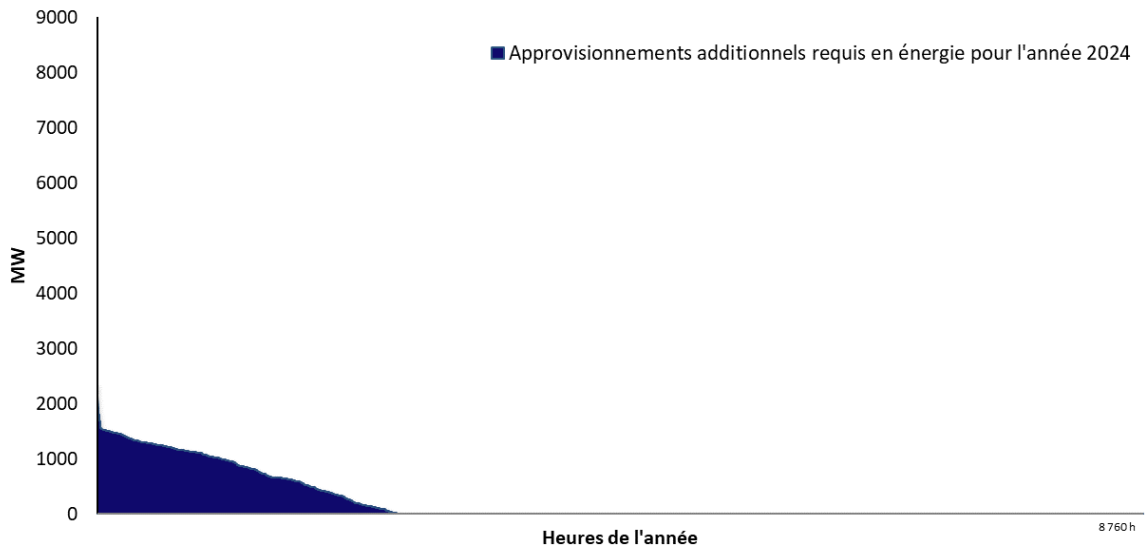


FIGURE R-10.7-C
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2025

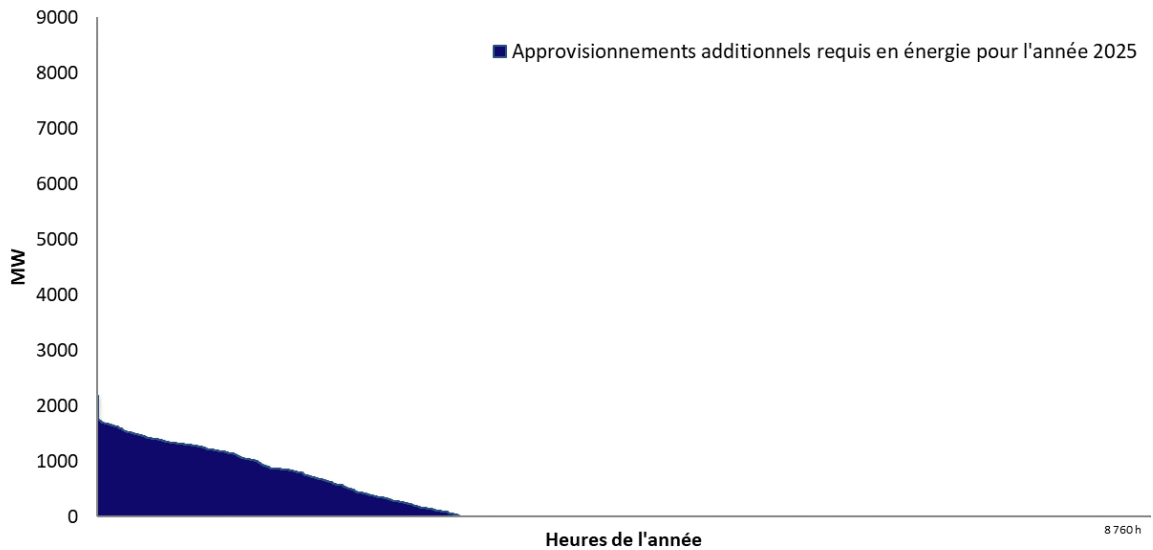


FIGURE R-10.7-D
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2026

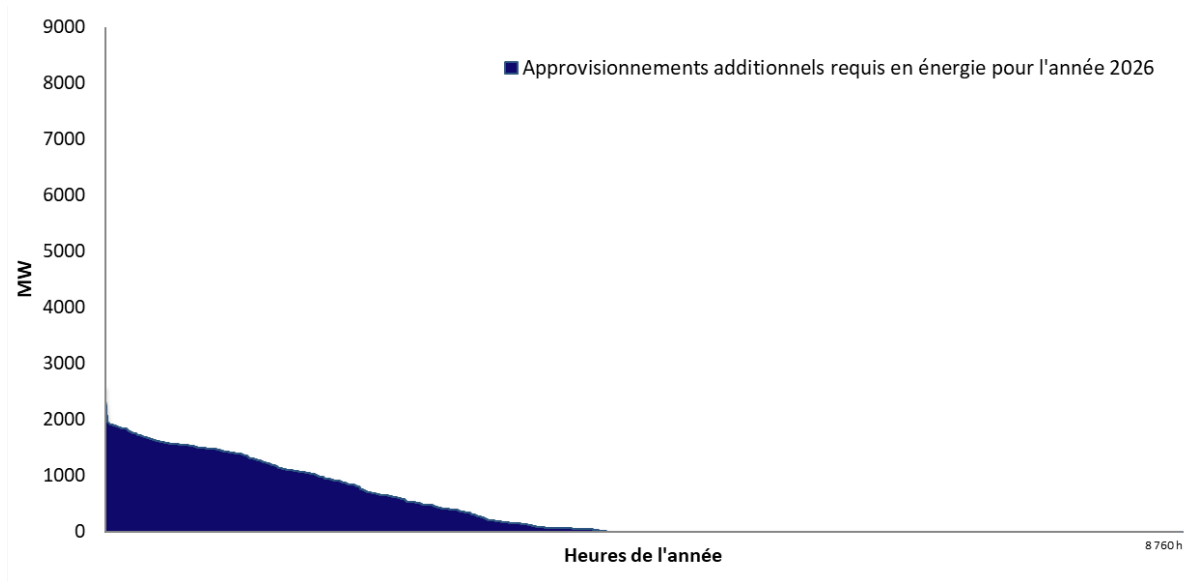


FIGURE R-10.7-E
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2027

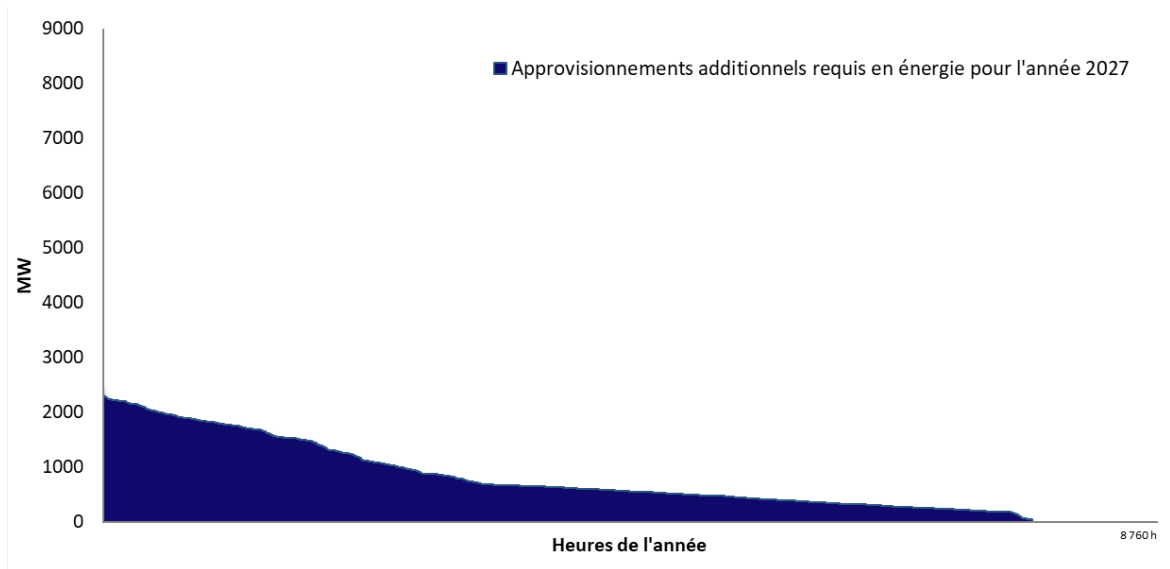


FIGURE R-10.7-F
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2028

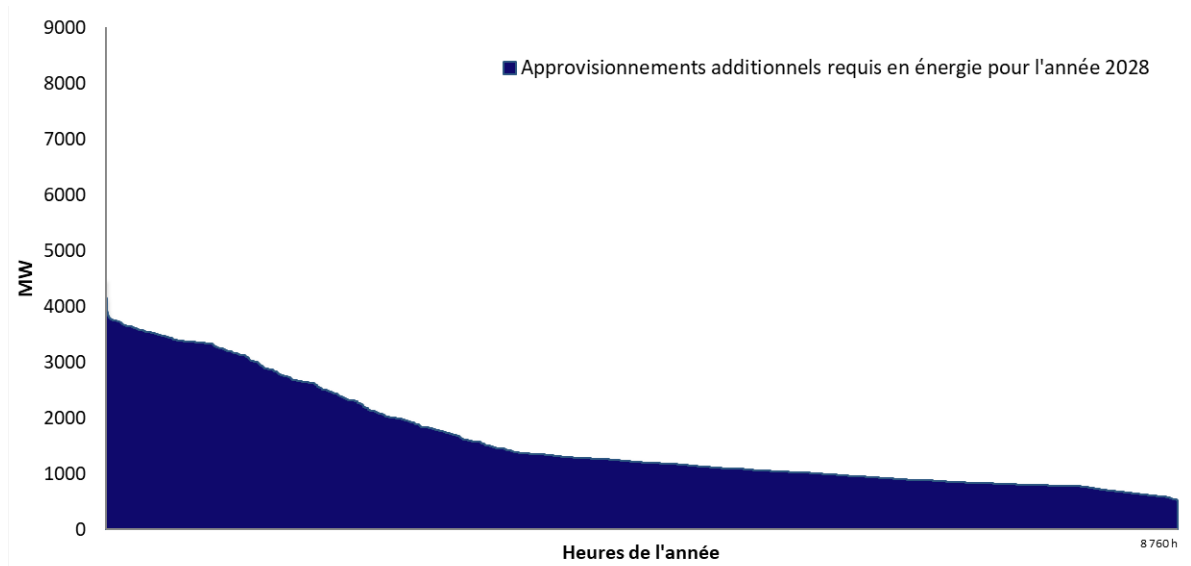


FIGURE R-10.7-G
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2029

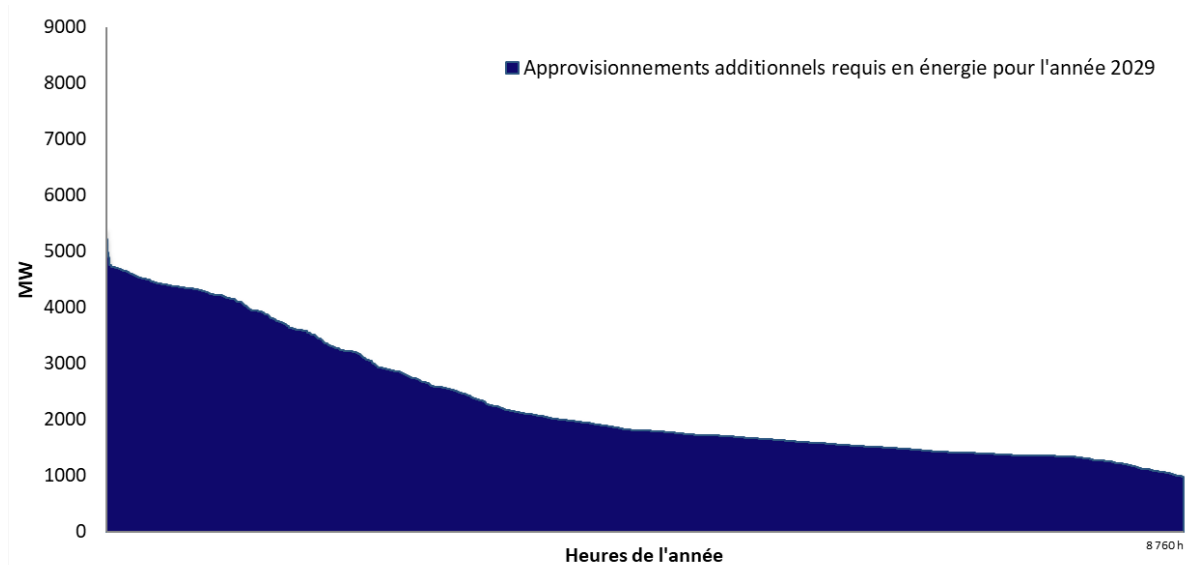


FIGURE R-10.7-H
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2030

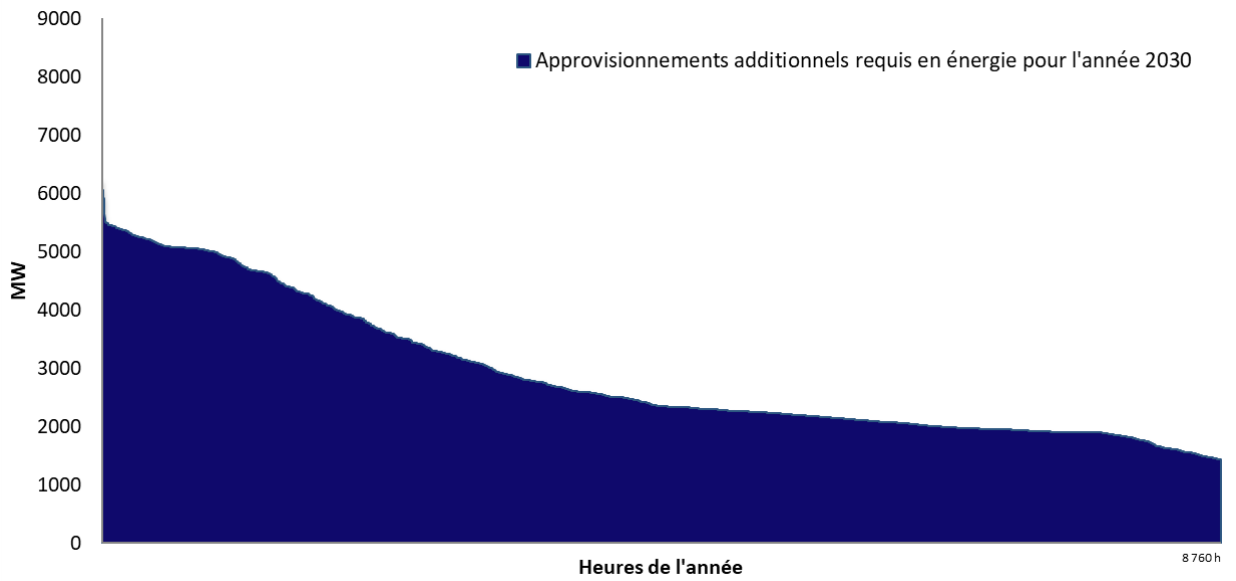


FIGURE R-10.7-I
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2031

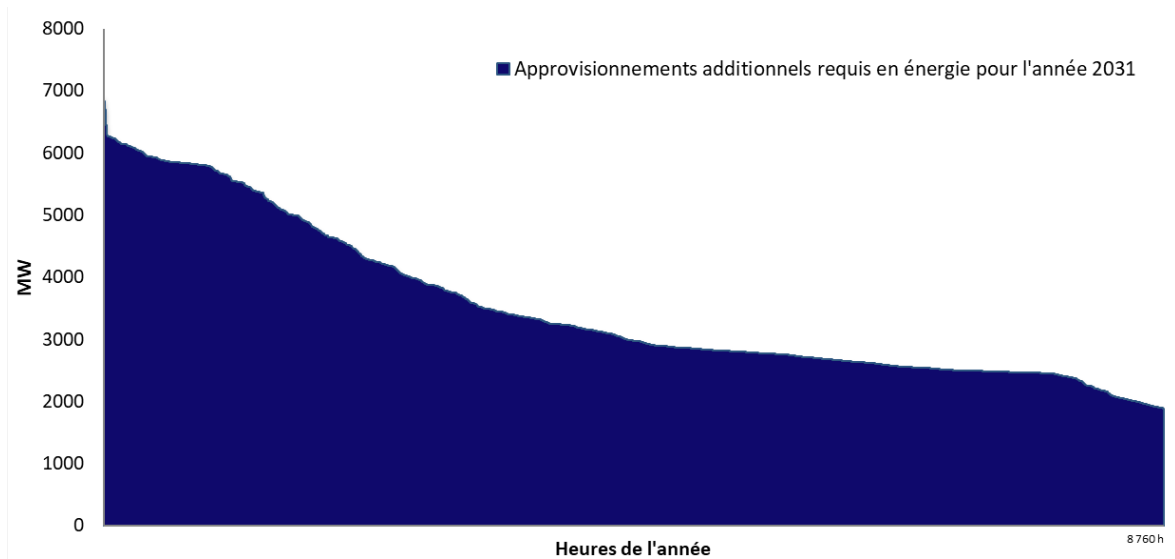


FIGURE R-10.7-J
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS
ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2032

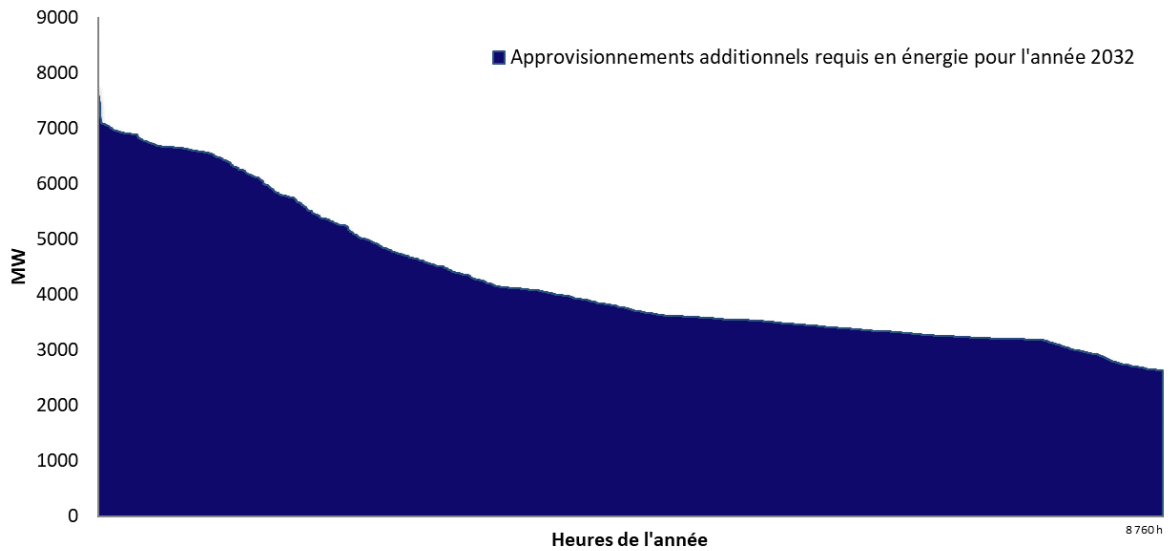


FIGURE R-10.7-K
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, POUR L'ANNÉE 2024

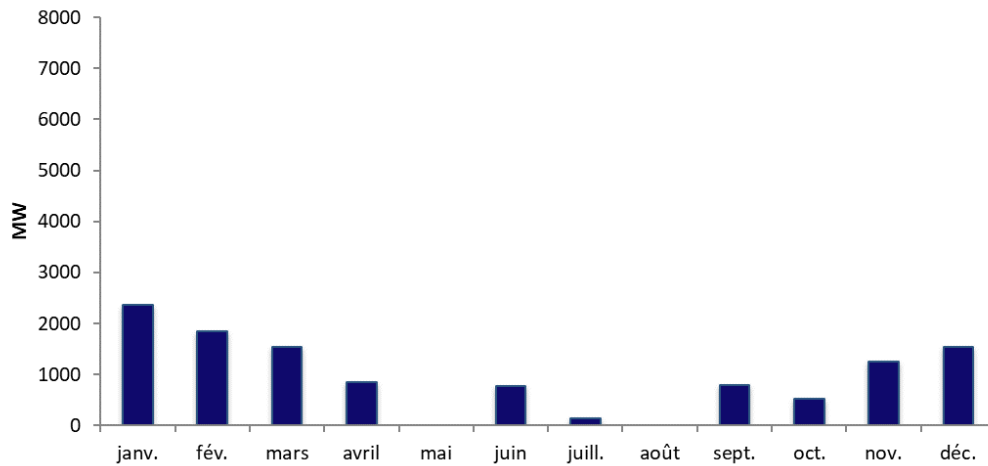


FIGURE R-10.7-L
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, POUR L’ANNÉE 2025

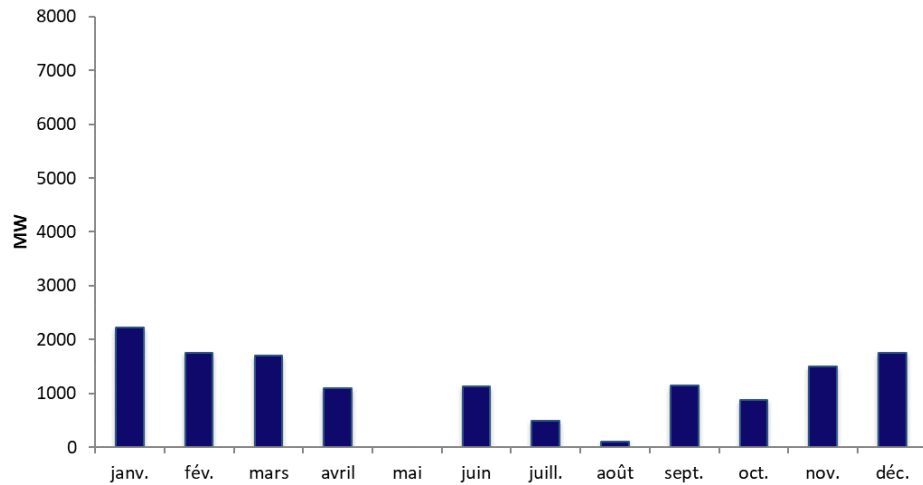


FIGURE R-10.7-M
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS POUR L’ANNÉE 2026

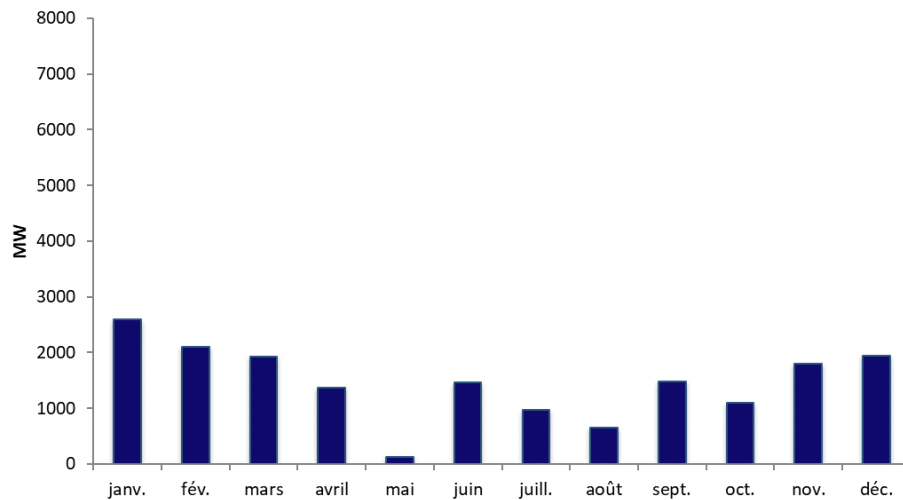


FIGURE R-10.7-N
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, POUR L'ANNÉE 2027

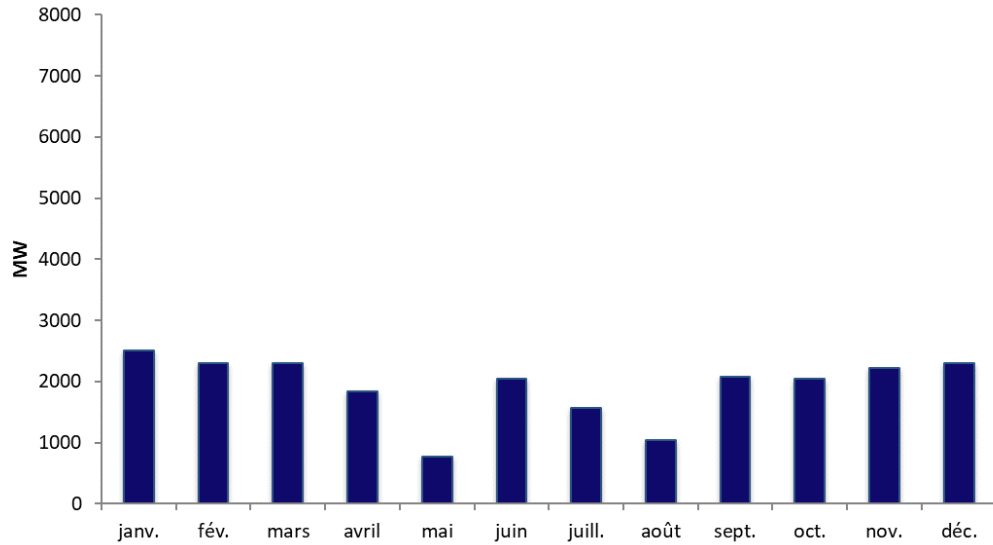


FIGURE R-10.7-O
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, POUR L'ANNÉE 2028

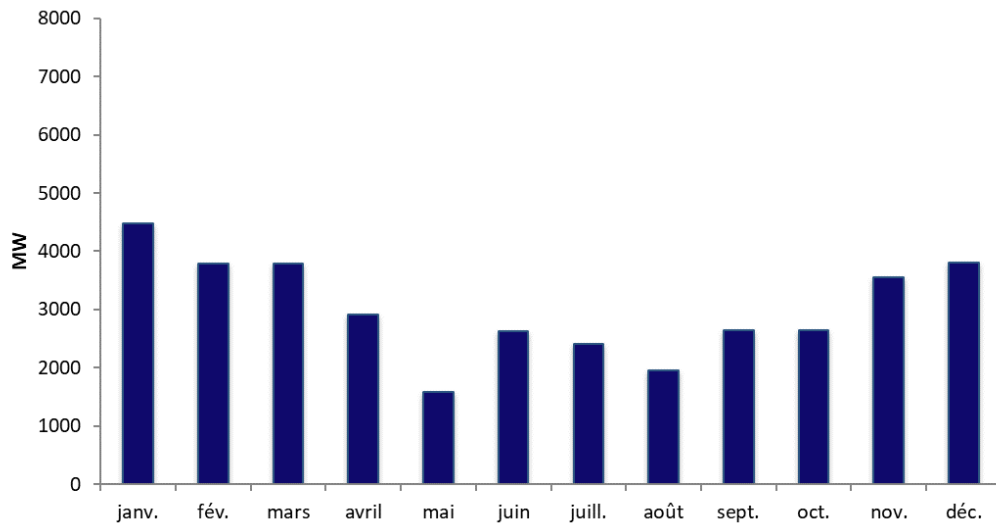


FIGURE R-10.7-P
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, POUR L'ANNÉE 2029

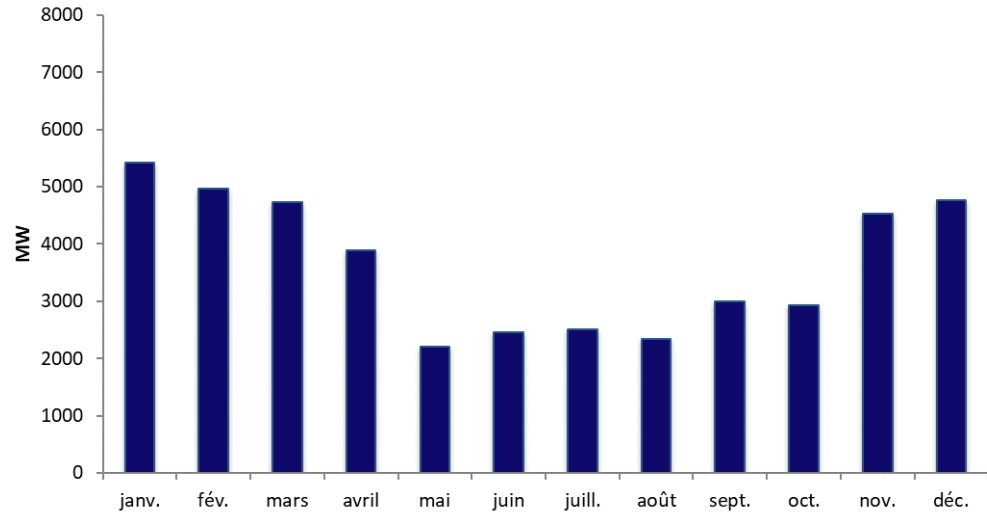


FIGURE R-10.7-Q
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, POUR L'ANNÉE 2030

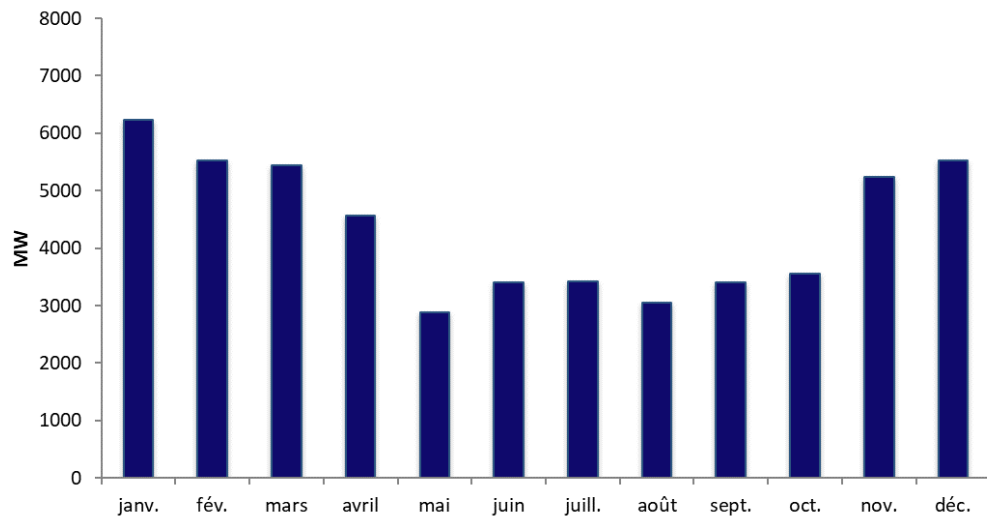


FIGURE R-10.7-R
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, POUR L'ANNÉE 2031

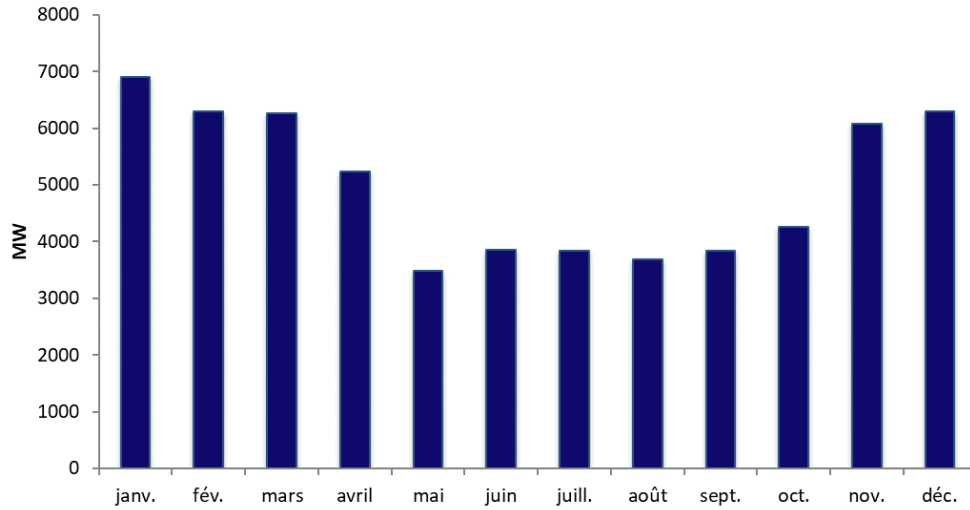
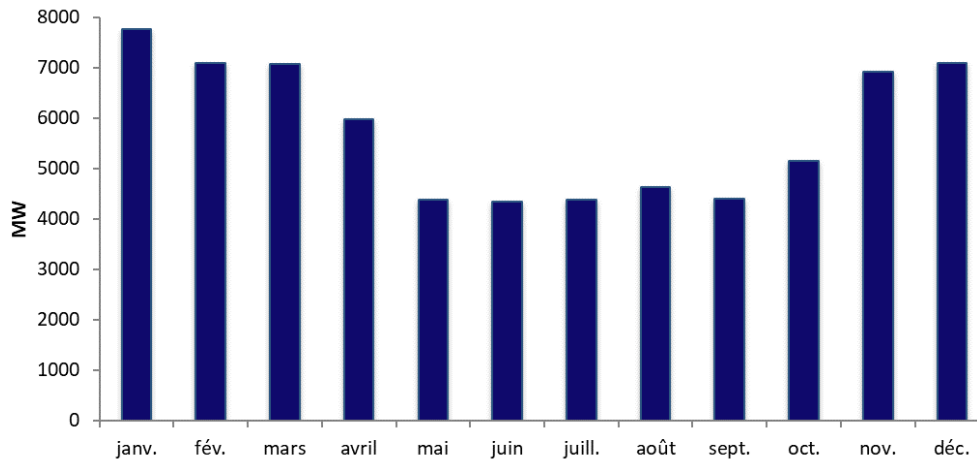


FIGURE R-10.7-S
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, POUR L'ANNÉE 2032



COÛTS ÉVITÉS

- 10. Références :**
- (i) Pièce [A-0069](#), p. 41;
 - (ii) Dossier R-4232-2023, pièces [B-0004](#), p. 16, tableau 6 et [B-0014](#), p. 9, tableau 1;
 - (iii) Dossier R-4232-2023, pièces [B-0004](#), p. 15, tableau 5 et [B-0013](#), p. 11, tableau 12.

Préambule :

- (i) « *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.

a. 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.*

b. 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]

- (ii) Les tableaux qui suivent présentent notamment le sommaire des coûts la combinaison retenue pour l’appel d’offres A/O 2021-02 :

Nom du parc	Nom du soumissionnaire	Région administrative	Puissance installée (MW)		Manufacturier
			2026		
Parc éolien de la Forêt Domaniale	Développement EDF Renouvelables Inc.	Chaudière-Appalaches	180,00		Vestas-Canadian Wind Technology Enercon
Parc éolien de Saint-Damase II	Algonquin Power Trust	Bas-Saint-Laurent	122,32		
			Cumulatif attribué	302,32	
			Cumulatif recherché	300,00	
			% attribué versus recherché	100,8%	
Coût unitaire (\$2022 / MWh)					
Coût unitaire excluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :			67,22		
Coût de transport, pertes, plafonnement et équilibrage :			10,79		
Coût unitaire incluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :			78,01		

Bid No.	Type	Capacity (MW)	Energy (MWh)	Term (Yrs)	Trans Cost - \$2022 per MWh (Cn)	Losses – integration service (firming and balancing and curtailment cost - \$2022 per MWh (Cn)	Real Levelized Cost of Energy - \$2022 per MWh (Cn)	Final Project Cost – energy, losses, integration service, transmission costs and curtailment - \$2022 per MWh – (Cn)
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9
16	Wind	180	595,085	30	\$7.10	\$2.61	\$68.78	\$78.49
18	Wind	122.3	380,800	25	\$7.63	\$5.03	\$64.47	\$77.13
Total			975,885					\$78.01

(iii) Les tableaux qui suivent présentent notamment le sommaire des coûts la combinaison retenue pour l'appel d'offres A/O 2021-01 :

Nom du parc	Nom du soumissionnaire	Région administrative	Contribution en puissance (MW)		Manufacturier
			2026		
Parc éolien de la Haute-Chaudière	Développement EDF Renouvelables Inc.	Estrie	48,00		Vestas-Canadian Wind Technology
Parc éolien de la Madawaska	Développement EDF Renouvelables Inc.	Bas-Saint-Laurent	108,00		Vestas-Canadian Wind Technology
Parc éolien Mesg'g Ugiu's'n (MU2)	Innergex énergie renouvelable inc.	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	40,90		Enercon
Parc éolien Pohénégamook-Picard-St-Antoine	Énergies Renouvelables Invenegy Canada	Bas-Saint-Laurent	139,92		Siemens Gamesa Renewable Energy
Système de production HQP	Hydro-Québec dans ses activités de production	Multiple	159,00		Manufacturiers multiples
			Cumulatif attribué	495,82	
			Cumulatif recherché	480,00	
			% attribué versus recherché	103,3%	

Coût unitaire (\$2022 / MWh)	
Coût unitaire excluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :	60,29
Coût de transport, pertes, plafonnement et équilibrage :	10,54
Coût unitaire incluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :	70,83

Bid No.	Type	Capacity (MW)	Energy (MWh)	Term (Yrs)	Trans Cost - \$2022 per MWh (Cn)	Losses – integration service (firming and balancing and curtailment cost - \$2022 per MWh (Cn)	Real Levelized Cost of Energy - \$2022 per MWh (Cn)	Final Project Cost – energy, losses, integration service, transmission costs and curtailment - \$2022 per MWh – (Cn)
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9
1	Hydro	159	1,392,840	20	\$0.00	-\$4.39	\$69.99	\$65.60
5	Wind	102.2	350,679	30	\$8.48	\$6.04	\$46.22	\$60.74
6	Wind	120	412,162	30	\$10.12	\$3.20	\$69.16	\$82.48
12	Wind	270	832,364	30	\$9.49	\$3.69	\$65.00	\$78.18
14	Wind	349.8	1,076,215	30	\$9.19	\$4.26	\$55.54	\$69.99
Total			4,064,260		\$6.69			\$70.83

Demandes :

10.1. Aux fins de la détermination du signal de coût évité en énergie de long terme à compter de 2027, veuillez expliquer le choix du coût unitaire de l'énergie issu de la combinaison optimale retenue pour l'A/O 2021-02 plutôt que celui de l'appel d'offres 2021-01 (références (i), (ii) et (iii)).

Réponse :

1 **Plusieurs éléments soutiennent l'utilisation du coût unitaire de l'énergie issu**
2 **de la combinaison retenue pour l'A/O 2021-02 pour établir le coût évité de**
3 **l'énergie de long terme.**
4 **L'analyse des soumissions de l'A/O 2021-02 étant subséquente à celle de l'A/O**
5 **2021-01, le Distributeur considère que le coût unitaire de l'A/O 2021-02**
6 **représente un coût marginal plus adéquat.**
7 **Par ailleurs, le Distributeur préconise l'utilisation des coûts de la filière éolienne**
8 **puisqu'il anticipe que cette dernière fournira la majeure partie des nouveaux**
9 **approvisionnements énergétiques requis sur l'horizon du Plan. Ainsi, les**
10 **caractéristiques de ces nouveaux produits devraient *a priori* se rapprocher de**
11 **celles de l'A/O 2021-02.**
12 **Enfin, le coût évité en énergie de long terme, comme présenté par le**
13 **Distributeur, est en phase avec les observations de marchés provenant, entre**
14 **autres, de ses estimateurs et de ses équipes commerciales.**

10.2. Dans la perspective d'une meilleure représentativité dans le signal de coût évité en énergie de long terme, c'est-à-dire tenant compte de plus d'une forme d'énergie renouvelable plutôt que seulement celle provenant de l'énergie éolienne, veuillez commenter la pertinence de tenir compte des coûts unitaires de l'énergie issue des combinaisons optimales retenues pour les deux A/O 2021-01 et A/O 2021-02 (références (ii) et (iii)).

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 11.1.**

10.3. Veuillez expliquer la méthode de détermination de la valeur des coûts de transport et d'équilibrage de 2,4 ¢/kWh inclus dans les coûts évités de long terme (référence (i)).

Réponse :

16 **Les coûts évités de long terme pour le transport et l'équilibrage présentés dans**
17 **l'État d'avancement 2023 résultent de la somme des coûts de transport de l'A/O**
18 **2013-01 et des coûts d'équilibrage du Service d'intégration éolienne, indexés à**
19 **l'IPC.**

10.3.1. Veuillez justifier les écarts entre ces derniers coûts (référence (i)) et ceux résultant des combinaisons retenues pour les appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 (références (ii) et (iii)).

Réponse :

1 **Les coûts de raccordement des A/O 2021 sont jugés faibles au regard de ce qui**
2 **est anticipé pour les grands volumes d'énergie devant être ajoutés au réseau**
3 **sur l'horizon du Plan. Les A/O 2021 ont permis l'exploitation de capacités**
4 **résiduelles du réseau de transport, mais les nouveaux approvisionnements à**
5 **venir engendreront vraisemblablement des coûts de raccordement en moyenne**
6 **plus élevés, puisqu'ils nécessiteront le renforcement de lignes existantes et le**
7 **développement de projets structurants sur le réseau principal.**

8 **L'arrimage à l'A/O 2013-01 indexé a donc été conservé, celui-ci étant jugé plus**
9 **représentatif de cette perspective.**