Annexe
Approvisionnements

Table des matières

1. Historique des événements importants depuis le *Plan d'approvisionnement 2023-2032*....4
2. Suivi de la stratégie du *Plan d'approvisionnement 2023-2032*....6
3. Capacité des interconnexions....7
4. Historique des approvisionnements....8
5. Stratégie d'utilisation des options de GDP....8
6. Suivi des conventions d'énergie différée....9
7. Suivi de la production éolienne et du service d'intégration éolienne (SIÉ)....11
8. Critère de conception du réseau de transport....11

Liste des figures

Figure 3.1 Carte des interconnexions....7

Liste des tableaux

Tableau 4.1 Données historiques relatives aux approvisionnements....8
Tableau 4.2 Données historiques relatives aux achats de puissance sur les marchés de court terme....8
Tableau 6.1 Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Sommaire....9
Tableau 6.2 Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat en base (350 MW)....10
Tableau 6.3 Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat cyclable (250 MW)....10
Tableau 7.1 Coût du SIÉ - 1er septembre 2025 au 31 août 2026....11

1. Historique des événements importants depuis le *Plan d'approvisionnement 2023-2032*

11 novembre 2022	Approbation par la Régie de la demande d'ordonnance de sauvegarde relative au maintien de la GDP Affaires pour l'hiver 2022-2023 (décision D-2022-125).
13 décembre 2022	Approbation par la Régie de la demande de renouvellement de l'entente globale cadre pour la période du 1er janvier 2023 au 31 décembre 2025 (décision D-2022-151).
10 février 2023	Acceptation par la Régie de la demande du Distributeur de fermer le dossier concernant la demande d'approbation des critères d'évaluation des soumissions et de leur pondération pour les appels d'offres de 1 300 MW d'énergie renouvelable (A/O 2022-01) et de 1 000 M d'énergie éolienne (A/O 2022-02) (décision D-2023-019).
26 mai 2023	Approbation par la Régie des critères d'évaluation des soumissions et de leur pondération, des caractéristiques du produit recherché et des exigences minimales pour l'appel d'offres de 1 500 MW d'énergie éolienne (A/O 2023-01). Cette décision a été rendue dans le cadre de la phase 3 de la demande d'approbation du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* du Distributeur (décision D-2023-062).
31 mai 2023	Décision à la demande conjointe de fixation du tarif biénergie d'Hydro-Québec pour la clientèle commerciale et institutionnelle et de modification des conditions de service et tarif d'Énergir dans le cadre du dossier sur les mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments (décision D-2023-068).
20 septembre 2023	Décision relative à la phase 1 de la demande d'approbation du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* du Distributeur (décision D-2023-109).
22 septembre 2023	Approbation par la Régie des contrats d'approvisionnement en électricité découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 (décision D-2023-112).
14 novembre 2023	Décision relative à la fixation d'une Option tarifaire visant la Gestion de la demande de puissance de la clientèle Affaire (OGA) et demande d'une décision prioritaire de nature à permettre d'en débuter la commercialisation pour l'hiver 2023-2024 (décision D-2023-131).
26 avril 2024	Décision relative à la phase 2 de la demande d'approbation du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* du Distributeur (décision D-2024-041).
19 août 2024	Approbation par la Régie des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2023-01 pour un bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne (décision D-2024-087).

14 mars 2025	Décision relative à la refonte des options tarifaires de GDP pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle (GDP Engagement et Latitude) (décision D-2025-037)
7 juin 2025	Adoption par le gouvernement du Québec de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (« Loi 24 »)[1].
1er décembre 2025	Approbation par la Régie des critères d'évaluation des soumissions de l'appel d'offres pour un bloc de 300 MW d'approvisionnements en énergie solaire photovoltaïque (A/O 2025-01) (décision D-2025-116).
28 avril 2026	Lancement de l'A/O 2026-01 : appel d'offres pour l'acquisition d'énergie éolienne, portant sur l'acquisition de 5 à 10 TWh de nouvelle énergie éolienne à l'horizon 2031-2038 et sur le remplacement des volumes d'énergie éolienne provenant de parcs éoliens existants dont les contrats d'approvisionnement arrivent à échéance.
7 mai 2026	Rejet par la Régie de la demande du Distributeur de fixer une modalité tarifaire relative à l'utilisation d'un système de gestion de l'énergie électrique (SGEE) (décision D-2026-047).
30 juin 2026	Publication du premier *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques* (PGIRE) par le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE).
15 juillet 2026	Publication à la Gazette officielle du Québec du *Règlement concernant la teneur et périodicité du Plan d'approvisionnement en électricité et dispense de l'obligation de soumettre un tel Plan*.
15 juillet 2026	Publication à la Gazette officielle du *Règlement sur les cas et les conditions selon lesquels le distributeur d'électricité doit demander à la Régie de l'énergie d'autoriser un contrat d'approvisionnement en électricité*.
12 août 2026	Publication à la Gazette officielle du Québec du *Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants*.
20 août 2026	Rejet par la Régie de la demande d'autorisation de modifications au contrat d'approvisionnement en électricité conclu entre le Distributeur et Kruger découlant de l'appel d'offres A/O 2003-01 – biomasse (décision D-2026-092).

[1] L.Q., 2025, c. 24.

2. Suivi de la stratégie du *Plan d'approvisionnement 2023-2032*

Dans le cadre des informations présentées en phase 2 du *Plan d'approvisionnement 2023-2032*, les besoins en approvisionnements additionnels atteignaient 37,3 TWh et 6 450 MW à l'horizon 2032. La stratégie pour répondre à ces besoins reposait sur l'efficacité énergétique, la gestion de la demande de puissance, le maintien de certains contrats venant à échéance, l'acquisition de nouveaux approvisionnements par appels d'offres de court et de long terme et le recours aux marchés de court terme.

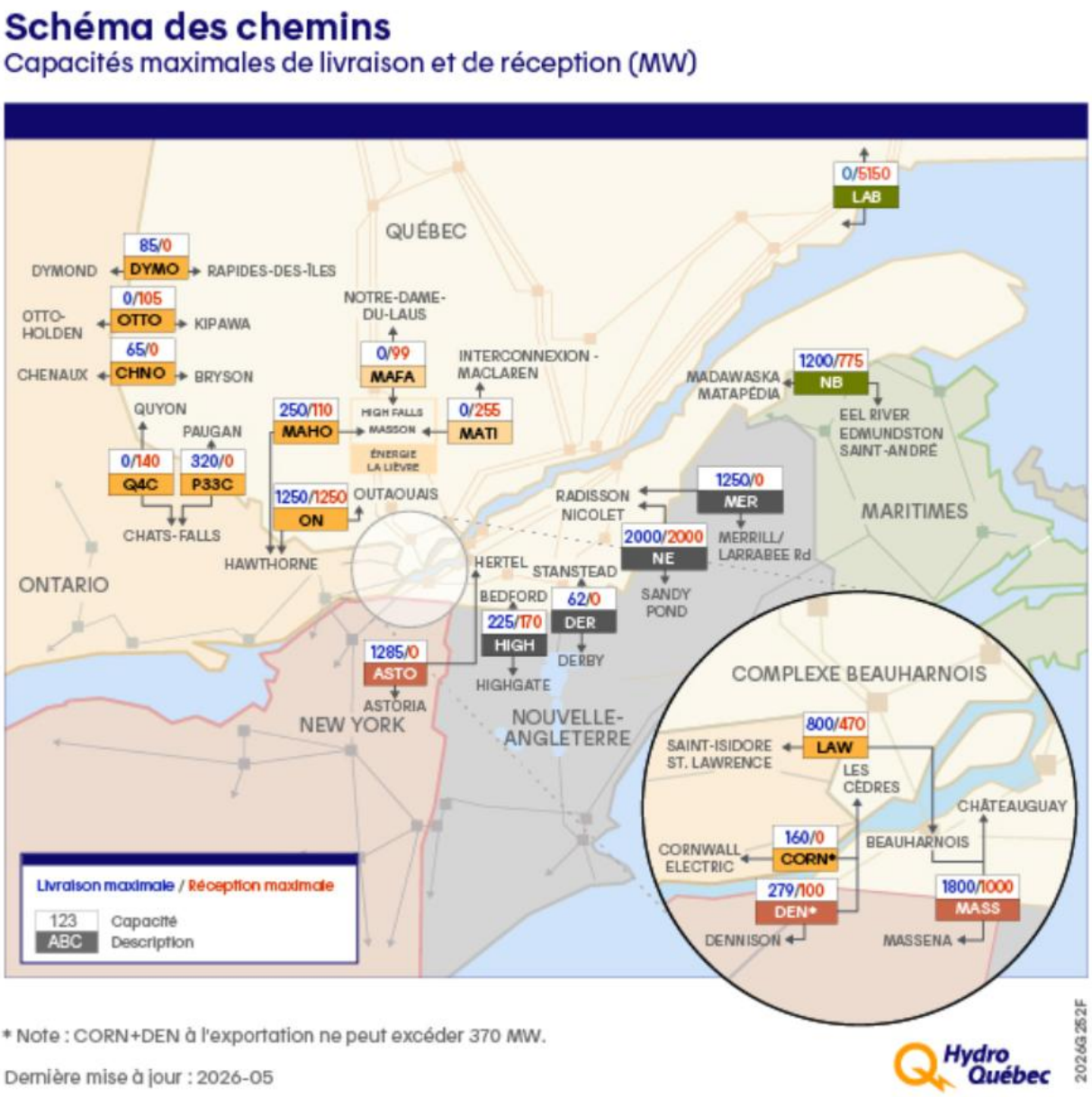
Plusieurs de ces initiatives se sont réalisées comme prévu. Les contrats issus de l'A/O 2023-01 ont été approuvés par la Régie en août 2024. La planification en efficacité énergétique a été rehaussée à 21 TWh à l'horizon 2035.

D'autres initiatives ont évolué. Le règlement sur lequel reposait le programme d'achat visant les contrats éoliens échus n'a pas été édicté. L'approche retenue pour la prolongation de ces approvisionnements est exposée à la section 6.1.2 de la pièce HQD-2, Document 1. Les approvisionnements de court et de long terme prévus par appel d'offres ont été remplacés par de nouveaux approvisionnements, approuvés dans la décision sur la demande tarifaire 2026-2028, et par les stratégies éolienne et solaire présentées au chapitre 6 de la même pièce. Enfin, le Distributeur a lancé un premier appel d'offres solaire de 300 MW qui ne figurait pas au *Plan d'approvisionnement 2023-2032*.

3. Capacité des interconnexions

Les capacités de référence des interconnexions, affichées sur le site OASIS du Transporteur, sont présentées à la figure 3.1.

Figure 3.1
Carte des interconnexions



Source : site OASIS du Transporteur

À noter que le Distributeur ne fait plus de transactions sur le marché et que c'est à Hydro-Québec que revient la responsabilité de fournir l'approvisionnement à court terme requis pour répondre aux besoins de la charge locale. Pour ce faire, elle peut recourir à son

parc de production ou, si besoin, à des importations en provenance des marchés limitrophes. Les interconnexions sont donc essentielles pour assurer la fiabilité d'Hydro-Québec à répondre aux besoins de la charge locale.

4. Historique des approvisionnements

Tableau 4.1
Données historiques relatives aux approvisionnements

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Volume de consommation patrimoniale	TWh	155,1	156,3	156,7	157,4	155,5	159,1	160,2	159,8	160,0	162,2
Taux de pertes de l'électricité patrimoniale	%	7,8%	7,3%	7,4%	7,4%	7,4%	7,5%	7,3%	7,4%	7,3%	7,4%
Volume d'électricité patrimoniale	TWh	167,2	167,7	168,3	169,1	167,0	171,0	172,0	171,6	171,7	174,1
Volume d'électricité patrimoniale inutilisée	TWh	11,6	11,2	10,6	9,8	11,8	7,9	6,8	7,3	7,1	4,7
Approvisionnements de long terme (base)	TWh	14,7	15,3	16,4	16,6	16,6	16,8	17,0	17,0	17,1	17,4
Approvisionnements de long terme (cyclable)	TWh	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	1,0
Approvisionnements de court terme	TWh	0,1	0,5	0,8	1,8	0,2	0,4	4,4	1,0	0,5	5,4
Électricité de l'entente globale cadre	TWh	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité revendue	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité interruptible	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3
Total	**TWh**	**14,9**	**15,9**	**17,4**	**18,5**	**16,8**	**17,2**	**21,9**	**18,2**	**17,7**	**24,1**
Approvisionnements de long terme (base)	M$	1 437,2	1 524,6	1 660,2	1 785,7	1 796,5	1 776,2	1 877,4	1 821,4	1 922,9	2 016,3
Approvisionnements de long terme (cyclable)	M$	31,8	33,7	39,3	39,9	33,8	36,4	52,4	38,2	40,3	107,1
Approvisionnements de court terme	M$	30,3	62,4	75,7	91,0	9,4	16,4	439,2	100,3	47,3	958,9
Électricité de l'entente globale cadre	M$	0,0	5,7	0,0	0,0	0,0	0,2	4,6	4,7	0,8	1,4
Électricité revendue	M$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité interruptible (énergie et puissance)	M$	18,2	27,8	29,6	12,7	31,9	37,3	46,1	51,2	66,3	138,1
Total	**M$**	**1 517,4**	**1 654,1**	**1 804,8**	**1 929,4**	**1 871,6**	**1 866,6**	**2 419,8**	**2 015,8**	**2 077,6**	**3 221,8**

Tableau 4.2
Données historiques relatives aux achats de puissance sur les marchés de court terme

		2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Achat de puissance à la pointe d'hiver (janvier)	**(MW)**	650	300	225	0	675	100	650	1000	775	300
Quantité totale de puissance achetée	**(MW-mois)**	2 300	1200	550	0	1325	200	1325	2000	1550	600
Quantité d'énergie appelée (contrats d'achats de puissance)	**(GWh)**	5	0,3	3,6	0	16,9	0,0	260,8	34,4	0,0	10,1
Coût total - puissance et énergie	**(M$)**	19	14,7	3,5	0	1,5	0,1	47,2	22,6	10,9	6,0
Potentiel de partage de réserve évaluée par le NPCC[1,2]	**(MW)**	3402/ 3491	3402/ 3492	3402/ 3493	3402/ 3494	3521/ 3789	2129/ 2633	2721/ 2752	2721/ 2752	3271/ 3344	3271/ 3344

1 : Suivi de la décision D-2014-205, paragraphe 191.
2 : De 2016 à 2020, basé sur l'évaluation du NPCC Review of Interconnection Assistance Reliabilitiy Benefits (Tie Benefit Study) de l'année 2016. De 2020 à 2021, basé sur l'évaluation de 2020. De 2022 à 2023, basé sur l'évaluation de 2021. De 2024 à 2025, basé sur l'évaluation de 2023.

5. Stratégie d'utilisation des options de GDP

Conformément à la décision D-2025-119[2], le Distributeur présente la stratégie d'utilisation des moyens de GDP.

[2] Paragraphe 134.

Au début de chaque hiver, une étude des besoins réguliers du Distributeur (BRD) prévus selon des conditions climatiques normales est réalisée. Cette analyse permet d'établir, à des fins de planification, les niveaux de demande déclenchant l'utilisation des différents moyens de GDP, en tenant compte du nombre d'heures d'effacement disponible propre à chaque option tarifaire. Un ordonnancement initial est ainsi établi pour la période hivernale.

Cet ordonnancement peut toutefois être réévalué et ajusté en cours d'hiver afin de tenir compte de l'évolution des conditions réelles, de contribuer à la fiabilité des approvisionnements et de favoriser une utilisation efficiente des moyens disponibles. Les ajustements apportés à la séquence d'ordonnancement au cours de l'hiver tiennent compte des BRD observés, des mises à jour de la prévision des BRD sur l'horizon de court terme, de la disponibilité des moyens de GDP et de leurs modalités d'utilisation, ainsi que des contraintes du réseau et des interconnexions. Ces ajustements peuvent notamment être requis en présence d'écarts importants entre les températures réelles et celles à conditions climatiques normales, ou lorsque des périodes de pointe surviennent de façon fréquente à des moments où seulement une partie des moyens de GDP sont disponibles.

Ces ajustements visent à préserver une quantité suffisante de moyens de GDP pour répondre aux besoins anticipés sur l'ensemble de la période hivernale, tout en permettant de satisfaire les besoins d'effacement qui se matérialisent au fur et à mesure que l'hiver progresse.

6. Suivi des conventions d'énergie différée

Tableau 6.1
Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Sommaire

		2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	300	600	800	800
	Février	0	352	700	661
	Mars	0	0	0	0
	Avril	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0
	Décembre	0	250	0	0
En TWh	**Total différé**	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,2	0,9	1,1	1,0
	Solde	-3,0	-2,1	-1,1	0,0

Tableau 6.2
Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat en base (350 MW)

	Contrat en base	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	300	600	0	0
	Février	0	52	0	0
	Mars	0	0	0	0
	Avril	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0
	Décembre	0	0	0	0
En TWh	**Total différé**	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,2	0,5	0,0	0,0
	Solde	-0,5	0,0	0,0	0,0

Tableau 6.3
Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat cyclable (250 MW)

	Contrat cyclable	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	800	800
	Février	0	300	700	661
	Mars	0	0	0	0
	Avril	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0
	Décembre	0	250	0	0
En TWh	**Total différé**	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,0	0,4	1,1	1,0
	Solde	-2,5	-2,1	-1,0	0,0

7. Suivi de la production éolienne et du service d'intégration éolienne (SIÉ)

Conformément à la décision D-2020-103[3], le Distributeur présente le suivi de la production éolienne et du SIÉ.

Tableau 7.1
Coût du SIÉ - 1er septembre 2025 au 31 août 2026

Mois /Année	septembre 2025	octobre 2025	novembre 2025	décembre 2025	janvier 2026	février 2026	mars 2026	avril 2026	mai 2026	juin 2026	juillet 2026	août 2026	Total
Puissance moyenne installée (MW)	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75
(Art. 10.1) Coûts des retours d'énergie (k$)	6 699	9 230	8 945	9 230	9 230	8 337	9 218	6 699	6 923	6 699	6 923	6 923	95 055
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (k$)	159	210	267	233	345	209	364	275	220	192	201	170	2 844
(Art. 10.3) Retours d'énergie "Énergie livrée par HQP" (MWh)	802 602	1 105 807	1 071 622	1 105 807	1 105 807	998 794	1 104 321	802 602	829 355	802 602	829 355	829 355	11 388 031
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	757 445	844 738	1 055 195	1 211 922	1 069 444	760 057	1 163 572	892 914	836 408	505 848	834 967	572 704	10 505 214
Écart (MWh)	45 157	261 069	16 427	-106 114	36 363	238 737	-59 251	-90 312	-7 052	296 754	-5 612	256 651	882 817
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (k$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40 751
Coût total (k$)	6 859	9 440	9 212	9 463	9 575	8 546	9 581	6 974	7 143	6 891	7 124	7 092	138 650

Note: Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP est payable annuellement suivant la fin de l'année contractuelle.

Au 31 août 2026, la puissance contractuelle des parcs éoliens sous contrat avec le Distributeur totalisait 3 715,75 MW. Le coût total du SIÉ a atteint 138 649 922 $ pour la période couverte par le présent suivi.

8. Critère de conception du réseau de transport

Le réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus correspondant à une pointe supérieure de 4 000 MW à la pointe de charge normale, c'est-à-dire des besoins prévus par le scénario de la demande de référence auxquels 4 000 MW sont ajoutés. L'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère.

[3] Dossier R-4061-2018, décision D-2020-103, paragraphe 161.