DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE l'AHQ-ARQ À HQD

PRÉVISION DE LA DEMANDE – SECTEURS ÉMERGENTS

1. Références : (i) B-0009, page 21, tableau 5.3;
(ii) B-0043, pages 17 et 18, réponse 3.5;
(iii) R-4045-2018, B-0229, page 5, tableau R-1.1-A;
(iv) R-4045-2018, B-0229, page 7, réponse 1.6;
(v) B-0043, page 16, tableau R-3.1;
(vi) R-4045-2018, B-0027, page 5, tableau R-2.1.

Préambule :

(i)

TABLEAU 5.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Usages														
Chauffage des espaces Résidentiel	13,930	14,111	14,281	14,621	14,773	14,949	15,092	15,209	15,308	15,380	15,439	15,475	15,502	15,531
Chauffage des espaces Commercial	3,579	3,603	3,582	3,660	3,677	3,698	3,720	3,738	3,754	3,764	3,772	3,775	3,781	3,787
Eau chaude Résidentiel	1,948	1,962	1,995	2,015	2,037	2,056	2,060	2,069	2,079	2,096	2,100	2,110	2,122	2,140
Industriel	8,017	8,296	8,084	8,691	8,455	8,508	8,661	8,797	8,873	8,961	9,014	9,063	9,101	9,149
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	0	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Filière batterie	0	0	0	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175
Centres de données	88	98	92	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688
Chaînes de blocs	113	162	165	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Serres	76	103	128	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363
Véhicules électriques	27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1,282	1,799
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4
Autres usages	10,192	10,481	10,176	10,062	10,223	10,102	9,971	9,832	9,753	9,693	9,671	9,630	9,566	9,440
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR *(Besoins visés par le Plan)*	**37,972**	**38,862**	**38,566**	**39,665**	**39,851**	**40,120**	**40,535**	**40,959**	**41,321**	**41,735**	**42,156**	**42,627**	**43,094**	**43,696**

Notes:
[1] *Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.*

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

Le Distributeur rappelle qu'il doit prévoir l'évolution la plus centrée possible de la consommation annuelle, c'est-à-dire que la probabilité que la consommation réelle du secteur soit supérieure ou inférieure à la prévision est de 50 %.

Ainsi, l'évolution annuelle présentée au Plan est, selon le Distributeur, centrée en fonction des informations disponibles au moment de sa préparation.

Voir également la réponse à la question à la question 2.1 pour l'approche de prévision liée aux secteurs émergents. » (Nous soulignons)

(iii)

TABLEAU R-1.1-A :
TOTAL – PUISSANCE AUTORISÉE, PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE EN JUIN 2020 ET EN JUILLET 2020, ET VENTES ANNUELLES POTENTIELLES À TERME (GWH) VENTILÉ PAR TARIF AVEC OU SANS TDÉ

Tarif (selon la puissance autorisée)	Nombre d'abonnements	Puissance appelée en juillet 2020	Puissance appelée en juin 2020	Puissance autorisée	Énergie annuelle potentielle
		MW	MW	MW	GWh
LG	5	29,5	24,9	86,0	716
LG avec TDÉ	5	14,0	14,6	30,9	257
M, G, D	84	17,1	20,5	38,7	322
Dont:					
M	*53*	*17,0*	*20,8*	*36,1*	*300*
G	*25*	*0,1*	*0,2*	*2,3*	*19*
D	*6*	*0,0*	*0,0*	*0,3*	*2*
M avec TDÉ	2	0,3	0,7	2,5	21
Total	**96**	**61,0**	**60,7**	**158,1**	**1 316**

(iv) « *Le Distributeur anticipe, sur la base des informations disponibles à ce jour, que la prévision de consommation atteindra environ 80 MW au mois de décembre 2020.*

Lors de la préparation de sa prévision en juillet 2019 pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (dossier R-4110-2019), le Distributeur ne voyait aucune indication qui laissait présager que l'ensemble des abonnements existants ne se prévaudrait pas, d'ici décembre 2020, du bloc de puissance de 158 MW octroyé et rapporté dans le libellé de la question. Cependant, considérant les données récentes de consommation, ainsi que les soumissions retenues dans le cadre de l'A/P 2019-01, le Distributeur a revu sa prévision pour l'année en cours et est dans un processus de révision de sa prévision à plus long terme en vue de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029.

La capacité à prévoir et à planifier l'impact sur les besoins à la pointe est tributaire du maintien de l'encadrement tarifaire en vigueur ordonné par la Régie dans les étapes précédentes du présent dossier et plus spécifiquement l'assujettissement de cette clientèle à un service non ferme non rémunéré. Par ailleurs, le Distributeur effectue un suivi mensuel des puissances appelées et de l'évolution des projets de raccordement. » (Nous soulignons)

(v)

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

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

(vi)

TABLEAU R-2.1 :
TOTAL - PUISSANCE AUTORISÉE, PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE EN MAI 2018, ET VENTES ANNUELLES POTENTIELLES À TERME (GWH) POUR LES TARIFS M ET LG AVEC OU SANS TDÉ

Tarif (selon la puissance autorisée)	Total			
	Nombre d'Abonnements existants	Puissance autorisée en MW	Puissance maximale appelée en MW	GWh potentiel par an
LG avec TDÉ	5	46,5	18,6	387,0
LG	5	101,0	13,2	840,5
M avec TDÉ	3	6,5	2,1	54,1
M	8	4,2	0,2	34,7
Total	21	158,2	34,1	1316,3

Demandes :

1.1 Veuillez ventiler les valeurs de la ligne Chaînes de bloc du tableau de la référence (i) entre les quatre catégories soulignées dans le premier paragraphe à la référence (ii).

1.2 Veuillez expliquer la baisse de la Puissance autorisée totale qui passe de 158 MW aux références (iii) et (vi) à 155,1 MW à la référence (v).

1.3 Pour chacune des quatre catégories soulignées dans le premier paragraphe à la référence (ii), veuillez indiquer les dates d'expiration des puissances autorisées, dans le contexte de la référence (v).

1.4 Pour chacune des quatre catégories soulignées dans le premier paragraphe à la référence (ii), sauf pour les abonnements existants du Distributeur, veuillez fournir un tableau selon le même format que le tableau de la référence (v).

1.5 En vous basant sur le suivi mensuel dont il est question à la référence (iv), veuillez fournir, pour chaque mois depuis mai 2018 (référence (vi) et pour chacune des quatre catégories soulignées dans le premier paragraphe à la référence (ii), les résultats apparaissant aux tableaux des références (iii), (v) et (vi), soit le Nombre d'abonnements, la Puissance appelée et la Puissance autorisée.

2. Références : (i) B-0009, page 21, tableau 5.3;

(ii)https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf, pages 32, 52, 136 et 137;

(iii) B-0020, page 14, tableau 3.3;

(iv) B-0020, page 13, tableaux 3.1 et 3.2.

(v) B-0020, page 29, tableau 4.3.

Préambule :

(i)

TABLEAU 5.3 :

PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Usages														
Chauffage des espaces Résidentiel	13,930	14,111	14,281	14,621	14,773	14,949	15,092	15,209	15,308	15,380	15,439	15,475	15,502	15,531
Chauffage des espaces Commercial	3,579	3,603	3,582	3,660	3,677	3,698	3,720	3,738	3,754	3,764	3,772	3,775	3,781	3,787
Eau chaude Résidentiel	1,948	1,962	1,995	2,015	2,037	2,056	2,060	2,069	2,079	2,096	2,100	2,110	2,122	2,140
Industriel	8,017	8,296	8,084	8,691	8,455	8,508	8,661	8,797	8,873	8,961	9,014	9,063	9,101	9,149
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	0	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Filière batterie	0	0	0	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175
Centres de données	88	98	92	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688
Chaînes de blocs	113	162	165	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Serres	76	103	128	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363
Véhicules électriques	27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1,282	1,799
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4
Autres usages	10,192	10,481	10,176	10,062	10,223	10,102	9,971	9,832	9,753	9,693	9,671	9,630	9,566	9,440
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR *(Besoins visés par le Plan)*	**37,972**	**38,862**	**38,566**	**39,665**	**39,851**	**40,120**	**40,535**	**40,959**	**41,321**	**41,735**	**42,156**	**42,627**	**43,094**	**43,696**

Notes:
[1] *Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.*

(ii) « *L'option d'électricité additionnelle, décrite dans la section 3 du chapitre 6, s'applique à l'abonnement au tarif domestique D, DP ou DM d'un client qui utilise l'électricité livrée à des fins d'éclairage de photosynthèse ou de chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux et au titre duquel la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kilowatts au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives précédant la date de la demande d'adhésion, sous réserve des dispositions des articles 2.54, 2.55 et 2.56.*

[…]

L'option d'électricité additionnelle, décrite dans la section 3 du chapitre 6, s'applique à l'abonnement au tarif G d'un client qui utilise l'électricité livrée à des fins d'éclairage de photosynthèse ou de chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux et au titre duquel la puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kilowatts au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives précédant la date de la demande d'adhésion, sous réserve des dispositions des articles 3.30, 3.31 et 3.32.

[…]

Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau.

Si le client consomme de l'électricité additionnelle pendant une période non autorisée, toute consommation au-delà de la puissance de référence pendant cette période lui est facturée au prix de 51,967 ¢ le kilowattheure.

Les dispositions relatives à l'option d'électricité additionnelle ne doivent pas être interprétées comme étant une obligation pour Hydro-Québec d'assumer des coûts additionnels de raccordement, d'installation ou de renforcement du réseau de transport ou de distribution afin de desservir les clients qui désirent s'en prévaloir.

Le client assume tous les coûts associés à la livraison de l'électricité au titre de l'option d'électricité additionnelle.

Hydro-Québec ne construira aucun nouvel équipement pour offrir l'option d'électricité additionnelle, ni n'affectera d'équipements existants aux charges d'électricité additionnelle afin de garantir la disponibilité de l'énergie. » (Nous soulignons)

(iii)

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	**39 851**	**40 120**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
• Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
• Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
• Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
• Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	***492***	***501***	***516***	***542***	***562***	***627***	***629***	***629***	***629***	***629***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

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

(iv)

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

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

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ :
IMPACT DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS SUR LE BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nouveaux approvisionnements prévus*				**0,4**	**6,2**	**14,4**	**15,2**	**16,1**	**16,1**	**16,1**
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,4	4,9	3,7	3,9	4,5	5,8	6,0
• Dont achats en hiver	*1,5*	*2,2*	*2,7*	*2,9*	*3,6*	*2,6*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
• Dont achats hors hiver	*0,1*	*0,2*	*0,4*	*0,5*	*1,3*	*1,1*	*0,9*	*1,5*	*2,8*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	1,2	2,1	3,5	7,4
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	*0,1*	*1,4*	*1,0*	*0,3*	-	-

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

(v)

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2022-2023	Taux de réserve
Électricité interruptible	877	11%
GDP Affaires	456	12%
Tarification dynamique	223	20%
Hilo	47	19%

Demandes :

2.1 Pour chacune des valeurs qui apparaissent à la ligne intitulée « *Serres* » du tableau 5.3 de la référence (i), veuillez fournir la valeur en MW de la portion de celle-ci qui fait l'objet de l'option d'électricité additionnelle décrite à la référence (ii).

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)).

2.3 Veuillez indiquer où se retrouve, dans le bilan de puissance de la référence (iii), la puissance totale interruptible des clients ayant adhéré à l'option d'électricité additionnelle, selon les réponses aux deux demandes précédentes. Si elle ne s'y retrouve pas, veuillez expliquer pourquoi.

2.4 Veuillez indiquer où se retrouve, dans chacun des bilans de la référence (iv), l'énergie totale des clients ayant adhéré à l'option d'électricité additionnelle décrite à la référence (ii) et la quantifier pour chacune des années.

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).

2.6 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si le Distributeur a assumé ou prévoit assumer des coûts additionnels de raccordement, d'installation ou de renforcement du réseau de transport ou de distribution afin de desservir les clients qui désirent se prévaloir de l'option d'électricité additionnelle pour les quantités apparaissant au tableau de la référence (i). Dans la négative, veuillez le démontrer. Dans l'affirmative, veuillez élaborer et fournir de tels coûts additionnels.

2.7 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si le Distributeur a construit ou prévoit construire de nouveaux équipements pour offrir l'option d'électricité additionnelle, ou s'il a affecté ou prévoit affecter des équipements existants aux charges d'électricité additionnelle afin de garantir la disponibilité de l'énergie, en tout ou en partie, pour les quantités apparaissant au tableau de la référence (i). Dans la négative, veuillez le démontrer. Dans l'affirmative, veuillez élaborer.

2.8 Veuillez indiquer comment le Distributeur s'assure qu'il n'a pas à assumer des coûts additionnels de raccordement, d'installation ou de renforcement du réseau de transport ou de distribution afin de desservir les clients qui désirent s'en prévaloir et décrire comment et à quelle fréquence il transmet l'information pertinente à Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur » pour chacun des postes satellites du réseau afin de s'en assurer.

2.9 Relativement au tableau de la référence (v), veuillez indiquer le taux de réserve associé à la puissance totale des clients ayant adhéré aux options d'électricité additionnelle décrites à la référence (ii). Veuillez expliquer pourquoi ces options ne se retrouvent pas dans le tableau de la référence (v).

PRÉVISION DE LA DEMANDE – PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

3. Référence : B-0009, page 20, lignes 1 à 10.

Préambule :

« *La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la prévision des besoins en énergie. Cette prévision tient compte de la réduction de la demande de puissance provenant des mesures de gestion qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle. Cependant, elle ne tient pas compte de la réduction de la demande associée aux moyens de gestion de la demande, tels que l'électricité interruptible et l'option tarifaire GDP Affaires, car ces derniers sont traités comme des moyens visant à équilibrer le bilan de puissance (voir la section 3 de la pièce HQD-2, document 3). D'autres éléments sont aussi pris en compte dans la prévision des besoins à la pointe d'hiver, notamment la consommation des centrales associée à l'électricité patrimoniale et l'impact favorable de la nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay.* » (Nous soulignons)

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur distingue la « *consommation des centrales associée à l'électricité patrimoniale* » mentionnée à la référence de la consommation des centrales qui ne serait pas associée à l'électricité patrimoniale.

3.2 Pour chacun des deux éléments soulignés au préambule, veuillez fournir la prévision des besoins en énergie et en puissance pour chaque année du Plan et fournir les références qui en expliquent la valeur.

4. Références : (i) B-0009, page 21, lignes 13 à 16 et tableau 5.3;

(ii) B-0009, page 43, note de bas de page no. 6.

Préambule :

(i) « *La contribution du secteur industriel est également importante avec une augmentation de +458 MW à la pointe 2031-2032 par rapport à la pointe 2021-2022. <u>En contrepartie, les autres usages, incluant le chauffage de l'eau du secteur résidentiel, amènent une diminution de -502 MW</u>*.

TABLEAU 5.3 :

PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Usages														
Chauffage des espaces Résidentiel	13,930	14,111	14,281	14,621	14,773	14,949	15,092	15,209	15,308	15,380	15,439	15,475	15,502	15,531
Chauffage des espaces Commercial	3,579	3,603	3,582	3,660	3,677	3,698	3,720	3,738	3,754	3,764	3,772	3,775	3,781	3,787
Eau chaude Résidentiel	1,948	1,962	1,995	2,015	2,037	2,056	2,060	2,069	2,079	2,096	2,100	2,110	2,122	2,140
Industriel	8,017	8,296	8,084	8,691	8,455	8,508	8,661	8,797	8,873	8,961	9,014	9,063	9,101	9,149
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	0	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Filière batterie	0	0	0	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175
Centres de données	88	98	92	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688
Chaînes de blocs	113	162	165	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Serres	76	103	128	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363
Véhicules électriques	27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1,282	1,799
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4
Autres usages	10,192	10,481	10,176	10,062	10,223	10,102	9,971	9,832	9,753	9,693	9,671	9,630	9,566	9,440
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR *(Besoins visés par le Plan)*	**37,972**	**38,862**	**38,566**	**39,665**	**39,851**	**40,120**	**40,535**	**40,959**	**41,321**	**41,735**	**42,156**	**42,627**	**43,094**	**43,696**

Notes:
[1] *Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.*

» (Notre surlignement et nos soulignés)

(ii) « *Les technologies émergentes traitées de la façon décrite ici sont : véhicules électrique passagers, production solaire photovoltaïque distribuée et <u>conversion des systèmes de chauffage en lien avec le programme biénergie</u>.* » (Nous soulignons)

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer où l'on peut retrouver le chauffage de l'eau du secteur résidentiel dans le tableau de la référence (i), soit dans la ligne « *Eau chaude Résidentiel* » ou dans la ligne « *Autres usages* » tel que mentionné à la même référence.

4.2 Pour chaque année du Plan, veuillez fournir la prévision de la conversion des systèmes de chauffage en lien avec le programme biénergie (référence (ii)) incluse dans la prévision de la demande, en séparant le chauffage des espaces et celui de l'eau.

PRÉVISION DE LA DEMANDE – ALÉAS DE LA DEMANDE

5. Référence : B-0009, page 22, lignes 30 et 31.

Préambule :

« *Pour ce qui est des besoins à la pointe d'hiver du Distributeur, l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 5 000 MW.* » (Nous soulignons)

Demande :

5.1 Veuillez fournir les données de base (p. ex. année climatique, besoins, conditions météo) qui expliquent l'impact de 5 000 MW mentionné en référence.

6. Références : (i) B-0009, page 34, ligne 3, à page 35, ligne 6;

(ii) https://www.ouranos.ca/fr/portraits-climatiques, consulté le 6 mars 2023.

Préambule :

(i) « *La révision méthodologique intégrée au Plan consiste en une révision de la pente de réchauffement annuel utilisée pour évaluer la normale climatique. La température moyenne du Québec se réchauffe annuellement selon une pente de réchauffement déterminée en fonction du modèle utilisé. Par le passé, cette pente était établie par une régression linéaire simple sur les températures annuelles moyennes observées au Québec de 1971 à la plus récente année complète disponible.*

Dorénavant, le Distributeur utilise plutôt une pente de réchauffement dérivée des scénarios RCP 4.5 du CMIP5 tel que compilés par Ouranos [note de bas de page omise]*. Cette approche permet au Distributeur de refléter la nature non-linéaire du réchauffement climatique au Québec et d'être cohérent avec les rapports d'évaluation du GIEC.* » (Nous soulignons)

(ii) Le site web d'Ouranos montre, pour le scénario RCP 4.5 (émissions modérées) à Montréal sur l'horizon 2031-2060, un réchauffement sur une base annuelle de 2,1 ˚C, alors que pour l'hiver pris isolément, le réchauffement sur une base saisonnière est plutôt de 2.3 ˚C.

Demande :

6.1 Veuillez indiquer si la révision méthodologique décrite à la référence (i) a été effectuée en considérant le réchauffement sur une base saisonnière afin de saisir les prévisions d'un réchauffement plus accentué en hiver selon les prévisions d'Ouranos (référence (ii)). Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.

APPROVISIONNEMENTS – ACHATS DE COURT TERME

7. Références : (i) B-0020, page 13, tableau 3.2 révisé;
(ii) B-0020, page 19, lignes 7 à 15;
(iii) B-0020, page 52, tableau 9.2.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ :
IMPACT DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS SUR LE BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nouveaux approvisionnements prévus*				**0,4**	**6,2**	**14,4**	**15,2**	**16,1**	**16,1**	**16,1**
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,4	4,9	3,7	3,9	4,5	5,8	6,0
• *Dont achats en hiver*	*1,5*	*2,2*	*2,7*	*2,9*	*3,6*	*2,6*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
• *Dont achats hors hiver*	*0,1*	*0,2*	*0,4*	*0,5*	*1,3*	*1,1*	*0,9*	*1,5*	*2,8*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	1,2	2,1	3,5	7,4
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	*0,1*	*1,4*	*1,0*	*0,3*	-	-

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

» (Notre surlignement)

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

(iii) «

TABLEAU 9.2 :

COÛT DES APPROVISIONNEMENTS

	2021 Historique			2022 Réel au 31 juillet			2023 Prévisionnel		
	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh
LONG TERME	16,8	1 812,6	107,6	17,7	1 990,0	112,1	18,4	2 085,8	113,5
COURT TERME	0,4	54,0	s.o.	4,4	480,8	s.o.	1,7	188,8	s.o.
Achats d'énergie(1) (2)	0,4	16,6	42,5	4,4	424,2	96,6	1,7	129,4	76,7
dont options d'électricité interruptible	0,0	-	s.o.	0,0	-	s.o.	-	-	s.o.
dont gestion de la demande de puissance	0,0	-	s.o.	0,1	-	s.o.	0,1	-	s.o.
dont achats sur les marchés de court terme	0,4	16,3	44,6	4,3	424,2	99,4	1,6	129,4	79,9
dont entente cadre	0,0	0,2	0,0	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	37,4	s.o.	s.o.	56,6	s.o.	s.o.	59,5	s.o.
dont options d'électricité interruptible	s.o.	10,8	s.o.	s.o.	16,8	s.o.	s.o.	12,4	s.o.
dont gestion de la demande de puissance	s.o.	26,6	s.o.	s.o.	28,8	s.o.	s.o.	28,0	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	17,2	1 866,6	108,3	22,1	2 470,8	111,6	20,1	2 274,6	113,4

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie des moyens de gestion de la demande de puissance.

» (Notre surlignement)

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut prévoir une quantité de 3,6 TWh en hiver en 2027, tel qu'il appert du tableau 3.2 de la référence (i), alors que la capacité d'achat maximale considérée en provenance des marchés de court terme, à conditions climatiques normales, ne serait que de 3 TWh, tel que mentionné à la référence (ii).

7.2 Veuillez fournir les quantités mensuelles des achats sur les marchés de court terme (en GWh) pour la période du 1er janvier au 31 juillet 2022 et dont la somme équivaut à 4,3 TWh comme il apparaît au tableau 9.2 de la référence (iii).

7.3 Veuillez fournir les quantités mensuelles des achats sur les marchés de court terme (en GWh) pour la période du 1er août au 31 décembre 2022, selon la même définition que celle apparaissant au tableau 9.2 de la référence (iii).

8. Références : (i) B-0020, page 14, lignes 1 à 7;
(ii) B-0020, page 15, lignes 1 à 12.

Préambule :

(i) « *Le rehaussement de la demande prévue par rapport au portrait présenté dans le dernier état d'avancement, particulièrement en énergie, entraîne des besoins soutenus en énergie additionnelle, et ce, dès l'année 2025. Les nouveaux approvisionnements découlant des appels d'offres en cours et prévus viendront répondre en partie à ces besoins croissants, mais des volumes importants d'énergie devront être acquis sur les marchés de court terme. Une partie des volumes requis seront sécurisés par des appels d'offres de court terme, pour des contrats d'une durée de moins de trois mois, lancés avec un préavis suffisant.* » (Nous soulignons)

(ii) « *En puissance, les besoins demeurent à l'intérieur des marges considérées pour les marchés de court terme. Compte tenu des volumes anticipés, le Distributeur évaluera la possibilité de réserver une partie des quantités requises, en lançant des appels d'offres avec un certain préavis. Pour l'hiver 2025-2026, le Distributeur a réservé auprès du Producteur des rappels d'énergie différée, à hauteur de 700 MW en janvier et 600 MW en février 2026. Ces volumes sont inscrits aux bilans d'énergie et de puissance. De plus, une évaluation du volume des achats de court terme en énergie pendant les périodes de pointe hivernale amène le Distributeur à considérer une contribution en puissance des achats d'énergie de court terme, qu'il évalue à 200 MW. Ainsi, sans accroître la capacité maximale des marchés de court terme en puissance, établie à 1 100 MW, un volume de 200 MW sera considéré à titre de partage de réserve, de sorte que ces quantités ne seront pas couvertes par l'acquisition de produits de puissance de type UCAP et ce, dès l'hiver 2023-2024.* » (Nous soulignons)

Demandes :

8.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer selon quelles ententes et/ou règles « *une partie des volumes requis seront sécurisés par des appels d'offres de court terme, pour des contrats d'une durée de moins de trois mois, lancés avec un préavis suffisant* ».

8.2 Veuillez quantifier le « *préavis suffisant* » dont il est question à la référence (i) et fournir les références appropriées.

8.3 Veuillez fournir les détails du calcul ayant amené le Distributeur à évaluer la contribution en puissance des achats d'énergie de court terme de 200 MW, considérée à titre de partage de réserve, tel que mentionné à la référence (ii).

8.4 Veuillez indiquer les marchés desquels le Distributeur estime pouvoir obtenir le partage de réserve de 200 MW dont il est question à la référence (ii).

8.5 Veuillez justifier de ne pas accroître la capacité maximale des marchés de court terme en puissance étant donné l'addition du partage de réserve de 200 MW, tel que mentionné à la référence (ii).

8.6 Veuillez élaborer, avec un exemple au besoin, sur ce que le Distributeur veut dire par « *ces quantités ne seront pas couvertes par l'acquisition de produits de puissance de type UCAP et ce, dès l'hiver 2023-2024* », tel que mentionné à la référence (ii).

9. Référence : B-0020, page 27, lignes 7 à 13.

Préambule :

« *L'ajout d'un aléa d'un écart type représente plus de 5 TWh en 2027. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements découlant des appels d'offres lancés en 2021 et ceux qui seront lancés en 2022, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10 TWh sur une base annuelle en 2027. Le Distributeur estime que, de ce 10 TWh, un volume d'au moins 4 TWh pourrait être acquis auprès du Producteur. 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.* » (Nous soulignons)

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer selon quelles ententes et/ou règles le Distributeur pourrait acquérir un volume d'au moins 4 TWh auprès du Producteur, tel que mentionné à la référence.

9.2 Veuillez fournir les hypothèses et les détails du calcul ayant amené le Distributeur à évaluer qu'il pourrait acquérir un volume d'au moins 4 TWh auprès du Producteur en indiquant le potentiel annuel d'une telle acquisition.

APPROVISIONNEMENTS – FIABILITÉ EN PUISSANCE

10. Référence : B-0008, page 16, paragraphe 85.

Préambule :

«

Libellé de la demande	Références
2.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE [85] Produire sous forme agrégée, dans le cadre de ses plans d'approvisionnement, les informations relatives aux restrictions d'appareillage et aux restrictions hydrauliques prises en compte dans l'établissement de la réserve requise en puissance.	HQD-2, document 3, section 4.5

»

Demande :

10.1 L'AHQ-ARQ ne retrouve pas l'information exigée à la référence dans la section 4.5 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0020). Veuillez fournir l'information exigée à la référence.

11. Références : (i) A-0013, page 26, paragraphes 82 et 83;
(ii) B-0041.

Préambule :

(i) « *[82] Dans sa décision D-2022-062, la Régie proposait que les discussions techniques* <u>*en lien avec les modèles de fiabilité, les délais d'appel et les taux de diffusion*</u> *fassent l'objet de* <u>*séances*</u> *de travail, après le dépôt du prochain plan d'approvisionnement, regroupant les représentants des intervenants reconnus au dossier ainsi que ceux du Distributeur et de la Régie* [note de bas de page omise].

[83] Le Régie demande donc au Distributeur de tenir cette séance de travail, dans les meilleurs délais, à laquelle seront conviés les intervenants qui entendent traiter ce sujet et le personnel de la Régie. » (Nous soulignons)

(ii) « *La présente fait suite à la décision D-2023-011, par laquelle la Régie demandait à Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) de tenir, dans les meilleurs délais, une séance de travail* <u>*sur la nouvelle version du modèle MARS*</u> *avec les intervenants qui entendent traiter ce sujet et le personnel de la Régie.* » (Nous soulignons)

Demande :

11.1 Veuillez indiquer si la séance de travail prévue pour le 23 mars 2023 par le Distributeur ne portera que sur la nouvelle version du modèle MARS tel que mentionné à la référence (ii) ou si elle portera également sur les délais d'appel et les taux de diffusion tel qu'exigé par la Régie à la référence (i). Dans le premier cas, veuillez indiquer quand le Distributeur compte faire une autre séance de travail sur les délais d'appel et les taux de diffusion.

12. Références : (i) R-4110-2019, B-0009, page 27, tableau 4.3;
(ii) R-4110-2019, B-0041, page 36, réponse 13.1;
(iii) R-4110-2019, B-0041, page 37, réponse 13.3;
(iv) B-0020, page 29, tableau 4.3;
(v) R-4110-2019, B-0041, page 36, réponse 13.2;
(vi) R-4110-2019, B-0041, page 38, réponse 13.7.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

»

(ii) « *Les moyens additionnels potentiels sont composés de la <u>bonification des options d'électricité interruptible et de la GDP Affaires</u>. Le taux de réserve de ces deux moyens est de <u>15 % et 17 %</u> respectivement.* » (Nous soulignons)

(iii) « *13.3 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle le Distributeur utilise dorénavant le modèle MARS pour calculer le taux de réserve de chacun des moyens apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii).*

Réponse :

Pour ses évaluations de fiabilité, le Distributeur utilise le modèle MARS. C'est en effet le modèle de référence. Pour l'estimation des taux de réserve des moyens de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité, le Distributeur utilise le modèle FEPMC. <u>Contrairement au modèle MARS, le modèle FEPMC</u>

permet de tenir compte des modalités d'un moyen de gestion. Ces modalités sont : nombre d'appels par jour, nombre d'appels par semaine, durées minimale et maximale d'un appel, délai minimum entre deux appels, limitations d'utilisation (jour férié, fin de semaine), utilisation maximale quotidienne et utilisation maximale annuelle. » (Nous soulignons)

(iv) «

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2022-2023	Taux de réserve
Électricité interruptible	877	11%
GDP Affaires	456	12%
Tarification dynamique	223	20%
Hilo	47	19%

»

(v) « *Le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen de gestion sont identiques sur toute la période du Plan. Le Distributeur précise que les variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales. De plus, cette façon de faire facilite la planification des moyens de gestion.* »

(vi) « *Les moyens de gestion sont entrés selon la séquence présentée dans le bilan en puissance. L'ordonnancement des moyens dans le modèle MARS est le suivant :*

1- Électricité interruptible
2- Programme GDP affaires
3- Interruption chaînes de blocs
4- Tarification dynamique
5- GDP résidentielle (Hilo)
6- Moyens additionnels potentiels
7- Abaissement de tension

Le Distributeur précise que les moyens de gestions sont entrés dans le modèle MARS après l'application du taux de réserve. »

Demandes :

12.1 Veuillez compléter le tableau 4.3 de la référence (iv) en ajoutant, comme aux références (i) et (ii), le taux de réserve des moyens de gestion suivants :

interruption chaînes de bloc Hydro-Québec, interruption chaînes de bloc réseaux municipaux, bonification de l'option d'électricité interruptible et bonification du programme GDP Affaires.

12.2 Veuillez fournir les informations apparaissant au tableau 4.3 de la référence (iv) pour chacun des dix hivers de la période du Plan. Si le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen sont identiques d'un hiver à l'autre, veuillez démontrer que ce principe est valide, par exemple entre l'hiver 2022-2023 (1 603 MW en gestion de la demande de puissance plus l'interruption des chaînes de bloc) et des hivers 2025-2026 (2 424 MW en gestion de la demande en puissance plus l'interruption des chaînes de bloc) et 2030-2031 (plus de 3 000 MW en gestion de la demande en puissance plus l'interruption des chaînes de bloc).

12.3 Veuillez indiquer si la méthode décrite à la référence (iii) sur l'estimation des taux de réserve est toujours celle utilisée par le Distributeur. Dans la négative, veuillez justifier d'avoir changé la méthode et décrire la nouvelle méthode adoptée.

12.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, basée sur le passage souligné à la référence (iii), selon laquelle, pour l'établissement du tableau 4.3 de la référence (i), le Distributeur tenait compte de toutes les modalités des moyens de gestion de la demande de puissance <u>sauf</u> le délai d'appel.

12.5 Veuillez indiquer si les valeurs de taux de réserve du tableau 4.3 de la référence (iv) tiennent compte de toutes les modalités des moyens de gestion de la demande de la puissance <u>incluant</u> le délai d'appel. Dans l'affirmative, veuillez décrire la méthode utilisée pour tenir compte du délai d'appel. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas tenir compte de toutes les modalités des moyens de gestion de la demande de puissance incluant le délai d'appel.

12.6 Veuillez expliquer et justifier la baisse du taux de réserve pour l'électricité interruptible qui passe de 15 % au tableau 4.3 de la référence (i) à 11 % au tableau 4.3 de la référence (iv), alors que, selon la compréhension de l'AHQ-ARQ, une contrainte additionnelle a été ajoutée dans le cas de la référence (iv), soit le délai d'appel.

12.7 Veuillez expliquer et justifier la baisse du taux de réserve pour le programme GDP Affaires qui passe de 17 % au tableau 4.3 de la référence (i) à 12 % au tableau 4.3 de la référence (iv), alors que, selon la compréhension de l'AHQ-ARQ, une contrainte additionnelle a été ajoutée dans le cas de la référence (iv), soit le délai d'appel.

12.8 Étant donné les baisses significatives du taux de réserve de l'électricité interruptible et du programme GDP Affaires, tel que constaté aux références (i) et (iv), veuillez indiquer si le Distributeur a l'intention de bonifier les crédits consentis aux clients de ces deux moyens. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas le faire.

12.9 Veuillez expliquer et justifier, en comparant leurs modalités, la disparité dans le tableau 4.3 de la référence (iv) entre le taux de réserve du programme GDP Affaires (12 %) et celui de la Tarification dynamique (20 %) et Hilo (19 %) alors que ces taux étaient les mêmes au tableau 4.3 de la référence (i).

12.10 Veuillez expliquer et justifier, en comparant leurs modalités, la disparité dans le tableau 4.3 de la référence (iv) entre le taux de réserve de la Tarification dynamique (20 %) et celui d'Hilo (19 %) alors que ces taux étaient les mêmes au tableau 4.3 de la référence (i).

12.11 Veuillez indiquer si, à l'instar de la référence (v), le Distributeur considère toujours dans le présent dossier que les taux de réserve d'un moyen de gestion sont identiques sur toute la période du Plan. Dans l'affirmative, veuillez le démontrer avec des résultats chiffrés de simulations à jour du même type de celles mentionnées à la référence (v) et expliquer en quoi cette façon de faire facilite la planification des moyens de gestion, tel que mentionné à la référence (v). Dans la négative, veuillez décrire ce que le Distributeur considère maintenant en fournissant des résultats chiffrés de simulations à jour du même type de celles mentionnées à la référence (v).

12.12 Veuillez indiquer si l'ordre décrit à la référence (vi) est toujours celui qui est retenu dans les modèles utilisés par le Distributeur pour le calcul du taux de réserve et de la fiabilité en puissance dans le présent dossier. Dans la négative, veuillez justifier d'avoir changé l'ordre et fournir le nouvel ordre. Dans l'affirmative, veuillez justifier d'avoir placé l'électricité interruptible au premier rang et avant les quatre moyens qui suivent et d'avoir placé l'interruption des chaînes de bloc après le Programme GDP Affaires et non l'inverse.

13. Référence : B-0020, page 28, tableau 4.2.

Préambule :

«

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

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%
État d'avancement 2021	9,5%	9,6%	9,8%	10,1%
Plan d'approvisionnement 2023-2032	9,6%	10,1%	9,7%	9,9%

» (Notre surlignement)

Demande :

13.1 Veuillez expliquer la hausse significative du taux de réserve requise + 1 an observée à la référence entre l'État d'avancement 2021 et le Plan d'approvisionnement 2023-2032 et, en sens opposé, les baisses pour les colonnes + 2 ans et + 3 ans.

APPROVISIONNEMENTS – BILAN DE PUISSANCE, GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE ET AUTRES MOYENS

14. Référence : B-0020, page 12, lignes 9 à 14.

Préambule :

« *Depuis 2019, la contribution de l'ensemble des moyens de GDP s'est avérée légèrement inférieure à celle anticipée, de l'ordre de 130 MW pour l'hiver 2021-2022, en raison notamment d'une adhésion moindre des clients industriels aux options d'électricité interruptible et d'un ralentissement dans la mise en marché de l'offre d'Hilo, occasionné notamment par des contraintes liées à la pandémie de la COVID-19. Ces diminutions sont en partie compensées par l'accroissement de la contribution de la tarification dynamique et de la GDP Affaires.* » (Nous soulignons)

Demandes :

14.1 Veuillez fournir les autres raisons, outre les contraintes liées à la pandémie de la COVID-19, qui expliquent le ralentissement dans la mise en marché de l'offre Hilo, selon ce qui est mentionné à la référence.

14.2 Veuillez expliquer que des contraintes liées à la pandémie de la COVID-19 aient entraîné un ralentissement dans la contribution de l'offre d'Hilo alors que pendant cette même période, c'est plutôt l'effet inverse, soit un accroissement de la contribution, qui a été observé pour la Tarification dynamique et la GDP Affaires.

15. Références : (i) B-0008, page 21, paragraphe 334;

(ii) B-0020, page 70, lignes 1 à 16;

(iii) R-4110-2019, B-0045, page 37, tableau R-8.2;

(iv) B-0020, page 14, tableau 3.3;

(v) R-4110-2019, B-0182, paragraphes 42 à 45;

(vi) B-0020, page 17;

(vii) B-0020, page 28, lignes 8 à 10;

(viii)http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HQD_PlanAppro2020-2029/20221206-Annexe%20D%20-%20Bilan%20en%20puissance%20d'HQD.pdf .

Préambule :

(i) «

4.2. GESTION DE LA PUISSANCE [334] La Régie demande donc au Distributeur de déposer son projet de bonification de l'OÉI dès que possible et de tout mettre en œuvre afin de lever, en temps utile pour la prochaine période de pointe, la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal.	HQD-2, document 3, sections 3.1, 3.2 et 12.1

»

(ii) « *Dans sa décision D-2022-062 rendue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2020-2029, la Régie demandait au Distributeur de déposer son projet de bonification de l'OÉI dès que possible.*

Dans cet esprit de bonification des moyens de gestion de la demande de puissance, et pour évaluer les modalités opérationnelles et économiques les plus prometteuses, le Distributeur, accompagné d'une firme externe spécialisée en procédés industriels, a procédé à la réalisation d'entrevues individuelles auprès d'un échantillon représentatif de sa clientèle industrielle. Cet échantillon est constitué de près de 30 clients représentant 60 sites industriels avec plus de 2 000 MW de puissances appelées dans plusieurs secteurs industriels : chimique, transformation des métaux, pâtes et papiers, agroalimentaire et mines.

À partir des informations recueillies lors des entrevues, le Distributeur a élaboré des projets pilotes qui seront mis en place auprès de la clientèle industrielle, dès l'hiver 2022-2023 pour tester de nouvelles modalités innovantes auprès d'une diversité de clients. D'ici le prochain recalibrage des tarifs prévus au 1er avril 2025, la performance des projets pilotes sera évaluée

en continu et pourrait, par exemple, conduire à la proposition de nouveaux programmes ou options tarifaires. » (Nous soulignons)

(iii) «

TABLEAU R-8.2 :
BILAN DE PUISSANCE DU TABLEAU R-7.3 DE LA PIÈCE B-0024
DÉTAILLANT LES CONTRATS AVEC LE PRODUCTEUR

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	0	0
• Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0	0	0
• Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien (1)	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- *Programme GDP Affaires*	*280*	*330*	*385*	*420*	*505*	*510*	*515*	*515*	*515*	*515*
- *Interruption chaînes de blocs*	*18*	*61*	*61*	*61*	*61*	*43*	*14*	*14*	*14*	*14*
- *Tarification dynamique*	*9*	*17*	*26*	*34*	*43*	*52*	*60*	*69*	*77*	*86*
- *Hilo*	*2*	*57*	*124*	*275*	*428*	*486*	*529*	*574*	*596*	*621*
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- *Bonification électricité interruptible*	*0*	*0*	*0*	*100*	*200*	*340*	*340*	*340*	*340*	*340*
- *Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW*	*0*	*0*	*0*	*80*	*80*	*80*	*80*	*80*	*80*	*80*
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

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

» (Notre surlignement)

(iv) «

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	**39 851**	**40 120**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
• Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
• Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
• Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
• Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	***492***	***501***	***516***	***542***	***562***	***627***	***629***	***629***	***629***	***629***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

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

» (Notre surlignement)

(v) « *42. L'AHQ-ARQ suggère de porter la contribution de la tarification dynamique (TD) à 400 MW à l'horizon 2027-2028 (au lieu de 188 MW). Il s'agit d'une proposition déconnectée, non réaliste.*

43. Pour en arriver à une telle contribution, l'AHQ-ARQ fait appel au bouton magique par lequel il s'agit d'augmenter le nombre de courriels pour aller chercher un peu plus de clients (N.S., Vol. 7, p. 160).

44. La contribution de la TD est reflétée dans le bilan de puissance déposé dans l'État d'avancement 2020 révisé (B-0106) et elle repose sur la capacité actuelle d'accueil du Distributeur.

45. Deux facteurs contribuent à l'établissement de cette limite : des infrastructures en technologie de l'information et le besoin d'accompagnement des clients. » (Nous soulignons)

(vi) «

GDP Affaires (incluant la bonification)	Option offerte aux clients Affaires admissibles, à qui un appui financier est versé afin qu'ils réduisent leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe, à la demande du Distributeur Des modifications visant à rehausser la contribution de ces options sont planifiées. Les démarches pour ce faire sont en cours	-	Atteint 889 MW

»

(vii) « *L'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse continue d'être basé sur un taux de pannes historique calculé à partir des données de production. Le Distributeur retient un taux de pannes de 6,5 %, mis à jour en utilisant l'historique des cinq dernières années.* » (Nous soulignons)

(viii) «

ANNEXE D
Respect du critère de fiabilité en puissance
Bilan du Distributeur pour l'année 2022-2023

2022-2023	MW
Besoins à la pointe visés par le plan (Note 1)	**39 650**
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 907
Taux de réserve requise	*9,85%*
- Électricité patrimoniale - incluant réserve	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	**6 114**
- Approvisionnements non patrimoniaux	**6 235**
▪ HQ Production - Base et cyclable	800
▪ Contrats de biomasse	327
▪ Contrats d'éolien	1 486
▪ Contrats de petites hydrauliques	103
▪ Électricité interruptible	782
▪ Gestion de la demande de puissance et chaînes de blocs	987
▪ Abaissement de tension	250
▪ Achats de puissance (A/O 2015-01)	500
▪ Achats de puissance de CT	1 000
= Achats de puissance requis sur les marchés de court terme	**0**

Note (1) : Prévision des besoins de novembre 2022.

» (Notre surlignement)

Demandes :

15.1 Veuillez décrire comment le Distributeur a tout mis en œuvre afin de lever, pour la période de pointe 2022-2023, la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal, tel qu'exigé par la Régie à la référence (i).

15.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a sollicité tous les clients éligibles à l'option de crédit hivernal avant la période de pointe 2022-2023, dans le contexte de l'exigence de la référence (i). Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait et indiquer quelle proportion des clients éligibles a été sollicitée.

15.3 Veuillez indiquer quel pourcentage de la population des puissances appelées en MW couvrait l'échantillon mentionné à la référence (ii).

15.4 Veuillez indiquer le nombre de clients, les puissances appelées en MW et les puissances interruptibles en MW qui ont été couverts par les projets pilotes dont il est question à la référence (ii).

15.5 Veuillez indiquer les quantités de la bonification de l'OÉI qui ont été incluses dans le bilan de puissance sur l'horizon du Plan et justifier tout écart par rapport à la prévision émise à la référence (iii).

15.6 Veuillez justifier, tel qu'indiqué à la référence (ii), d'attendre le prochain recalibrage des tarifs prévus au 1er avril 2025 pour évaluer la performance des projets pilotes en continu, ce qui pourrait, par exemple, conduire à la proposition de nouveaux programmes ou options tarifaires, et ne pas le faire le plus tôt possible tel qu'exigé par la Régie à la référence (i).

15.7 Veuillez justifier, pour l'année 2028-2029, la baisse de la puissance des options d'électricité interruptible entre la référence (iii) (1000 + 340 = 1 340 MW) et la référence (iv) (1 099 MW).

15.8 Veuillez justifier, pour l'année 2028-2029, la hausse de la puissance de la tarification dynamique entre la référence (iii) (86 MW) et la référence (iv) (445 MW), en particulier dans le contexte de la référence (v) où le Distributeur qualifiait de « *déconnectée* » et « *non réaliste* » une proposition de hausser à 400 MW cette même puissance. Veuillez décrire ce qui est survenu pour que le Distributeur modifie sa position entre la référence (v) et la référence (iv).

15.9 Veuillez justifier, pour l'année 2028-2029, la hausse de la puissance des options GDP Affaires entre la référence (iii) (515 + 80 = 595 MW) et la référence (iv) (782 MW) en indiquant notamment l'impact en MW des modifications mentionnées à la référence (vi).

15.10 Veuillez fournir toutes les informations des cinq dernières années (production, puissance installée, dates de mises en service, taux de panne, etc.) et les calculs qui ont permis de déterminer le taux de pannes de 6,5 % pour la biomasse, tel qu'indiqué à la référence (vii).

15.11 Veuillez expliquer la baisse de la ligne Biomasse entre la référence (iii) et la référence (iv) pour les hivers 2022-2023, 2023-2024, 2024-2025, 2027-2028 et 2028-2029.

15.12 Pour l'hiver 2022-2023, veuillez expliquer la baisse des besoins à la pointe entre la référence (iv) à 39 851 MW et la référence (viii) à 39 650 MW et indiquer les principaux facteurs expliquant cette baisse significative.

15.13 Veuillez indiquer si la baisse constatée à la demande précédente amène une réduction des besoins à la pointe pour les années suivantes du Plan. Dans l'affirmative, veuillez fournir les besoins à la pointe résultants. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

15.14 Pour l'hiver 2022-2023, veuillez expliquer la hausse de la Réserve pour respecter le critère de fiabilité entre la référence (iv) à 3 831 MW et la référence (viii) à 3 907 MW alors que les Besoins à la pointe sont plutôt à la baisse.

15.15 Veuillez ventiler la valeur de 987 MW de la ligne intitulée « *Gestion de la demande de puissance et chaînes de blocs* » de la référence (viii) entre les moyens la constituant, soit : GDP Affaires, Tarification dynamique, Hilo, interruption des chaînes de bloc Hydro-Québec, interruption des chaînes de bloc réseaux municipaux.

15.16 Relativement au bilan de la référence (viii), veuillez justifier d'avoir retenu 1 000 MW d'Achats de puissance de CT générant ainsi un surplus de 121 MW (6 235 – 6 114) au lieu de n'avoir retenu que 900 MW.

16. Référence : B-0043, page 26, demande 4.1.2.

Préambule :

« *4.1.2 Considérant l'effacement moyen et le coût de cet effacement pour le Distributeur relativement raisonnable par rapport au signal de coûts évités, veuillez élaborer sur la possibilité d'offrir, lors de la révision des options prévues au prochain dossier tarifaire, une éventuelle bonification à la fin de la période hivernale, uniquement aux participants du Crédit hivernal qui auront réduit leur consommation à chacun des événements de pointe, afin de neutraliser « l'effet de fatigue » (réf. (ii)) et rehausser l'effacement moyen des participants.*

Réponse :

Le Distributeur tient tout d'abord à préciser ses propos à la référence (ii) concernant l'effet de fatigue constaté. Ces propos visaient uniquement la situation exceptionnelle du mois de janvier 2022, où plusieurs événements de pointe par jour sur des jours consécutifs ont été répertoriés.

Pour contrer l'effet de fatigue tout au long de la saison hivernale, le Distributeur compte principalement sur la pénétration des technologies facilitantes, telles que les thermostats connectés, afin d'assurer le maintien du niveau de participation de sa clientèle tout au long de l'hiver. » (Nous soulignons)

Demande :

16.1 Afin de bien illustrer « *l'effet de fatigue* » dont il est question à la référence, veuillez fournir la liste des événements de pointe de l'hiver 2021-2022 (date et heures) avec, pour chacun, la puissance effacée.

17. Référence : B-0020, page 18.

Préambule :

«

Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la quantité est réalisée à chaque automne par le Transporteur	–	250 MW

»

Demande :

17.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle des tests annuels sont effectués par Hydro-Québec pour valider la valeur (en MW et en %) obtenue par l'Abaissement de tension mentionnée à la référence. Veuillez fournir la valeur résultant de tels tests réalisés au cours des cinq dernières années, en MW et en pourcentage de la charge.

APPROVISIONNEMENTS – RAPPELS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

18. Références : (i) B-0008, page 16, paragraphe 171;

(ii) B-0020, page 60, tableau 11.1;

(iii) B-0020, page 15, lignes 1 à 12;

(iv) D-2011-162, dossier R-3748-2010, pages 51 et 52, paragraphes 164 à 166.

Préambule :

(i) «

3.3 CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE [171] Présenter, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement et de leurs états d'avancement, un suivi annuel sur les conventions d'énergie différée comprenant les éléments suivants : • trois tableaux contenant les informations des pages 205 et 206 de la pièce B-0005, en indiquant les données réelles et les données estimées ; • les commentaires du Distributeur quant à l'utilisation de ces conventions parmi son éventail de moyens pour réaliser l'équilibre offre/demande.	HQD-2, document 3, sections 3 et 11.1

» (Notre surlignement)

(ii)

TABLEAU 11.1 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE - SOMMAIRE

		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	0	200	400	400	700	400
	Février	0	0	0	0	0	0	400	600	325
	Mars	0	0	0	0	0	0	0	400	0
	Avril	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	0	0	0	0	0	0	400	400	0
En TWh	**Total annuel**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5
	Total différé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5
	Solde	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,2	-2,9	-2,0	-0,5	0,0

(iii) « *En puissance, les besoins demeurent à l'intérieur des marges considérées pour les marchés de court terme. Compte tenu des volumes anticipés, le Distributeur évaluera la possibilité de réserver une partie des quantités requises, en lançant des appels d'offres avec un certain préavis. <u>Pour l'hiver</u>*

2025-2026, le Distributeur a réservé auprès du Producteur des rappels d'énergie différée, à hauteur de 700 MW en janvier et 600 MW en février 2026. Ces volumes sont inscrits aux bilans d'énergie et de puissance. De plus, une évaluation du volume des achats de court terme en énergie pendant les périodes de pointe hivernale amène le Distributeur à considérer une contribution en puissance des achats d'énergie de court terme, qu'il évalue à 200 MW. Ainsi, sans accroître la capacité maximale des marchés de court terme en puissance, établie à 1 100 MW, un volume de 200 MW sera considéré à titre de partage de réserve, de sorte que ces quantités ne seront pas couvertes par l'acquisition de produits de puissance de type UCAP et ce, dès l'hiver 2023-2024. » (Nous soulignons)

(iv) « *[164] Les conventions d'énergie différée prévoient la fourniture, par le Producteur, d'une puissance maximale de 1 400 MW. N'étant pas garanti, le dernier bloc de 400 MW n'est disponible au Distributeur qu'à la suite d'une confirmation du Producteur, au cours de l'automne précédant la pointe hivernale (date de préavis fixée au plus tard le 15 septembre), selon les engagements et le niveau d'utilisation des moyens de production de ce dernier.*

[165] Le Distributeur inclut ce bloc additionnel de 400 MW au bilan en puissance après déploiement des nouveaux moyens de gestion, puisqu'il présume qu'il pourra accéder à ce bloc lorsqu'il sera disponible.

[166] Néanmoins, advenant l'indisponibilité du bloc de 400 MW de puissance additionnelle, le Distributeur annonce qu'il procédera à des achats de puissance à court terme sur le marché de New York pour combler les besoins en puissance de sa clientèle. Il entend aussi faire des achats sur des marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick et l'Ontario. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

Demandes :

18.1 L'AHQ-ARQ ne retrouve pas l'information exigée à la référence (i) dans les sections 3 et 11.1 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0020), notamment en ce qui a trait à des « *commentaires du Distributeur quant à l'utilisation de ces conventions parmi son éventail de moyens pour réaliser l'équilibre offre/demande* ». Veuillez fournir l'information exigée à la référence (i) soit lesdits commentaires.

18.2 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie rappelée préconisée par le Distributeur à la référence (ii) répond aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur l'horizon du Plan. En particulier, veuillez démontrer qu'il est plus

avantageux en termes de coût d'utiliser le rappel d'énergie et de puissance en 2023 au lieu de l'utiliser plus tard.

18.3 Veuillez décrire la méthode qui est utilisée pour déterminer les rappels d'énergie optimaux sur l'horizon des conventions d'énergie.

18.4 Veuillez indiquer si le rappel de 200 MW prévu à la référence (ii) pour janvier 2023 a été réellement demandé. Dans l'affirmative, veuillez fournir l'analyse qui justifie cette valeur. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi ce rappel n'a pas été demandé.

18.5 Veuillez expliquer comment le Distributeur a pu « *réserver* » auprès du Producteur des rappels d'énergie différée, à hauteur de 700 MW en janvier et 600 MW en février 2026 tel que mentionné à la référence (iii), étant donné la date de préavis mentionnée à la référence (iv). Veuillez fournir le ou les documents garantissant une telle réservation par le Producteur.

18.6 Veuillez justifier d'avoir « *réservé* » ces quantités additionnelles pour janvier et février 2026 au lieu de l'avoir fait pour janvier et/ou février 2027.

18.7 Veuillez indiquer si, advenant l'indisponibilité du bloc de puissance additionnelle « *réservé* », le Distributeur pourra procéder à des achats de puissance à court terme sur les marchés comme il l'annonçait à la référence (iv). Dans l'affirmative, veuillez indiquer sur quels marchés et selon quelles ententes. Dans la négative, veuillez indiquer quels moyens alternatifs seront disponibles.

APPROVISIONNEMENTS – APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

19. Référence : B-0020, page 48 et 49, section 7.2.

Préambule :

La section 7.2 montre les valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2023, 2024 et 2025 mais pas pour l'année 2032 comme ce fut fait à la section précédente.

Demande :

19.1 À l'instar des autres graphiques de la référence, veuillez fournir le graphique des valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l'année 2032.

APPROVISIONNEMENTS – CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS

20. Références : (i) B-0020, page 42, lignes 18 à 23;

(ii) R-4185-2022, B-0029, pages 16 et 17, demande 5.2;

(iii) R-4185-2022, B-0032, page 15, lignes 8 à 17.

Préambule :

(i) « *New York*

La capacité d'importation est de 1 000 MW à partir du poste de Massena (chemin MASS-HQT) et de 100 MW du poste Dennison (chemin DEN-HQT). Le Distributeur possède le transport ferme en importation pour la totalité des deux interconnexions. Les quantités disponibles en puissance de ce marché sont, quant à elles, limitées par le nombre de soumissionnaires potentiels qui sont intéressés à participer aux appels d'offres en puissance de court terme du Distributeur. » (Nous soulignons)

(ii) « *5.2 Veuillez indiquer si le remplacement des deux groupes convertisseurs de 500 MW par deux groupes convertisseurs de 750 MW, tel que proposé par le Transporteur dans le présent dossier, augmentera la capacité technique de réception des équipements du Transporteur.*
Réponse :

Du point de vue des caractéristiques techniques spécifiquement, les groupes convertisseurs auront une capacité bidirectionnelle de 1 500 MW. Le Transporteur mentionne cependant que cette réponse ne présuppose pas de changement à la valeur de la capacité de transfert totale ou disponible liée à l'interconnexion, ces éléments étant exclus du cadre d'examen du dossier fixé par la Régie dans sa décision D-2022-115, paragraphes 28 et 38. » (Nous soulignons)

(iii) « *Le Transporteur réitère que la solution 1 demeure la solution la plus optimale du point de vue technico-économique afin d'assurer la pérennité des GC au poste de Châteauguay et de maintenir la capacité du service offerte à sa clientèle. Cette solution retenue par le Transporteur doit être considérée comme la solution de base servant à l'évaluation de la contribution du Producteur dans le cadre de sa demande de rehausser la capacité des GC de 500 à 750 MW.*

Par ailleurs, le Transporteur souligne que le projet de nouvelle interconnexion avec New York n'est pas encore complété et que la capacité en réception n'a pas été étudiée ni même confirmée par le réseau voisin du NYISO. Le Transporteur ne peut spéculer sur la disponibilité des ressources, sur cette nouvelle interconnexion, pour satisfaire les besoins du Distributeur. » (Nous soulignons)

Demandes :

20.1 Le Distributeur indique à la référence (i) qu'il possède le transport ferme en importation pour la totalité des deux interconnexions sur les chemins MASS-HQT et DEN-HQT. Veuillez indiquer si le Distributeur possédera automatiquement le transport ferme en importation pour la totalité de l'interconnexion MASS-HQT dans l'éventualité où la capacité de celle-ci était augmentée à la suite du projet décrit aux références (ii) et (iii). Dans la négative, veuillez indiquer ce que le Distributeur doit faire pour posséder ce transport ferme pour la totalité de l'interconnexion MASS-HQT.

20.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a entrepris des démarches pour que la capacité en réception soit étudiée et/ou confirmée par le Transporteur et/ou par le réseau voisin du NYISO, tel que mentionné à la référence (iii). Dans l'affirmative, veuillez indiquer la ou les dates où de telles démarches ont été effectuées et une description de celles-ci de même que les résultats obtenus, le cas échéant. Dans la négative, veuillez expliquer de ne pas l'avoir fait.

COÛTS ÉVITÉS – PUISSANCE ET ÉNERGIE

21. Références : R-4110, B-0041, page 46, tableau R-16.1.

Préambule :

TABLEAU R-16.1 :
PUISSANCE UCAP – HIVER 2019-2020

		RFP 2019	
		Janvier 2020	Février 2020
Quantité recherchée	MW	700	700
Quantité offerte	MW	1175	1175
Quantité aquise	MW	675	650
Prix moyen offert	$US / kW-mois	1.14	1.14
MIN	$US / kW-mois	0,20	0,20
MAX	$US / kW-mois	7,00	7,00
Prix moyen payé	$US / kW-mois	0,57	0,50
Encan mensuel UCAP - ROS	$US / kW-mois	0,14	0,12
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	4,1	4,2

Demande :

21.1 Veuillez reproduire le tableau de la référence pour chacun des hivers 2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023.

COÛTS ÉVITÉS – TRANSPORT ET DISTRIBUTION

22. Références : (i) B-0020, page 59, lignes 1 à 9;
(ii) R-4057-2018, B-0015, pages 10 et 11;
(iii) R-4057-2018, B-0067, pages 24 à 27, réponse 10.2.

Préambule :

(i) « *Dans l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur mettait à jour le coût évité de transport conformément à la méthodologie décrite dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029. En raison d'une <u>révision prévue de la classification des investissements associés à la croissance</u>, le coût évité de distribution avait été indexé à l'inflation. <u>Le Distributeur met aujourd'hui à jour les deux signaux de prix conformément à la méthodologie adoptée</u>. Par ailleurs, une révision de la durée de vie des équipements du réseau de distribution amène une révision du calcul de l'annuité, qui passe de 45 à 47 ans.*

Le coût évité de transport s'établit à 54,90 $/kW-an ($ 2022, indexé à l'inflation), et celui de distribution à 19,40 $/kW-an ($ 2022, indexé à l'inflation). » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

(ii) « *Rappel de la méthodologie d'établissement*

Tout comme pour l'évaluation du coût évité de fourniture, l'évaluation des coûts évités de transport et de distribution se fait à partir d'une situation d'équilibre offre-demande.

<u>Pour ce faire, le Distributeur considère la croissance des besoins (en MW) de l'ensemble de sa clientèle et prévue sur un horizon de 10 ans, de même que les travaux qui seront nécessaires afin de répondre à cette croissance. Ne sont dès lors pris en compte que les investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution.</u>

Plus spécifiquement, les coûts évités sont obtenus par le rapport entre les investissements, exprimés en M$, et la croissance des besoins des clients, exprimés en MW. En additionnant les frais annuels d'exploitation et les taxes sur les services publics, un coût unitaire total (en $/kW) est calculé. Par la suite, les coûts évités sont calculés en faisant une annuité croissante (sur 30 ans pour la distribution et sur 40 ans pour le transport).

Ces coûts évités ainsi calculés permettent d'estimer l'impact à la marge d'un MW additionnel (ou réduit) en terme de devancement (ou de report) d'investissements sur les réseaux.

Travaux en cours

La dernière mise à jour du niveau des coûts évités de transport et distribution a eu lieu en 2008 et depuis, ces coûts ont été indexés à l'inflation afin d'éviter les chocs conjoncturels. Le niveau de ce signal est toutefois validé à chaque année en comparant les coûts indexés avec les coûts qui intègrent les nouveaux paramètres économiques et énergétiques. Le Distributeur s'assure ainsi que la croissance à l'inflation demeure raisonnable. » (Nous soulignons)

(iii) En réponse à la demande 10.2, le Distributeur avait fourni les informations requises et quatre tableaux détaillés présentant les calculs pour déterminer les coûts évités de transport et de distribution sur la période 2018-2027.

Demande :

22.1 Veuillez déposer les résultats détaillés de la révision de la classification des investissements associés à la croissance dont il est question à la référence (i).

22.2 Veuillez fournir les hypothèses, les calculs et les résultats détaillés qui démontrent que le Distributeur a suivi la « *méthodologie adoptée* », tel qu'il l'affirme à la référence (i).

22.3 Veuillez fournir la croissance des besoins (en MW) de l'ensemble de sa clientèle sur un horizon de 10 ans (référence (ii)) qui a été utilisée pour établir les coûts évités qui apparaissent à la référence (i)

22.4 Veuillez fournir la liste des travaux qui seront nécessaires afin de répondre à cette croissance en ne prenant en compte que les investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution, tel qu'expliqué à la référence (ii).

22.5 Veuillez indiquer si une mise à jour selon la méthode décrite à la référence (ii) a été effectuée depuis 2008, soit la date mentionnée à la référence (ii). Dans l'affirmative, veuillez fournir les références qui démontrent l'existence d'une telle mise à jour. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait avec des valeurs chiffrées à l'appui.

22.6 Veuillez fournir toutes les informations et tableaux qui apparaissent à la référence (iii) mais pour l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032 et qui aboutissent aux résultats mentionnés à la référence (i).

22.7 Veuillez fournir, pour les tableaux fournis en réponse à la demande précédente la liste des travaux en transport et en distribution qui seront nécessaires afin de répondre à la croissance annuelle et les coûts prévus de ces travaux qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution, tel que mentionné à la référence (ii).

23. Références : (i) B-0043, page 34, réponse 5.2;

(ii) B-0043, pages 34 et 35, demande 5.2.1;

(iii) B-0043, page 35, demande 5.3.

Préambule :

(i) « *La valeur des différents moyens de gestion de la demande pour le report d'investissements repose sur plusieurs paramètres. Un nombre significatif de participants sur les différents postes en fait partie. Toutefois, cette condition n'est pas suffisante. Il faut entre autres une certaine assurance quant à la pérennité de la présence d'un volume suffisant de participants, de même que des modalités d'utilisation qui garantissent un arrimage avec les besoins du réseau de distribution (et non uniquement d'approvisionnement).*

Une preuve de concept visant à tester le recours aux moyens de gestion de la charge pour les fins des besoins du réseau devait être mise en place au cours de l'hiver courant, mais a dû être repoussée à l'hiver 2023-2024. Il serait donc prématuré à ce stade de présenter des observations ou conclusions préliminaires. » (Nous soulignons)

(ii) « *5.2.1 Veuillez préciser si l'expérience de participation/effacement sur la vingtaine de postes de distribution peut être utilisée et transposée au réseau de transport. Veuillez élaborer.*

Réponse :

L'observation des résultats sur les postes ciblés peut apporter une information pertinente. Toutefois, Hydro-Québec ne peut conclure quant à l'impact sur le report d'investissements sur cette seule base, ni a fortiori transposer les résultats sur l'ensemble du réseau de transport. Une preuve de concept ciblée spécifiquement sur les besoins des postes satellites (poste de « distribution ») est nécessaire. Comme mentionné en réponse à la question 5.2, celle-ci est prévue pour l'hiver 2023-2024. » (Nous soulignons)

(iii) « *5.3 Veuillez indiquer à quel moment un rapport d'étape et un rapport final du comité technique composé d'experts du réseau de transport, du réseau de distribution et d'analyse économique seront disponibles.*

Réponse :

Le Distributeur et le Transporteur ne sont pas en mesure de donner d'échéancier pour la production d'un rapport d'étape ou final, compte tenu du temps nécessaire pour mener à bien les analyses.

Le Distributeur mentionne que, dans l'intervalle et par prudence, il n'attribue pas de valeur au report d'investissement aux fins de ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande. » (Nous soulignons)

Demandes :

23.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le nombre de participants à la Tarification dynamique, au Programme GDP Affaires et à Hilo basé sur les prévisions de pénétration du Distributeur sur l'horizon du Plan constitue un nombre significatif de participants sur les différents postes selon le besoin exprimé à la référence (i).

23.2 Veuillez décrire la « *certaine assurance* » mentionnée à la référence (i) en la comparant notamment à l'assurance qu'a le Distributeur sur la précision de la prévision de la demande par poste et sur l'effacement des clients participant aux programmes tel le tarif DT résidentiel.

23.3 Veuillez élaborer, avec des exemples au besoin, sur les « *modalités d'utilisation qui garantissent un arrimage avec les besoins du réseau de distribution (et non uniquement d'approvisionnement)* » dont il est question à la référence (i).

23.4 Relativement à la référence (i), veuillez fournir les raisons expliquant que la preuve de concept visant à tester le recours aux moyens de gestion de la charge pour les fins des besoins du réseau qui devait être mise en place au cours de l'hiver courant, a dû être repoussée à l'hiver 2023-2024.

23.5 Veuillez fournir la liste de la « *vingtaine de postes de distribution* » dont il est question à la référence (ii).

23.6 Veuillez fournir la liste des postes satellites pour lesquels le Distributeur prévoit un dépassement de capacité au cours des cinq prochaines années et qui ne sont pas inclus dans la « *vingtaine de postes de distribution* » dont il est question à la référence (ii).

23.7 Selon les réponses aux deux demandes précédentes, pour chacun des postes satellites pour lesquels le Distributeur prévoit un dépassement de capacité au cours des cinq prochaines années, veuillez fournir la prévision de la charge annuelle sur l'horizon du Plan, le nombre de clients pour chacun des moyens de gestion de la puissance lors de l'hiver courant et la puissance effaçable pour chacun de ces moyens pour l'hiver courant.

23.8 Relativement à la référence (iii), veuillez expliquer en quoi le « *temps nécessaire pour mener à bien les analyses* » constitue-il un empêchement à fournir un échéancier, étant entendu que tout échéancier peut comporter des incertitudes.

23.9 Veuillez fournir un calendrier de toutes les activités réalisées par le comité technique dont il est question à la référence (iii) entre la date de sa mise en place jusqu'à ce jour. Veuillez aussi indiquer combien de rapports d'étape ont été produits dans cet intervalle.

23.10 Veuillez fournir un calendrier de toutes les activités prévues par le comité technique dont il est question à la référence (iii) entre aujourd'hui et la fin de son mandat.

23.11 Veuillez fournir une copie du mandat du comité technique dont il est question à la référence (iii) et indiquer à quels postes de gestion dans l'organigramme d'Hydro-Québec ledit comité doit rendre des comptes.

23.12 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer quels sont les moyens de gestion de la demande courants pour lesquels le Distributeur a déjà attribué une valeur au report d'investissement aux fins de ses analyses économiques et indiquer si le Distributeur a l'intention de revoir les analyses économiques et les crédits consentis pour ces moyens et, dans la négative, veuillez justifier de ne pas le faire.

COÛTS ÉVITÉS – AUX HEURES DE PLUS FORTE DEMANDE

24. Références : (i) B-0008, page 22, paragraphe 544;

(ii) B-0020, page 56, lignes 15 à 17;

(iii)http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2014-205_AutresSuivis.html .

Préambule :

(i) «

Libellé de la demande	Références
7.1.2. COÛTS ÉVITÉS POUR LES HEURES DE PLUS GRANDES CHARGES [544] Dans la mesure où ces informations sont disponibles, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement : • une revue de la littérature sur les méthodologies utilisées par les distributeurs d'électricité (nord-américains de préférence) pour prévoir les coûts évités (ou les coûts marginaux) en énergie à court terme; • les quantités et les prix horaires des achats de court terme pour les années de 2014 à 2016 afin de tester la robustesse de l'approche proposée par le RNCREQ; • les quantités et les prix horaires des achats de court terme pour les années 2019 à 2021 inclusivement (hivers 2019-2020 à 2021-2022).	HQD-2, document 3, section 10.2

» (Notre surlignement)

(ii) « *Le Distributeur ne dispose pas des données historiques demandées pour les années 2014, 2015 et 2016. En effet, ces informations sont compilées et disponibles seulement depuis le suivi de l'entente globale cadre pour la période du 1er janvier 2017 au 31 janvier 2017.* »

(iii) Le Distributeur a déposé le Suivi détaillé des activités d'achat pour les années 2014, 2015 et 2016.

Demande :

24.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur a pu compiler les suivis mentionnés à la référence (iii) alors qu'il ne posséderait pas les données historiques sur les quantités et les prix horaires des achats de court terme pour les années 2014 à 2016 comme il l'affirme à la référence (ii).