

**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.

**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
<b>Usages<sup>1</sup></b>														
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 <sup>2</sup>	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
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>39 665</b>	<b>39 835</b>	<b>40 461</b>	<b>40 844</b>	<b>41 302</b>	<b>41 809</b>	<b>42 331</b>	<b>43 240</b>	<b>43 925</b>	<b>44 639</b>	<b>45 432</b>	<b>46 490</b>	<b>47 683</b>	<b>48 895</b>
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>														

Notes:

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

» [nous soulignons]

(iv)

**TABLEAU 4.3 :  
BILAN DE PUISSANCE  
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS**

Hiver (1 <sup>er</sup> 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
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>40 461</b>	<b>40 844</b>	<b>41 302</b>	<b>41 809</b>	<b>42 331</b>	<b>43 240</b>	<b>43 925</b>	<b>44 639</b>	<b>45 432</b>	<b>46 490</b>	<b>47 683</b>	<b>48 895</b>
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
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>44 546</b>	<b>45 100</b>	<b>45 678</b>	<b>46 397</b>	<b>46 999</b>	<b>47 988</b>	<b>48 754</b>	<b>49 548</b>	<b>50 421</b>	<b>51 595</b>	<b>52 920</b>	<b>54 265</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Approvisionnement existants</b>												
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
<b>Puissance supplémentaire requise</b>												
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.
  - 1.1.1. Veuillez préciser et expliquer comment est établi l'*impact unitaire maximal* (référence (iii)).
  - 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.
  - 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)).

- 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.
- 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.
- 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.

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 <sup>1</sup>	2023 <sup>2</sup>	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>Résidentiel</b>	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
<b>Commercial</b>	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
Dont:														
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
<b>Industriel</b>	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
Dont:														
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
<b>Industriel grandes entreprises</b>	<b>55,4</b>	<b>55,7</b>	<b>56,4</b>	<b>57,8</b>	<b>59,3</b>	<b>61,0</b>	<b>63,0</b>	<b>66,2</b>	<b>68,3</b>	<b>70,4</b>	<b>72,7</b>	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
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>179,3</b>	<b>180,3</b>	<b>183,2</b>	<b>185,7</b>	<b>188,7</b>	<b>192,1</b>	<b>196,6</b>	<b>201,6</b>	<b>206,1</b>	<b>210,9</b>	<b>216,1</b>	<b>222,1</b>	<b>229,4</b>	<b>236,9</b>

Notes:

<sup>1</sup> Ventes réelles pour l'année 2022, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> 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
<b>Usages<sup>1</sup></b>														
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
<b>Décarbonation des procédés industriels</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>35</b>	<b>89</b>	<b>156</b>	<b>242</b>	<b>327</b>	<b>763</b>	<b>1 058</b>	<b>1 352</b>	<b>1 644</b>	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 <sup>2</sup>	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
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>39 665</b>	<b>39 835</b>	<b>40 461</b>	<b>40 844</b>	<b>41 302</b>	<b>41 809</b>	<b>42 331</b>	<b>43 240</b>	<b>43 925</b>	<b>44 639</b>	<b>45 432</b>	<b>46 490</b>	<b>47 683</b>	<b>48 895</b>
(Besoins visés par le Plan)														

Notes:

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 <sup>er</sup> 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
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>40 461</b>	<b>40 844</b>	<b>41 302</b>	<b>41 809</b>	<b>42 331</b>	<b>43 240</b>	<b>43 925</b>	<b>44 639</b>	<b>45 432</b>	<b>46 490</b>	<b>47 683</b>	<b>48 895</b>
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
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>44 546</b>	<b>45 100</b>	<b>45 678</b>	<b>46 397</b>	<b>46 999</b>	<b>47 988</b>	<b>48 754</b>	<b>49 548</b>	<b>50 421</b>	<b>51 595</b>	<b>52 920</b>	<b>54 265</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Approvisionnement existants</b>												
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
<b>Puissance additionnelle requise</b>												
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.
  - 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.
- 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.
- 2.3 Veuillez confirmer la nature interruptible des procédés de production d'hydrogène vert (référence (iii)). Dans la négative, veuillez expliquer.

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.

- 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 :

Aléa sur la demande d'un écart type (TWh)						Aléa sur la demande d'un écart type (MW)					
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5		An 1	An 2	An 3	An 4	
<b>Plan 2023-2032</b>	2023	2024	2025	2026	2027	<b>Plan 2023-2032</b>	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	
Scénario faible	3,4	3,7	3,8	4,5	5,2	Scénario faible	1 800	1 850	1 900	1 950	
Scénario fort	3,4	3,7	3,8	4,5	5,2	Scénario fort	1 800	1 850	1 900	1 960	
<b>État d'avancement 2023</b>	2024	2025	2026	2027	2028	<b>État d'avancement 2023</b>	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	
Scénario faible	3,6	4,3	4,4	4,6	4,8	Scénario faible	1 840	1 910	1 960	2 020	
Scénario fort	3,5	3,8	4,6	5,6	6,7	Scénario fort	1 840	1 900	1 970	2 060	
<b>Écarts (État d'avancement - Plan)</b>	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	<b>Écarts (État d'avancement - Plan)</b>	An 1	An 2	An 3	An 4	
Scénario faible	0,2	0,6	0,6	0,1	-0,4	Scénario faible	40	60	60	70	
Scénario fort	0,1	0,1	0,8	1,1	1,5	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.



- 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)).
- 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)).
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 <sup>er</sup> 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-
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>40 461</b>	<b>40 844</b>	<b>41 302</b>	<b>41 809</b>	<b>42 331</b>	<b>43 240</b>	<b>43 925</b>	<b>44 639</b>	<b>45 432</b>	<b>46 490</b>	<b>47 683</b>	<b>48 895</b>
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
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>44 546</b>	<b>45 100</b>	<b>45 678</b>	<b>46 397</b>	<b>46 999</b>	<b>47 988</b>	<b>48 754</b>	<b>49 548</b>	<b>50 421</b>	<b>51 595</b>	<b>52 920</b>	<b>54 265</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Approvisionnement existants</b>												
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
<b>Puissance additionnelle requise</b>												
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
<b>Autres moyens</b>			
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	14	41	44	49	47	51	54	54	55	55	55	55	55	55
dont ajout net à l'Option d'électricité additionnelle	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Serres autres	63	63	84	135	123	161	190	206	237	264	273	289	291	308
dont ajout net à l'Option d'électricité additionnelle	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0	1	3	4	5	7	8	8	8	8
<b>TOTAL</b>	<b>77</b>	<b>104</b>	<b>128</b>	<b>184</b>	<b>170</b>	<b>211</b>	<b>244</b>	<b>261</b>	<b>292</b>	<b>319</b>	<b>328</b>	<b>344</b>	<b>345</b>	<b>363</b>

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

(iv)

## 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	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>10</b>	<b>39</b>			<b>10</b>	<b>39</b>	

(1) Effacement moyen des abonnements : 95 %

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

(v)

## 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
<b>Total</b>		<b>15</b>	<b>56</b>			<b>15</b>	<b>56</b>	

(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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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)).
- 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)).

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.

## 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)<sup>1</sup> :

**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
<b>TOTAL</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>8,8</b>

  

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
<b>TOTAL</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1,1</b>	<b>1</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>10,1</b>

  

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
<b>TOTAL</b>					<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>1,3</b>

<sup>1</sup> Tableaux préparés à partir de ceux figurant aux pièces [B-0009](#), p. 45, tableaux 9.13 et [A-0069](#), p. 49, tableaux 7.7.

**Demande :**

5.1 Concernant le rehaussement de 1,3 TWh de la contribution attendue des interventions en efficacité énergétique à l'horizon 2023 (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.

Veillez 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.

**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 acheminées 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)).
- 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)).
- 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)).
- 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.
- 6.5 Veuillez préciser quels marchés contribueront à l'augmentation de la contribution maximale reconnue des marchés de court terme en puissance.
  - 6.5.1. Veuillez préciser les facteurs qui contribuent à cette augmentation.
  - 6.5.2. Veuillez préciser, chiffres à l'appui, l'augmentation de la contribution maximale en puissance par marchés.
- 6.6 Veuillez justifier le maintien des 200 MW de partage de réserve (référence (iii)).

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 écrêter 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)).

Veillez 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.

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

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.

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.

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.

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.

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

Préambule :

(i)

**TABLEAU 4.3 :**  
**BILAN DE PUISSANCE**  
**APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS**

Hiver (1 <sup>er</sup> 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
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>40 461</b>	<b>40 844</b>	<b>41 302</b>	<b>41 809</b>	<b>42 331</b>	<b>43 240</b>	<b>43 925</b>	<b>44 639</b>	<b>45 432</b>	<b>46 490</b>	<b>47 683</b>	<b>48 895</b>
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
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>44 546</b>	<b>45 100</b>	<b>45 678</b>	<b>46 397</b>	<b>46 999</b>	<b>47 988</b>	<b>48 754</b>	<b>49 548</b>	<b>50 421</b>	<b>51 595</b>	<b>52 920</b>	<b>54 265</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Approvisionnement existants</b>												
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
<b>Puissance additionnelle requise</b>												
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 :

8.1 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														

9. 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 :

9.1 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.

10. **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
<b>BESOINS RÉSIDUELS</b>	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0	20,1	25,4	30,8	37,3	46,7	56,4	66,5
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Nouveaux approvisionnements prévus</b>												
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	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
<b>Énergie additionnelle requise</b>												
Contribution des marchés de court terme	2,1	2,6	3,4	4,9	5,0	4,9	4,7	3,8	6,0	6,0	6,0	6,0
- Hiver	1,9	2,4	2,9	3,0	2,6	2,7	2,7	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0
- Hors hiver	0,2	0,2	0,4	2,0	2,4	2,2	2,0	1,4	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	10,5	18,3	26,5
<b>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</b>	2,7	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

(ii)

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

Hiver (1 <sup>er</sup> 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
<b>BESOINS RÉSIDUELS</b>	1 100	1 050	1 200	1 200	3 100	4 000	4 800	5 550	6 450	7 900	9 650	11 250
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>												
<b>Nouveaux approvisionnements prévus</b>												
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
<b>Puissance additionnelle requise</b>												
Contribution des marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 150	1 350	1 200	1 300	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	0	0	0	0	550	1 750	3 100	4 400

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

(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) <b>Énergie annuelle</b>		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) <b>Base hivernale</b>	1 400 MW puissance et énergie garantie	1 400 MW puissance et énergie garantie		
A/O de LT (2024/2025) <b>Base hivernale</b>			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'issue 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
<b>Total</b>	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
<b>Total</b>	2 750	2 600

10.1 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.

10.1.1. 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.

10.1.2. 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).

- 10.2 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.
- 10.3 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.
- 10.4 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)).
- 10.5 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)).
- 10.6 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)).
- 10.7 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.

## COÛTS ÉVITÉS

- 11. 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.*

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

- (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
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%	
<b>Coût unitaire (\$2022 / MWh)</b>					
			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)	
			2026	Manufacturier
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 Mesq'g Ugiu's'n (MU2)	Innergex énergie renouvelable inc.	Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine	40,90	Enercon
Parc éolien Pohénégamook-Picard-St-Antoine	Énergies Renouvelables Invenery 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%
<b>Coût unitaire (\$2022 / MWh)</b>				
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 :**

- 11.1 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)).
- 11.2 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)).
- 11.3 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)).
  - 11.3.1. 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)).