Plan d'approvisionnement 2027-2041 en réseau intégré

Table des matières

1. Objet du Plan d'approvisionnement en réseau intégré 7
1.1. Une planification centrée sur les besoins de la clientèle 8
1.2. Une planification axée sur la fiabilité des approvisionnements 8
1.3. Contexte général de l'équilibre offre-demande 8
1.4. Contexte d'affaires : incidence du cadre énergétique québécois sur la planification énergétique 9
1.5. Portée et organisation du Plan 11
2. Prévision de la demande 12
2.1. Approche méthodologique 14
2.1.1. Croissance naturelle des secteurs résidentiel et commercial 15
2.1.2. Décarbonation des bâtiments 15
2.1.3. Croissance naturelle du secteur industriel 16
2.1.4. Nouveaux usages et secteurs émergents 16
2.1.5. Électrification des transports 17
2.1.6. Décarbonation des procédés industriels 17
2.1.7. Veille méthodologique 18
2.2. Contexte économique 18
2.2.1. Contexte mondial 18
2.2.2. Contexte nord-américain 18
2.2.3. Conjoncture québécoise 18
2.2.4. Habitation 19
2.2.5. Marché du travail 19
2.3. Prévision des ventes régulières d'électricité 20
2.4. Prévision des ventes par secteurs 22
2.4.1. Secteur résidentiel 22
2.4.2. Secteur commercial 23
2.4.3. Secteur industriel 25
2.5. Prévision des besoins en énergie et en puissance 28
2.5.1. Besoins en énergie 28
2.5.2. Pertes globales 29
2.5.3. Besoins en puissance 30
2.5.4. Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages 31
2.6. Aléas de la demande 32
2.6.1. Aléa climatique 32
2.6.2. Aléa sur la demande prévue 32
2.6.3. Aléa global 35
3. Utilisation efficace de l'énergie et de la puissance 36
3.1. Approche méthodologique 36
3.2. Vision et objectifs 37
3.3. Stratégie 37
3.4. Efficacité énergétique 39
3.4.1. Secteur résidentiel 39
3.4.2. Secteur commercial et institutionnel 40
3.4.3. Secteur industriel 42
3.5. Gestion de la demande de puissance 43
3.5.1. Secteur résidentiel 44
3.5.2. Secteurs commercial, institutionnel et industriel 44
3.5.3. Améliorations méthodologiques 44
3.6. Gestion des risques 47
4. Approvisionnements existants et requis 49
4.1. Approvisionnements existants 49
4.1.1. Approvisionnements fournis par Hydro-Québec 49
4.1.2. Approvisionnements fournis par des tiers 50
4.1.3. Gestion de la demande de puissance 51
4.1.4. Autres moyens 51
4.2. Bilan d'énergie 52
4.3. Bilan de puissance 52
4.3.1. Évaluation de la réserve de planification 53
4.3.2. Traitement des énergies renouvelables variables dans la réserve de planification 53
4.3.3. Améliorations aux outils d'évaluation du risque en puissance 54

4.3.4. Évolution du taux de réserve 55
4.3.5. Taux de réserve des moyens de GDP 55
4.4. Bilans prévisionnels détaillés, énergie et puissance 57
4.5. Caractérisation des besoins à combler par de nouveaux approvisionnements 58
5. Évaluation des ressources énergétiques et de leur contribution au système électrique 60
5.1. Les ressources en énergie 60
5.1.1. L'énergie éolienne 60
5.1.2. L'énergie solaire 62
5.1.3. La petite hydraulique 64
5.1.4. Le thermique pour de la production en base 65
5.1.5. Balisage des coûts de l'énergie 65
5.2. Les ressources en puissance 67
5.2.1. Le thermique de pointe 67
5.2.2. Le stockage d'énergie par batteries 68
5.2.3. Les autres solutions de stockage de longue durée 68
5.2.4. Balisage des coûts de la puissance 69
5.3. La grande hydraulique 72
5.4. Enjeux d'intégration au réseau 73
6. Stratégie d'approvisionnement 74
6.1. Maintien des approvisionnements existants 75
6.1.1. Électricité postpatrimoniale fournie par Hydro-Québec 75
6.1.2. Contrats éoliens 76
6.1.3. Contrats de cogénération à la biomasse 77
6.1.4. Contrats de petites centrales hydrauliques 77
6.2. Développement de nouvelles capacités 77
6.2.1. Filière éolienne 78
6.2.2. Filière solaire 79
6.2.3. Filière du thermique de pointe 80
6.2.4. Filière du stockage d'énergie par batteries 80
6.2.5. Filière de la grande hydraulique 80
6.3. Éléments de flexibilité de la stratégie d'approvisionnement 82
6.4. Contribution de la stratégie à l'équilibre offre-demande 82
6.5. Bilans prévisionnels détaillés avec la contribution attendue de la stratégie 85
6.6. Localisation des approvisionnements et plan de développement du réseau de transport 86
6.7. Une stratégie élaborée dans le respect du PGIRE 86
7. Gestion des risques 88
7.1. Risques énergétiques et démonstrations de la fiabilité 88
7.1.1. Aléas sur la demande 88
7.1.2. Aléa hydrique 88
7.1.3. Attestation de fiabilité énergétique 89
7.1.4. Attestation de fiabilité en puissance 89
7.2. Risques liés à l'évolution tendancielle de la demande 90
7.2.1. Demande inférieure aux prévisions 90
7.2.2. Demande supérieure aux prévisions 90
7.3. Risques concernant la réalisation des approvisionnements 90
7.3.1. Mécanismes contractuels et suivi des contreparties 91
7.3.2. Réalisation des projets déjà sous contrat 91
7.3.3. Prolongation des contrats arrivant à échéance 91
7.3.4. Réalisation des nouvelles capacités 92
8. Conclusion 94

Liste des figures

Figure 1.1 Cibles énergétiques du PGIRE à l'horizon 2030 et 2040 10
Figure 2.1 Éléments de croissance sur l'horizon du Plan 13
Figure 2.2 Méthodologie de la prévision de la demande 14
Figure 2.3 Éléments de croissance du secteur résidentiel 22
Figure 2.4 Éléments de croissance du secteur commercial 23
Figure 2.5 Éléments de croissance du secteur industriel 25
Figure 2.6 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver 30
Figure 2.7 Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande Besoins en énergie 34
Figure 2.8 Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande Besoins en puissance à la pointe d'hiver 34
Figure 3.1 Répartition des gisements en efficacité énergétique pour les années 2027 à 2035 – Secteur résidentiel 40
Figure 3.2 Répartition des gisements en efficacité énergétique pour les années 2027 à 2035 – Secteurs commercial et institutionnel 41
Figure 3.3 Répartition des gisements en efficacité énergétique 42
pour les années 2027 à 2035 – Secteur industriel 42
Figure 3.4 Illustration du concept de déplacement Besoins québécois avant et après la contribution des moyens de GDP 45
Figure 3.5 Profils types indexés d'une journée de pointe pour différents territoires 46
Figure 3.6 Fourchette d'encadrement des contributions en énergie en efficacité énergétique 47
Figure 4.1 Aperçu des besoins à combler en énergie 52
Figure 4.2 Aperçu des besoins à combler en puissance 53
Figure 4.3 Besoins horaires et mensuels à combler, 2030 58
Figure 4.4 Besoins horaires et mensuels à combler, 2035 58
Figure 4.5 Besoins horaires et mensuels à combler, 2041 59
Figure 5.1 Profil saisonnier de la production éolienne par rapport à la demande 61
Figure 5.2 Profils horaires illustratifs de la production éolienne 61
Figure 5.3 Contribution en puissance de la filière éolienne 62
Figure 5.4 Profil saisonnier de la production solaire par rapport à la demande 63
Figure 5.5 Profil horaire de la production solaire par rapport à la demande 64
Figure 5.6 Coûts actualisés de l'énergie (LCOE) bruts – hors transport 66
Figure 5.7 Coûts actualisés de l'énergie (LCOE) nets – hors transport 66
Figure 5.8 Coûts actualisés de l'énergie (LCOE) nets – avec transport 66
Figure 5.9 Coûts actualisés de puissance bruts – hors transport – puissance installée 70
Figure 5.10 Coûts actualisés de puissance bruts – avec transport – puissance installée 70
Figure 5.11 Coûts actualisés de puissance nets par filière – avec transport – puissance reconnue 71
Figure 6.1 Illustration de la contribution de la stratégie d'approvisionnement à l'équilibre offre-demande, en énergie 83
Figure 6.2 Illustration de la contribution de la stratégie d'approvisionnement à l'équilibre offre-demande, en puissance 84

Liste des tableaux

Tableau 2.1 Prévision des ventes régulières au Québec 21
Tableau 2.2 Éléments de croissance des ventes par secteur de consommation sur l'horizon 2026-2041 21
Tableau 2.3 Prévision des besoins en énergie 28
Tableau 2.4 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages 31
Tableau 2.5 Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande en énergie à conditions climatiques normales 33
Tableau 2.6 Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande en puissance à conditions climatiques normales 33
Tableau 2.7 Aléa sur les besoins annuels en énergie 35
Tableau 2.8 Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver 35
Tableau 3.1 Prévision des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique 39
Tableau 3.2 Contribution des options tarifaires de GDP 43
Tableau 3.3 Description des moyens de GDP existants 43
Tableau 4.1 Approvisionnements fournis par Hydro-Québec 49
Tableau 4.2 Approvisionnements postpatrimoniaux fournis par des tiers 51
Tableau 4.3 Autres moyens inscrits aux approvisionnements 51
Tableau 4.4 Taux de réserve de planification (%) 55

Tableau 4.5 Taux de réserve des options tarifaires de GDP 56
Tableau 4.6 Bilan d'énergie, approvisionnements existants (TWh) 57
Tableau 4.7 Bilan de puissance, approvisionnements existants (MW) 57
Tableau 6.1 Contribution de la stratégie d'approvisionnement au bilan d'énergie 85
Tableau 6.2 Contribution de la stratégie d'approvisionnement au bilan de puissance 85

1. Objet du Plan d'approvisionnement en réseau intégré

Le présent Plan d'approvisionnement porte sur l'alimentation en électricité de la clientèle raccordée au réseau intégré d'Hydro-Québec sur l'horizon 2027-2041 (le « Plan »). Il constitue l'exercice de planification par lequel Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »), établit l'évolution anticipée des besoins de sa clientèle et présente les moyens envisagés pour y répondre de façon fiable et sécuritaire.

Le Plan poursuit quatre objectifs complémentaires. Ensemble, ils structurent la démonstration présentée dans les chapitres suivants et permettent d'apprécier la cohérence globale de la planification.

- **Établir les besoins futurs** : Le Plan présente une prévision de la demande en énergie et en puissance, les hypothèses qui la sous-tendent et les principales incertitudes qui l'entourent. Il explique les facteurs qui contribuent à l'évolution des besoins et distingue les tendances structurelles des éléments plus incertains. L'objectif est de fournir une assise transparente et documentée pour comprendre les besoins auxquels la stratégie d'approvisionnement doit répondre.
- **Évaluer la suffisance des approvisionnements** : Le Plan met en perspective les besoins prévus et les approvisionnements disponibles ou attendus. Cette comparaison permet d'identifier les écarts à combler, leur évolution dans le temps et leur nature en énergie ou en puissance.
- **Présenter une stratégie d'approvisionnement alignée sur les besoins** : Le Plan expose les moyens envisagés pour combler les besoins additionnels et maintenir l'équilibre offre-demande. Il présente leur contribution attendue, leur complémentarité et leur séquencement. La stratégie retenue repose sur l'adéquation entre les besoins identifiés et les caractéristiques des ressources proposées, en énergie et en puissance, ainsi que sur une appréciation des délais et des contraintes de réalisation.
- **Préserver la flexibilité de la trajectoire** : Le Plan identifie les risques qui pourraient modifier les besoins ou la disponibilité des moyens. Il précise l'approche retenue pour adapter la trajectoire à l'évolution réelle de la demande, des technologies, des coûts et des conditions de réalisation. Cette flexibilité vise à éviter à la fois de retarder les décisions nécessaires et de figer prématurément des choix qui pourront être mieux informés ultérieurement.

Le Plan présente d'abord les besoins anticipés, puis les différents moyens susceptibles de contribuer à leur satisfaction. Il expose les caractéristiques, le potentiel et le rôle attendu de ces moyens dans l'évolution du portefeuille d'approvisionnements. À partir de cette analyse, le Plan décrit la stratégie pour répondre aux besoins identifiés. La stratégie retenue ne consiste pas à arrêter dès maintenant l'ensemble des décisions qui devront être prises jusqu'en 2041. Elle précise plutôt la trajectoire proposée, les moyens qui peuvent être mobilisés, leur séquencement probable et les conditions qui guideront les ajustements futurs. Elle permet

ainsi de distinguer les actions qui doivent être engagées à court terme des options qui devront être précisées à mesure que la demande, les technologies et les conditions de réalisation évolueront.

1.1. Une planification centrée sur les besoins de la clientèle

La première fonction du Plan est d'établir l'ampleur, le profil et l'incertitude des besoins futurs de la clientèle. À cette fin, il présente une prévision de la demande en énergie et en puissance fondée sur les informations disponibles au moment de son élaboration. Cette prévision considère l'évolution des usages existants, l'électrification de nouveaux usages, la transformation de certaines activités économiques ainsi que les changements susceptibles de modifier les profils de consommation.

La prévision de la demande établit un scénario de référence quant à l'évolution des facteurs économiques, démographiques, technologiques et climatiques. La prévision demeure toutefois soumise à diverses sources d'incertitude, dont le Plan tient compte afin d'estimer les limites à l'intérieur desquelles la demande en énergie et en puissance devrait se situer et de soutenir la planification des approvisionnements.

À partir de cette prévision, le Plan établit les bilans d'énergie et de puissance. Ces bilans permettent d'identifier le moment où les approvisionnements disponibles ne suffisent plus et de mesurer l'ampleur des besoins additionnels. Les bilans constituent ainsi le point d'ancrage de la stratégie.

1.2. Une planification axée sur la fiabilité des approvisionnements

La fiabilité des approvisionnements renvoie à la capacité de disposer, au moment requis, des ressources nécessaires pour satisfaire les besoins de la clientèle conformément aux critères applicables. Elle est appréciée à partir des bilans d'énergie et de puissance, de la réserve de planification et des moyens de gérer les risques présentés dans le Plan. Elle exige que la contribution des ressources soit évaluée selon les services qu'elles peuvent effectivement rendre, et non uniquement selon leur production annuelle attendue.

Par ailleurs, le Plan présente une estimation des coûts comparatifs des filières, les services rendus, les risques et les délais de réalisation. Les prix, les modalités et les autres éléments de coût des futurs approvisionnements seront présentés dans le cadre réglementaire applicable et au moment où l'approvisionnement doit être sécurisé.

Le Plan vise ainsi à démontrer que la stratégie globale permet de satisfaire les besoins prévus de manière fiable et suffisamment souple pour s'adapter à l'évolution des besoins, des risques et des conditions de réalisation.

1.3. Contexte général de l'équilibre offre-demande

La demande d'électricité au Québec est appelée à croître de façon soutenue, notamment en raison de la transition énergétique et de la décarbonation de l'économie. Cette croissance provient moins des usages traditionnels, dont la progression est en bonne partie compensée

par l'efficacité énergétique, incluant la production solaire décentralisée, que de nouveaux usages : électrification des transports, décarbonation des procédés industriels et essor des centres de données.

Par ailleurs, les approvisionnements existants du Distributeur demeurent globalement stables sur l'horizon du Plan grâce à la mise en service des projets issus des appels d'offres de 2021 et 2023, mais ils diminuent néanmoins avec l'échéance de la majorité des approvisionnements postpatrimoniaux du portefeuille actuel du Distributeur (notamment ceux des filières éolienne, de cogénération à la biomasse et de petite hydraulique).

La croissance des besoins, jumelée à l'échéance de nombreux approvisionnements, accentue la pression sur les bilans énergétiques et nécessite d'optimiser l'utilisation de l'énergie, d'augmenter la production et d'accélérer la réalisation des projets afin de renforcer la sécurité énergétique du Québec.

1.4. Contexte d'affaires : incidence du cadre énergétique québécois sur la planification énergétique

Le présent Plan est le premier élaboré sous le régime de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques* (la « Loi 24 »), sanctionnée en juin 2025. Cette loi modifie la *Loi sur la Régie de l'énergie* et la *Loi sur Hydro-Québec*, ainsi que les conditions dans lesquelles le Distributeur planifie ses approvisionnements, tout en maintenant les fondements de la planification de l'équilibre offre-demande. Elle influe également sur la teneur même du Plan, qui doit désormais s'inscrire dans une planification énergétique plus intégrée, arrimée aux orientations gouvernementales et adaptée à un contexte de croissance soutenue des besoins.

Quatre changements structurants découlant de la Loi 24 orientent plus particulièrement le Plan. Premièrement, il doit être élaboré dans le respect du *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques* (PGIRE). Deuxièmement, l'horizon de planification passe de 10 à 15 ans. Troisièmement, l'obligation générale de procéder par appel d'offres est remplacée par un régime d'autorisation des contrats par la Régie de l'énergie (la « Régie »), sous réserve des cas où cette autorisation n'est pas requise. Quatrièmement, un régime distinct est établi pour les approvisionnements fournis par Hydro-Québec au-delà du volume patrimonial, dont les coûts sont établis par la Régie de façon à refléter ceux du marché pour des produits ou services comparables.

Le PGIRE constitue le principal cadre d'orientation gouvernementale auquel le Plan doit se rattacher. Il établit des cibles relatives à l'efficacité énergétique et aux approvisionnements en énergie et en puissance électrique à l'horizon 2050, avec des jalons intermédiaires pour 2030 et 2040. Ces cibles permettent de situer la démarche du Distributeur dans une trajectoire d'ensemble cohérente avec les objectifs énergétiques du Québec.

Figure 1.1
Cibles énergétiques du PGIRE à l'horizon 2030 et 2040



L'allongement de l'horizon de planification modifie également la portée de l'analyse en couvrant 15 ans plutôt que 10 ans. Le Plan doit présenter les sources d'approvisionnement envisagées, les quantités correspondantes et les délais estimés pour satisfaire les besoins. Cet horizon élargi permet de mieux tenir compte des délais de développement des nouvelles ressources et des besoins associés au développement du réseau de transport. Toutefois, il amène un degré d'incertitude additionnel sur la croissance de la demande à plus long terme.

Sur le plan des modalités d'approvisionnement, la réforme fait évoluer la gouvernance applicable aux approvisionnements du Distributeur. Les approvisionnements de long terme relèvent désormais de deux régimes distincts : d'une part, les approvisionnements contractés auprès de tiers sur le marché de la production d'électricité et, d'autre part, les approvisionnements fournis par Hydro-Québec. Quant aux approvisionnements de court terme, ils sont maintenant entièrement fournis par Hydro-Québec et le Distributeur a cessé de transiger sur les marchés de court terme. Ces changements n'éliminent en rien l'importance d'une planification prudente des besoins à couvrir et des moyens retenus pour y répondre.

Cette évolution du cadre d'approvisionnement entraîne également la fin des contrats qui liaient auparavant Hydro-Québec dans ses activités de production et le Distributeur, bien que les approvisionnements se poursuivent aux conditions des contrats antérieurs pour leur durée non écoulée.

Ces changements conduisent ainsi à une planification sur un horizon plus long, davantage intégrée aux orientations gouvernementales et reposant sur une combinaison de modalités d'approvisionnement et de mécanismes d'autorisation adaptés aux besoins à combler.

Par ailleurs, le processus d'octroi des blocs d'électricité pour le raccordement des projets d'une puissance de 5 MW et plus constitue un élément du contexte de planification énergétique. Tout nouveau projet nécessitant une alimentation électrique de 5 MW ou plus doit obtenir l'autorisation du gouvernement du Québec.

1.5. Portée et organisation du Plan

Le Plan préconise une approche graduelle de matérialisation des approvisionnements. Il identifie les besoins qui appellent des actions dans les premières années de l'horizon et présente, pour les années plus éloignées, une trajectoire qui pourra être ajustée à mesure que les projets seront précisés et que leurs conditions de réalisation seront confirmées. Cette approche permet de tenir compte des délais nécessaires au développement des ressources sans engager prématurément des choix dont la pertinence dépend d'hypothèses encore incertaines. Les plans subséquents et les dossiers propres aux approvisionnements constituent les principaux moments où la trajectoire pourra être actualisée à la lumière de l'évolution des besoins et de la réalisation des moyens. Le Plan constitue ainsi un cadre de planification et de cohérence. Il permet d'apprécier si les moyens envisagés sont compatibles avec les besoins identifiés et si la trajectoire proposée demeure suffisamment robuste face aux risques. Il distingue ainsi les actions qui doivent être engagées à court terme des orientations de plus long terme, dont les modalités pourront être précisées dans les plans subséquents à mesure que les besoins et les conditions de réalisation se confirmeront.

Les détails de la croissance anticipée de la demande sont présentés au chapitre 2, les moyens pour encourager une utilisation efficace de l'énergie et de la puissance sont détaillés au chapitre 3 et les bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande sont présentés au chapitre 4. Le chapitre 5 évalue les différentes ressources énergétiques susceptibles de combler les besoins identifiés, le chapitre 6 détaille la stratégie d'approvisionnement et le chapitre 7 discute les risques qui en découlent.

2. Prévision de la demande

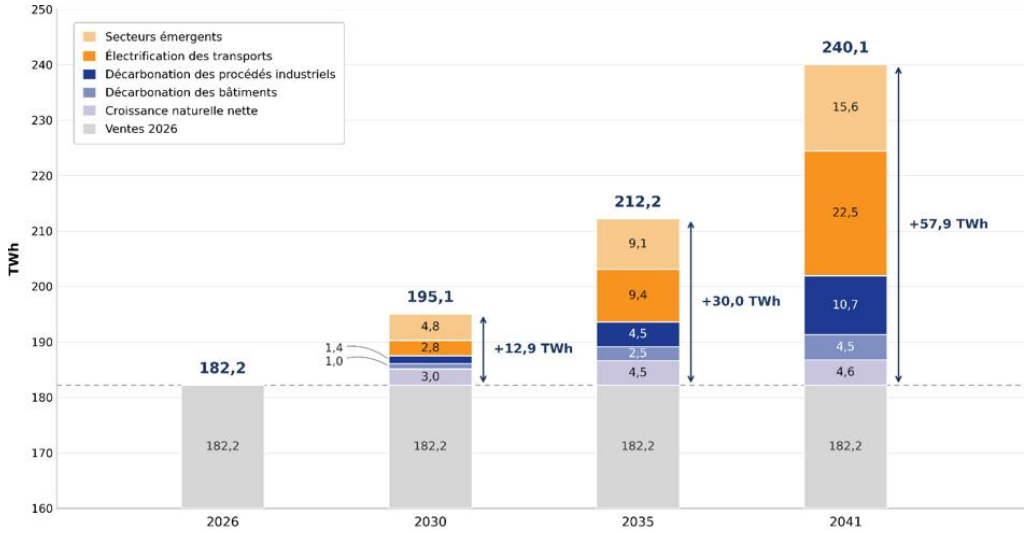
Le Distributeur présente une prévision de la demande en croissance sur l'horizon du Plan. Les ventes régulières au Québec passent de 182,2 TWh en 2026 à 240,1 TWh en 2041, soit une hausse de 57,9 TWh correspondant à un taux de croissance annuel moyen de 1,9 %.

Cette hausse repose principalement sur l'électrification des transports, le développement des secteurs émergents et la décarbonation des procédés industriels, qui représentent ensemble plus de 84 % de la croissance anticipée. L'électrification des transports en constitue le principal moteur, avec une contribution de 22,5 TWh, soit 39 % de la croissance, suivie des secteurs émergents avec 15,6 TWh, soit 27 %, et de la décarbonation des procédés industriels avec 10,7 TWh, soit 18 %. La croissance naturelle nette et la décarbonation des bâtiments contribuent respectivement pour 4,6 TWh et 4,5 TWh, soit environ 8 % chacune.

Dans ce contexte, l'évolution de la demande dépend davantage de la réalisation de projets, du rythme d'adoption des nouvelles technologies et des orientations en matière de transition énergétique que de la seule croissance économique. Ainsi, bien que les perspectives de croissance du PIB québécois soient plus modérées que celles observées au cours de certaines périodes antérieures, elles ne se traduisent pas nécessairement par un ralentissement proportionnel de la demande d'électricité.

La figure 2.1 illustre la contribution des principaux facteurs à la croissance des ventes sur l'horizon du Plan. Les hypothèses relatives au contexte économique, aux politiques publiques et à l'évolution des marchés qui sous-tendent cette prévision sont présentées dans les sections suivantes.

Figure 2.1
Éléments de croissance sur l'horizon du Plan



Note: La croissance naturelle nette correspond à l'évolution des usages existants dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, une fois prises en compte les contributions de l'efficacité énergétique et de l'autoproduction solaire photovoltaïque. L'électrification des transports regroupe les véhicules électriques, le transport public, les camions électriques et le transport lourd. Les secteurs émergents regroupent les chaînes de blocs, les centres de données, les serres et la filière batterie.

La prévision intègre les contributions de l'efficacité énergétique incluant de l'autoproduction solaire photovoltaïque, qui atténuent la croissance de la demande en énergie et en puissance. Les cibles d'efficacité énergétique retenues sont cohérentes avec celles établies dans le PGIRE. Les hypothèses, les cibles et les effets quantitatifs associés à ces facteurs d'atténuation sont présentés plus en détail à la section 3.

La prévision est par ailleurs inférieure à celle de *l'État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032*, l'écart atteignant 15,3 TWh en 2035[1]. La prévision est revue à la baisse en raison de perspectives plus prudentes quant au rythme de déploiement de la décarbonation industrielle, de l'électrification des transports, notamment à la lumière de l'évolution de la norme VZE et du développement de la filière batterie.

Cette révision ne remet pas en cause les tendances structurelles qui soutiennent la croissance de la demande d'électricité. Elle traduit plutôt une appréciation plus prudente du rythme de réalisation des projets et d'adoption des nouveaux usages. La croissance demeure soutenue par les investissements engagés, l'évolution technologique ainsi que par les choix des gouvernements, des entreprises et des ménages en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

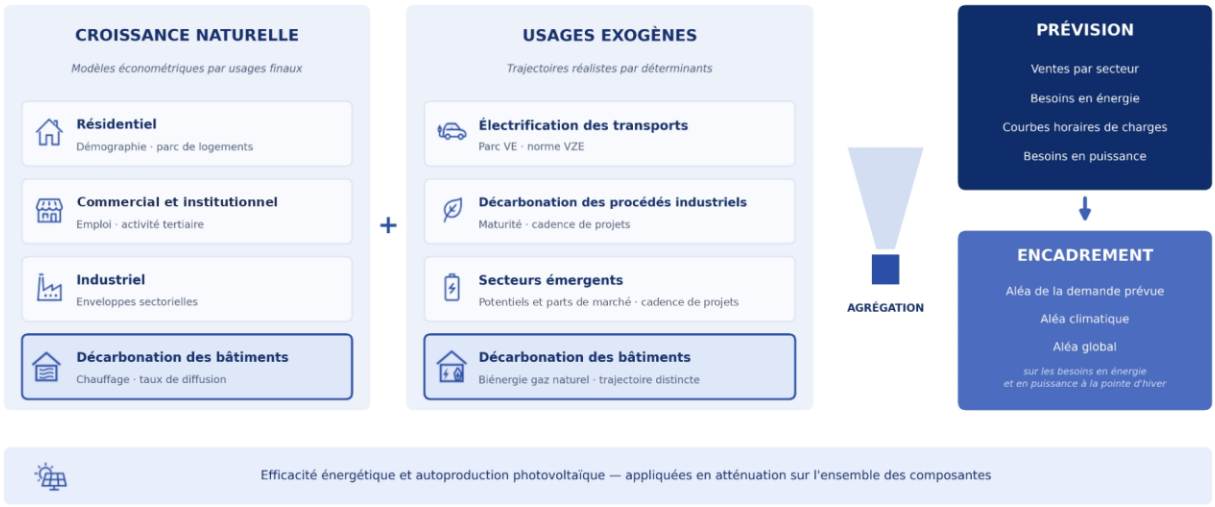
[1] Les comparaisons avec les prévisions antérieures sont présentées dans l'annexe Prévision de la demande, à la pièce HQD-2, Document 1.1.

2.1. Approche méthodologique

La prévision des ventes et des besoins constitue un intrant essentiel à l'élaboration du Plan. Elle permet d'estimer l'évolution de la demande d'électricité sur l'horizon de planification et sert de fondement à l'établissement des bilans prévisionnels ainsi qu'à la définition de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur.

L'approche méthodologique retenue demeure essentiellement inchangée par rapport à celle présentée dans le dernier plan d'approvisionnement. La prévision repose sur deux composantes distinctes, soit la croissance naturelle et les usages exogènes.

Figure 2.2
Méthodologie de la prévision de la demande



La première composante correspond à la croissance naturelle de la demande dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, y compris la décarbonation des bâtiments. Elle est estimée à partir des relations observées entre la consommation d'électricité, l'activité économique, la démographie et les caractéristiques propres à chaque secteur, à l'aide des modèles et outils de prévision.

La seconde composante regroupe les usages associés à l'électrification des transports, à la décarbonation des procédés industriels ainsi qu'au développement des secteurs émergents. Contrairement à la croissance naturelle, l'évolution de ces usages dépend davantage des politiques publiques, des cadres réglementaires, des conditions de marché, des décisions d'investissement et du rythme d'adoption des nouvelles technologies.

La décarbonation des bâtiments présente une nature hybride sur le plan méthodologique. L'électrification graduelle des systèmes de chauffage est estimée à l'intérieur des modèles d'usages finaux, par l'entremise des taux de diffusion des équipements électriques, tandis que le déploiement de la biénergie fait l'objet d'une trajectoire distincte. Aux fins de présentation des résultats, ces deux contributions sont regroupées sous la décarbonation des bâtiments.

L'efficacité énergétique, incluant l'autoproduction solaire photovoltaïque, s'applique en atténuation sur l'ensemble de ces composantes, tant en énergie qu'en puissance. La prévision est ainsi établie nette de ces contributions, dont le détail est présenté à la section 3.4 du présent document.

Aux fins de présentation des résultats, la contribution des usages existants est exprimée en croissance naturelle nette. Celle-ci correspond à l'évolution de la demande de ces usages, une fois prises en compte les contributions de l'efficacité énergétique et de l'autoproduction solaire photovoltaïque, et à l'exclusion des contributions présentées séparément.

Une part croissante de la demande projetée repose ainsi sur des facteurs dont l'évolution est plus difficile à inférer à partir des tendances historiques. La prévision présentée constitue le scénario de référence, établi à la lumière de l'information disponible au moment de sa préparation et des hypothèses retenues quant à l'évolution de ces facteurs. L'incertitude qui entoure ce scénario de référence, ainsi que son caractère asymétrique, sont traités à la section 2.6.

2.1.1. Croissance naturelle des secteurs résidentiel et commercial

Le processus débute par l'établissement d'une prévision des variables économiques. Ces variables, combinées aux informations relatives à l'intensité énergétique des usages, servent d'intrants à la prévision des ventes de chacun des secteurs de consommation sur l'horizon du Plan.

Une approche de modélisation statistique fondée sur les usages finaux est utilisée. Elle permet de représenter les transformations structurelles de la demande d'électricité et les particularités propres à chaque secteur de consommation. Elle favorise une représentation plus détaillée des facteurs qui influencent la demande d'électricité, notamment l'évolution des comportements de consommation, des technologies et de la performance technique des équipements.

Les modèles tiennent notamment compte :

- de l'évolution des équipements et des usages électriques ainsi que de leur performance technique ;
- des perspectives démographiques ;
- de la conjoncture économique ;
- de l'incidence des conditions climatiques et de leur évolution sur la demande d'électricité.

2.1.2. Décarbonation des bâtiments

La progression du chauffage électrique dans les bâtiments résidentiels et commerciaux s'inscrit dans une tendance observée de longue date. Elle est estimée directement à l'intérieur des modèles d'usages finaux, par l'entremise des taux de diffusion des équipements électriques, qui tiennent compte de l'évolution du parc de bâtiments, du rythme de

remplacement des systèmes existants et du cadre normatif applicable aux appareils fonctionnant aux combustibles fossiles.

Le déploiement de la biénergie fait pour sa part l'objet d'une trajectoire distincte, établie en fonction des modalités des offres applicables et du rythme d'adhésion anticipé de la clientèle. La demande en puissance qui en découle tient compte des modalités d'utilisation de la biénergie à la pointe.

2.1.3. Croissance naturelle du secteur industriel

La prévision de la demande du secteur industriel repose sur une approche complémentaire à celle utilisée pour les secteurs résidentiel et commercial. La prévision est établie à partir de l'évolution attendue d'enveloppes de croissance sectorielles plutôt qu'à partir d'une prévision détaillée de la charge de chacun des clients.

Cette approche reconnaît que la dynamique de consommation varie considérablement d'un secteur industriel à l'autre. L'information prospective disponible concernant les principaux clients et les projets de plus grande envergure est prise en compte afin d'ajuster les trajectoires de croissance sectorielles, particulièrement à court et à moyen termes.

L'importance accordée à cette information varie selon la structure de chaque secteur. Les ajustements sont généralement plus limités dans les secteurs caractérisés par un grand nombre de clients dont la consommation individuelle représente une faible part de la demande totale. À l'inverse, ils peuvent être plus significatifs dans les secteurs où un nombre restreint de clients représente une part importante de la consommation.

Le secteur de l'aluminium constitue un cas particulier à cet égard. Compte tenu de la forte concentration de la consommation au sein d'un nombre limité d'installations, la prévision de ce secteur repose principalement sur l'information disponible quant aux perspectives de production des clients.

2.1.4. Nouveaux usages et secteurs émergents

La prévision de la demande associée aux nouveaux usages et aux secteurs émergents repose sur l'établissement de trajectoires prospectives pour les principaux déterminants propres à chacun d'eux.

Le premier déterminant correspond à l'évolution du besoin auquel l'usage ou le secteur vise à répondre. À titre d'exemple, la production de carburants alternatifs décarbonés destinés au transport lourd dépend notamment de la croissance anticipée des besoins en transport. Le second déterminant représente l'évolution de l'intensité énergétique unitaire requise pour satisfaire ce besoin. La combinaison de ces deux trajectoires permet d'estimer le besoin énergétique total associé à l'usage ou au secteur considéré.

Cette approche est adaptée aux particularités de chacun. La définition des trajectoires retenues tient ainsi compte de plusieurs facteurs complémentaires, notamment l'amélioration de la performance énergétique des technologies, l'évolution des parts de marché, le rythme

d'adoption des technologies, les changements technologiques anticipés et les changements législatifs ou réglementaires.

2.1.5. Électrification des transports

La prévision de la demande liée à l'électrification des transports repose sur une modélisation du renouvellement des parcs de véhicules plutôt que sur l'extrapolation des tendances de consommation observées.

Pour chaque catégorie de véhicules, notamment les véhicules légers, les camions et les véhicules affectés au transport collectif, l'évolution du parc total, toutes motorisations confondues, est d'abord projetée à partir des données d'immatriculation et des perspectives économiques et démographiques retenues pour le Plan. Les ventes annuelles en sont déduites selon la durée de vie moyenne des véhicules, puis leur part électrifiée est établie en fonction des cibles réglementaires anticipées, notamment la portée de la norme encadrant les ventes de véhicules zéro émission. Le parc électrique en circulation correspond ainsi à l'accumulation des ventes des années antérieures, chaque véhicule conservant l'efficience énergétique de son année-modèle.

La demande énergétique découle du kilométrage annuel propre à chaque catégorie de véhicules et de la consommation unitaire correspondante, ajustée pour tenir compte de l'incidence des conditions climatiques sur l'efficacité énergétique des véhicules électriques. Sa conversion en besoins de puissance à la pointe d'hiver repose sur des profils de recharge horaires distincts selon les catégories de véhicules.

2.1.6. Décarbonation des procédés industriels

La prévision de la demande associée à la décarbonation des procédés industriels repose sur l'estimation du potentiel d'électrification des procédés plutôt que sur l'évolution tendancielle de la consommation des secteurs visés.

Pour chacun des principaux secteurs émetteurs, la consommation d'énergie fossile associée aux procédés est d'abord établie, puis la part techniquement substituable est déterminée en fonction de la maturité des technologies disponibles et de leur capacité d'intégration aux installations existantes. Les besoins électriques qui en découlent sont estimés en supposant que les nouvelles charges intègrent, dans la majorité des cas, les technologies disponibles présentant les meilleures performances énergétiques. Pour les procédés plus difficiles à électrifier, le recours ciblé à des solutions complémentaires est considéré, dont les bioénergies, l'hydrogène vert et la capture du carbone. Ces dernières sont retenues lorsqu'elles apparaissent mieux adaptées aux caractéristiques des procédés visés, notamment aux besoins en chaleur élevée ou aux émissions directement liées aux réactions chimiques, comme dans l'industrie du ciment.

Le rythme de matérialisation de cette trajectoire tient compte des contraintes propres aux procédés industriels, notamment les besoins en chaleur, la continuité des opérations et les délais de réalisation des projets.

2.1.7. Veille méthodologique

Le Distributeur maintient son adhésion à l'*Energy Forecasting Group* et poursuit sa participation à des forums spécialisés en prévision énergétique. Ces activités lui permettent de bénéficier d'un partage de connaissances sur les pratiques de l'industrie, les développements méthodologiques ainsi que l'évolution des technologies susceptibles d'influencer la demande d'électricité.

2.2. Contexte économique

Les hypothèses économiques retenues pour le présent Plan s'inscrivent dans un environnement mondial en évolution rapide. Au-delà des perspectives traditionnelles de croissance économique, plusieurs facteurs influencent désormais le rythme de déploiement des usages électriques, notamment les politiques commerciales, les mesures de transition énergétique, les conditions d'investissement et les chaînes d'approvisionnement.

2.2.1. Contexte mondial

L'économie mondiale évolue dans un environnement marqué par des tensions géopolitiques qui alimentent l'incertitude entourant les perspectives économiques. Les échanges commerciaux internationaux, les chaînes d'approvisionnement et les prix de l'énergie, notamment ceux du pétrole, demeurent particulièrement sensibles à ce contexte. Le Fonds monétaire international prévoit une croissance mondiale de 3,0 % en 2026 et de 3,4 % en 2027, des taux légèrement inférieurs à la moyenne observée avant la pandémie[2].

2.2.2. Contexte nord-américain

En Amérique du Nord, la montée du protectionnisme commercial constitue un facteur important de risque pour les perspectives économiques. Les États-Unis ont instauré de nouveaux droits de douane qui affectent directement plusieurs secteurs clés des exportations québécoises, notamment le bois d'œuvre, l'acier et l'aluminium. De plus, la révision de l'Accord Canada–États-Unis–Mexique entretient un climat d'incertitude pour les entreprises exportatrices canadiennes.

Par ailleurs, l'allègement de certaines mesures prévues dans l'*Inflation Reduction Act* réduit les incitatifs fédéraux américains à l'électrification des transports. Cette évolution ralentit l'essor de la filière des véhicules électriques en Amérique du Nord et entraîne des répercussions sur les investissements et sur certaines composantes de la chaîne d'approvisionnement québécoise.

2.2.3. Conjoncture québécoise

Au Québec, la croissance du PIB réel s'est établie à 0,7 % en 2025, alors que les exportations de marchandises vers les États-Unis ont reculé de 7 % de 2024 à 2025. Ce recul reflète notamment les effets de l'incertitude entourant les politiques commerciales américaines. Les

[2] Fonds monétaire international (FMI) (2026). Perspectives de l'économie mondiale, mise à jour de juillet 2026 : Guerre et technologie : l'économie mondiale prise dans des courants croisés.

secteurs les plus touchés représentent toutefois une part limitée de la consommation québécoise d'électricité, et certaines entreprises ont pu diversifier leurs marchés d'exportation. Les effets attendus sur la demande d'électricité au Québec demeurent par conséquent relativement faibles, même si les tensions commerciales persistent.

À long terme, la demande d'électricité demeure soutenue par trois tendances structurelles. L'électrification des transports poursuit sa progression, tant par l'adoption des véhicules électriques que par l'expansion de la chaîne de valeur associée aux batteries. Les projets de décarbonation des procédés industriels continuent de substituer l'électricité à des combustibles fossiles dans plusieurs procédés de production. Le déploiement de centres de données, stimulé notamment par l'essor de l'intelligence artificielle et les enjeux de souveraineté des données, accroît par ailleurs les besoins énergétiques liés au numérique.

2.2.4. Habitation

L'évolution du marché de l'habitation constitue un facteur important de la demande résidentielle d'électricité sur l'horizon du Plan. Malgré l'accélération récente de la construction, l'offre de logements demeure insuffisante par rapport aux besoins, particulièrement dans la région de Montréal. Selon la Société canadienne d'hypothèques et de logement, une hausse substantielle et durable de la construction serait nécessaire pour améliorer l'accès aux logements abordables. Les contraintes touchant notamment la main-d'œuvre, le financement, les coûts de construction et la réglementation font toutefois en sorte que cet écart ne pourra être résorbé qu'à moyen ou à long terme.

En 2025, près de 60 000 logements ont été mis en chantier au Québec, un des niveaux les plus élevés des dernières décennies. Cette progression a été largement concentrée dans le segment locatif, qui représentait environ 80 % des mises en chantier. Les programmes gouvernementaux et l'amélioration des conditions de financement ont contribué à stimuler la construction de logements locatifs.

À plus long terme, c'est la croissance démographique qui viendra moduler le rythme de la construction. Le scénario retenu pour le Plan prévoit une moyenne de 43 000 mises en chantier par année, la trajectoire passant de 60 000 logements en 2026 à 34 000 en 2041, à mesure que l'écart entre l'offre et les besoins se résorbe. Cette trajectoire soutient la croissance du nombre de ménages et des abonnements résidentiels sur l'horizon du Plan.

2.2.5. Marché du travail

Le vieillissement de la population ainsi que la révision à la baisse de la croissance de la population par l'Institut de la statistique du Québec, notamment en raison de la baisse du taux de natalité et du resserrement des mesures d'immigration, tant temporaire que permanente, pourraient restreindre l'offre de main-d'œuvre. Cette contrainte pourrait être partiellement atténuée par des gains de productivité associés notamment à l'automatisation et,

éventuellement, à l'intelligence artificielle, bien que l'ampleur et le rythme de ces gains demeurent incertains.

Si le vieillissement de la population exerce une pression à la baisse sur l'offre de main-d'œuvre, il soutient en revanche la croissance de certaines activités du secteur tertiaire, notamment les services liés aux besoins d'une population plus âgée. Ces deux effets sont pris en compte dans la prévision du secteur commercial. Le télétravail, désormais bien implanté, ne représente pour sa part plus à lui seul un facteur de changement majeur.

2.3. Prévision des ventes régulières d'électricité

Sur l'horizon du Plan, les ventes régulières au Québec passent de 182,2 TWh en 2026 à 240,1 TWh en 2041, soit une croissance cumulative de 57,9 TWh correspondant à un taux de croissance annuel moyen de 1,9 %. Les trois secteurs de consommation contribuent à cette croissance dans des proportions relativement comparables.

- **Industriel** — les ventes croissent de 60,5 TWh à 82,9 TWh, une hausse de 22,5 TWh correspondant à 39 % de la croissance totale. Les grandes entreprises portent l'essentiel du mouvement, avec une trajectoire plus contrastée que celle des autres secteurs : certains segments connaissent une croissance marquée alors que d'autres connaissent une croissance plus timide voire une décroissance sur l'horizon.
- **Commercial** — les ventes passent de 48,8 TWh à 69,5 TWh, une hausse de 20,7 TWh, soit 36 % de la croissance totale. La quasi-totalité de cette progression provient du segment commercial et institutionnel, les réseaux municipaux et l'éclairage public demeurant essentiellement stables.
- **Résidentiel** — les ventes progressent de 72,9 TWh à 87,6 TWh, une hausse de 14,7 TWh représentant 25 % de la croissance totale. Le secteur affiche la trajectoire la plus régulière, sans inflexion marquée sur l'horizon.

Tableau 2.1
Prévision des ventes régulières au Québec

En TWh	2026[1]	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Résidentiel	**72,9**	**73,9**	**75,4**	**76,3**	**77,5**	**78,7**	**80,3**	**81,1**	**82,3**	**83,5**	**84,8**	**85,2**	**86,0**	**86,6**	**87,5**	**87,6**
Commercial	**48,8**	**49,6**	**50,7**	**51,4**	**52,6**	**53,8**	**54,8**	**55,4**	**56,3**	**57,3**	**59,1**	**60,7**	**62,9**	**65,1**	**67,7**	**69,5**
Dont:																
Commercial et institutionnel	42,4	43,3	44,3	45,0	46,2	47,3	48,3	48,9	49,8	50,8	52,5	54,2	56,4	58,6	61,1	62,9
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,4	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6
Industriel	**60,5**	**62,5**	**64,1**	**64,2**	**64,9**	**66,2**	**67,7**	**69,2**	**70,4**	**71,5**	**73,5**	**75,2**	**77,2**	**79,2**	**81,4**	**82,9**
Dont:																
Industriel PME	7,4	7,5	7,9	8,0	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,7	8,8	8,9	9,0	9,1	9,3	9,3
Industriel grandes entreprises	53,1	54,9	56,2	56,2	56,8	57,9	59,4	60,7	61,9	62,8	64,7	66,3	68,2	70,1	72,2	73,6
Alumineries	24,4	25,4	26,0	25,9	25,9	25,9	26,1	26,2	26,3	26,4	26,7	26,7	26,9	27,0	27,2	27,3
Pâtes et papiers	8,5	8,4	8,3	7,9	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,7	7,7	7,8	7,8
Pétrole et chimie	4,3	4,3	4,4	4,6	4,9	5,2	5,6	5,9	6,3	6,6	7,6	8,6	9,6	10,6	11,8	12,5
Mines	5,0	5,3	5,5	5,5	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1	6,1	6,3	6,3	6,4	6,5
Sidérurgie, fonte et affinage	6,5	7,1	7,5	7,8	8,2	8,7	9,2	9,8	10,1	10,2	10,5	10,7	10,9	11,2	11,4	11,7
Autres industriel grandes entreprises	4,4	4,4	4,4	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,8	6,0	6,3	6,6	6,9	7,2	7,5	7,8
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	**182,2**	**185,9**	**190,2**	**192,0**	**195,1**	**198,6**	**202,7**	**205,7**	**209,0**	**212,2**	**217,3**	**221,1**	**226,0**	**230,9**	**236,6**	**240,1**

Notes:

[1] *Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2026, normalisées pour les conditions climatiques*

Le tableau 2.2 présente les éléments de croissance des ventes par secteur de consommation sur l'horizon du Plan.

Tableau 2.2
Éléments de croissance des ventes par secteur de consommation sur l'horizon 2026-2041

En TWh, progression cumulative depuis 2026

Secteur et facteur d'évolution	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
RÉSIDENTIEL																
Croissance naturelle nette	-	0,5	1,5	1,8	2,3	2,8	3,5	3,4	3,7	3,9	4,3	3,8	3,6	3,3	3,4	2,7
Décarbonation des bâtiments	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Électrification des transports	-	0,3	0,8	1,3	1,8	2,5	3,3	4,0	4,9	5,8	6,5	7,4	8,2	9,0	9,7	10,4
CROISSANCE TOTALE RÉSIDENTIEL	**-**	**1,0**	**2,5**	**3,4**	**4,6**	**5,8**	**7,4**	**8,2**	**9,4**	**10,6**	**11,9**	**12,3**	**13,1**	**13,7**	**14,6**	**14,7**
COMMERCIAL																
Croissance naturelle nette	-	-0,9	-1,0	-1,2	-1,1	-1,4	-1,6	-2,1	-2,5	-2,9	-2,7	-2,8	-2,7	-2,6	-2,3	-2,4
Décarbonation des bâtiments	-	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,6	1,8	2,0	2,3	2,5	2,7	2,9
Électrification des transports	-	0,1	0,4	0,6	1,0	1,3	1,8	2,3	2,9	3,6	4,4	5,2	6,0	6,8	7,7	8,6
Secteurs émergents	-	1,4	2,3	2,8	3,5	4,3	4,9	5,3	5,8	6,3	6,8	7,5	8,6	9,6	10,8	11,6
CROISSANCE TOTALE COMMERCIAL	**-**	**0,8**	**1,9**	**2,6**	**3,8**	**5,0**	**6,0**	**6,6**	**7,5**	**8,5**	**10,3**	**11,9**	**14,1**	**16,3**	**18,9**	**20,7**
INDUSTRIEL																
Croissance naturelle nette	-	1,8	2,3	1,7	1,8	2,0	2,7	3,2	3,4	3,6	3,9	3,9	4,1	4,2	4,5	4,3
Décarbonation des procédés industriels	-	-	0,8	1,1	1,4	2,0	2,6	3,2	3,9	4,5	5,5	6,5	7,6	8,6	9,6	10,7
Transport lourd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	1,0	1,6	2,2	3,1	3,6
Filière batterie	-	0,2	0,6	0,9	1,3	1,7	2,0	2,3	2,6	2,9	3,1	3,3	3,4	3,6	3,8	3,9
CROISSANCE TOTALE INDUSTRIEL	**-**	**2,0**	**3,7**	**3,8**	**4,5**	**5,7**	**7,3**	**8,7**	**10,0**	**11,0**	**13,0**	**14,7**	**16,7**	**18,7**	**21,0**	**22,5**
CROISSANCE TOTALE DES VENTES	**-**	**3,7**	**8,0**	**9,8**	**12,9**	**16,4**	**20,5**	**23,5**	**26,8**	**30,0**	**35,1**	**38,9**	**43,8**	**48,7**	**54,4**	**57,9**

Notes :

1. Les valeurs représentent la contribution cumulative de chaque facteur à la croissance des ventes du secteur par rapport à 2026.

2. Le transport lourd est intégré au secteur industriel afin d'assurer la cohérence avec la ventilation par axe.

3. Les écarts apparents entre la somme des secteurs affichés et le total peuvent découler de l'arrondissement à une décimale.

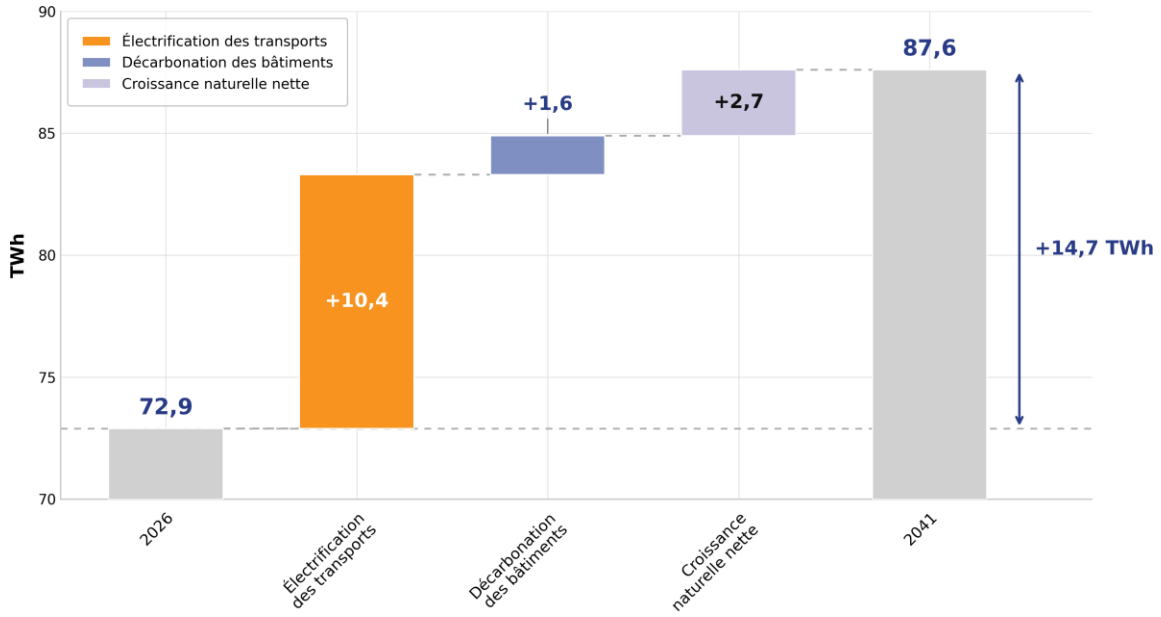
Les facteurs expliquant l'évolution des ventes de chacun des secteurs sont présentés à la section 2.4.

2.4. Prévision des ventes par secteurs

2.4.1. Secteur résidentiel

Sur l'horizon du Plan, les ventes du secteur résidentiel passent de 72,9 TWh en 2026 à 87,6 TWh en 2041, soit une hausse de 14,7 TWh. Cette progression repose principalement sur l'électrification des transports, la décarbonation des bâtiments et la croissance naturelle nette de la demande.

Figure 2.3
Éléments de croissance du secteur résidentiel



L'électrification des transports constitue le principal moteur de croissance du secteur. Les ventes associées aux véhicules électriques passent de 1,5 TWh en 2026 à 11,9 TWh en 2041, soit une hausse de 10,4 TWh. Cette contribution représente environ 71 % de la croissance des ventes résidentielles. La trajectoire retenue tient compte de l'évolution anticipée de la norme encadrant les ventes de véhicules zéro émission, notamment des assouplissements susceptibles de moduler le rythme d'adoption des véhicules entièrement électriques.

La décarbonation des bâtiments contribue également à la croissance de la demande résidentielle. Les ventes associées à l'électrification graduelle des systèmes fonctionnant aux combustibles fossiles et au déploiement de la biénergie passent de 0,5 TWh en 2026 à 2,1 TWh en 2041, soit une hausse de 1,6 TWh. Cette progression tient notamment compte du cadre réglementaire applicable aux appareils de chauffage au mazout et du rythme de remplacement des équipements existants.

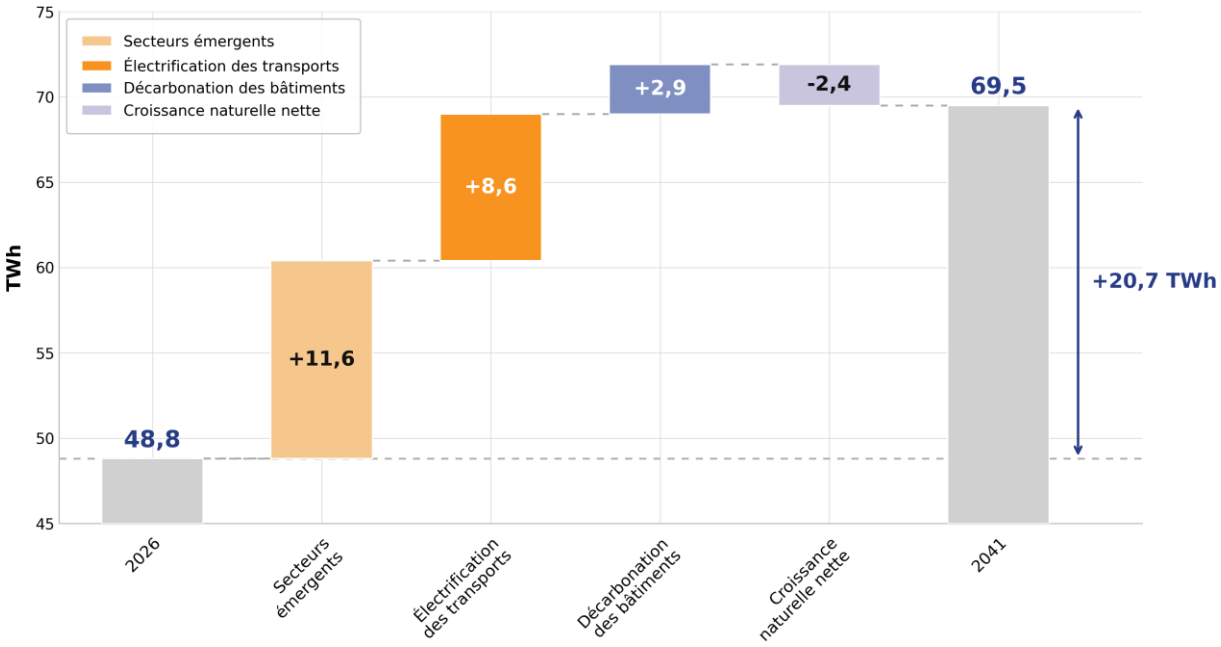
La croissance naturelle nette contribue pour sa part à une hausse de 2,7 TWh sur l'horizon du Plan. Comme indiqué à la section 2.2, l'évolution du marché de l'habitation et les tendances démographiques soutiennent la croissance du nombre de ménages. Le nombre d'abonnements résidentiels augmente ainsi de plus de 525 000 d'ici 2041, ce qui correspond

à une croissance annuelle moyenne de 0,8 %. Cette contribution reflète l'évolution de ces abonnements et des usages résidentiels existants, après la prise en compte de l'efficacité énergétique incluant l'autoproduction solaire photovoltaïque.

2.4.2. Secteur commercial

Sur l'horizon du Plan, les ventes du secteur commercial passent de 48,8 TWh en 2026 à 69,5 TWh en 2041, soit une hausse de 20,7 TWh. Cette progression repose principalement sur le développement des secteurs émergents, l'électrification des transports et la décarbonation des bâtiments. Ces contributions sont partiellement compensées par la croissance naturelle nette, dont la contribution est négative sur l'horizon du Plan.

Figure 2.4
Éléments de croissance du secteur commercial



Les secteurs émergents constituent le principal moteur de croissance du secteur commercial. Les ventes associées aux centres de données, aux serres et aux chaînes de blocs passent de 4,6 TWh en 2026 à 16,2 TWh en 2041, soit une hausse de 11,6 TWh. Cette progression provient principalement des centres de données, tandis que les serres apportent une contribution plus limitée et que les ventes associées aux chaînes de blocs demeurent relativement stables. Les hypothèses propres à chacun de ces secteurs sont présentées dans les sous-sections suivantes.

L'électrification des transports contribue également de façon importante à la croissance des ventes commerciales. Les ventes associées aux véhicules électriques commerciaux, au transport collectif et aux camions électriques passent de 1,0 TWh en 2026 à 9,5 TWh en 2041, soit une hausse de 8,6 TWh. Cette progression repose principalement sur l'électrification du

camionnage, à laquelle s'ajoutent la croissance du parc de véhicules électriques commerciaux et le développement des réseaux de transport collectif électrifiés.

La décarbonation des bâtiments contribue pour sa part à une hausse de 2,9 TWh. Les ventes associées à l'électrification graduelle des systèmes fonctionnant aux combustibles fossiles et au déploiement de la biénergie passent de 0,4 TWh en 2026 à 3,3 TWh en 2041.

La croissance naturelle nette retranche 2,4 TWh à la progression des ventes sur l'horizon du Plan. Comme indiqué à la section 2.2, les perspectives démographiques et les contraintes touchant l'offre de main-d'œuvre limitent la croissance naturelle du secteur, malgré la progression de certaines activités du secteur tertiaire. Le nombre d'abonnements commerciaux augmente néanmoins d'environ 8 100 d'ici 2041. Cette contribution reflète l'évolution de ces abonnements, des superficies desservies et des usages commerciaux existants, après la prise en compte de l'efficacité énergétique incluant l'autoproduction solaire photovoltaïque.

Secteurs émergents – Centres de données

Les ventes associées aux centres de données passent de 1,9 TWh en 2026 à 12,6 TWh en 2041, soit une hausse de 10,7 TWh sur l'horizon du Plan. Cette progression représente l'essentiel de la croissance des secteurs émergents comptabilisés dans le secteur commercial.

La trajectoire repose sur la croissance prévue de la demande en puissance informatique en Amérique du Nord. Celle-ci est soutenue par le développement des applications liées à l'intelligence artificielle ainsi que par la progression des usages numériques traditionnels, notamment les services infonuagiques, le stockage et le traitement de données, les télécommunications, les services financiers et la diffusion de contenus numériques.

La prévision pour le Québec est établie à partir de l'évolution anticipée du marché nord-américain et d'une hypothèse quant à la part de ce marché desservie au Québec. Cette hypothèse tient compte notamment de la proximité des marchés numériques du Nord-Est américain, des conditions climatiques favorables au refroidissement des installations ainsi que des projets connus ou en développement sur le territoire.

La part de marché retenue pour le Québec passe d'environ 0,36 % du marché nord-américain en 2025 à 0,82 % en 2030, avant de converger graduellement vers 0,77 % en 2041, demeurant ainsi inférieure à 1 % sur l'ensemble de l'horizon. La trajectoire à court et à moyen termes reflète principalement les projets connus, tandis que la prévision de plus long terme repose sur l'hypothèse que le Québec maintient une part du marché nord-américain supérieure à son niveau historique.

Il est toutefois important de rappeler que tout nouveau projet des secteurs industriels et émergents qui nécessite une alimentation électrique de 5 MW ou plus doit obtenir l'autorisation du gouvernement du Québec.

Secteurs émergents – Chaîne de blocs

Les ventes associées aux chaînes de blocs demeurent relativement stables sur l'horizon du Plan, passant de 1,9 TWh en 2026 à 2,0 TWh en 2041. Cette trajectoire reflète principalement les volumes déjà attribués ainsi que la suspension des nouvelles attributions réservées à cet usage. Par ailleurs, la croissance des besoins informatiques associés à l'intelligence artificielle favorise une réorientation de certains investissements vers d'autres types de centres de données, ce qui limite les perspectives de croissance additionnelle du segment.

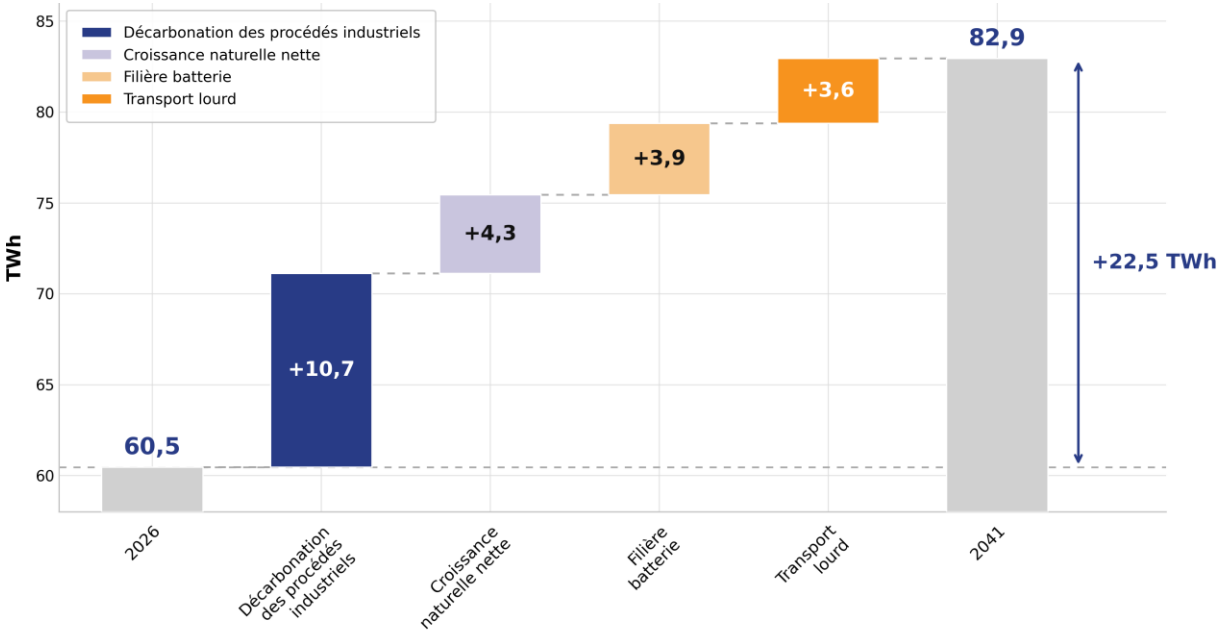
Secteurs émergents – Serres

Les ventes associées aux serres passent de 0,8 TWh en 2026 à 1,6 TWh en 2041, soit une hausse de 0,8 TWh sur l'horizon du Plan. La prévision repose sur une croissance annuelle moyenne de 4 % des superficies en culture et sur le maintien d'une intensité électrique stable par mètre carré. La trajectoire retenue tient également compte du contexte gouvernemental favorisant l'investissement et le développement de la production serricole au Québec, notamment dans une perspective d'accroissement de la production alimentaire locale.

2.4.3. Secteur industriel

Sur l'horizon du Plan, les ventes du secteur industriel passent de 60,5 TWh en 2026 à 82,9 TWh en 2041, soit une hausse de 22,5 TWh. Cette progression repose principalement sur la décarbonation des procédés industriels, la croissance naturelle nette des activités existantes, la filière batterie et le transport lourd.

Figure 2.5
Éléments de croissance du secteur industriel



L'incertitude entourant la révision de l'Accord Canada–États-Unis–Mexique et les politiques tarifaires américaines demeure un facteur de risque pour certains sous-secteurs industriels. Les effets observés sur l'activité et la consommation d'électricité des grands consommateurs demeurent toutefois limités à ce jour. Les perspectives varient selon l'exposition des différents sous-secteurs aux marchés d'exportation, aux conditions sectorielles et aux projets connus.

La décarbonation des procédés industriels constitue le principal moteur du secteur, avec une contribution de 10,7 TWh. La croissance naturelle nette contribue pour 4,3 TWh, tandis que la filière batterie et le transport lourd contribuent respectivement pour 3,9 TWh et 3,6 TWh.

Décarbonation des procédés industriels

La trajectoire de décarbonation des procédés industriels retenue dans le Plan reflète les transformations énergétiques anticipées dans les principaux secteurs industriels du Québec ainsi que l'évolution graduelle des procédés vers des solutions à plus faibles émissions de carbone. Elle est établie en fonction du potentiel d'électrification des procédés, de la maturité des technologies et de leur capacité d'intégration aux installations existantes.

La demande associée à la décarbonation des procédés industriels atteint 1,4 TWh en 2030 et 4,5 TWh en 2035, avant de progresser plus rapidement pour s'établir à 10,7 TWh en 2041.

Cette croissance découle principalement de l'électrification des procédés industriels en substitution aux combustibles fossiles, lorsque cette solution est techniquement applicable. La trajectoire tient compte des contraintes propres aux procédés industriels, notamment les besoins en chaleur, la continuité des opérations, la capacité d'intégration des technologies aux installations existantes et les délais de réalisation des projets.

La prévision repose sur une approche prudente et progressive. Elle suppose que les nouvelles charges liées à la transition énergétique intègrent, dans la majorité des cas, les technologies disponibles présentant les meilleures performances énergétiques.

Pour les procédés plus difficiles à électrifier, le Plan considère le recours ciblé à des solutions complémentaires, notamment les bioénergies, l'hydrogène vert et la capture du carbone. Ces solutions sont retenues lorsqu'elles apparaissent mieux adaptées aux caractéristiques des procédés visés, notamment aux besoins en chaleur élevée ou aux émissions directement liées aux réactions chimiques, comme dans l'industrie du ciment.

Croissance naturelle nette par sous-secteur

La croissance naturelle nette du secteur industriel est établie à partir de l'évolution anticipée de l'activité économique des principaux sous-secteurs. Elle tient compte des tendances sectorielles, des conditions de marché, des projets connus ainsi que de l'information prospective disponible concernant les principaux clients.

Le secteur du pétrole et de la chimie présente la contribution la plus importante, avec une hausse de 2,7 TWh sur l'horizon du Plan. Cette progression découle notamment du développement de la chimie verte et de la production d'intrants décarbonés destinés à certaines chaînes industrielles.

La sidérurgie contribue pour sa part à une hausse de 1,8 TWh. La trajectoire reflète les perspectives de production du secteur et les projets connus.

Dans le secteur de l'aluminium, les ventes augmentent de 0,8 TWh. La trajectoire tient compte d'une réduction temporaire de la consommation en 2026, notamment en lien avec la transition du complexe d'Arvida de Rio Tinto Alcan vers les nouvelles cuves AP60, puis d'un retour à un niveau de production plus élevé au cours des années suivantes.

Le secteur minier contribue à une hausse de 0,6 TWh. Cette progression repose notamment sur le développement prévu de projets liés à l'extraction et à la transformation des minéraux critiques et stratégiques au Québec.

Les autres activités manufacturières et les petits et moyens industriels apportent une contribution combinée de 0,2 TWh, principalement attribuable à l'évolution tendancielle de l'activité économique.

En contrepartie, les ventes du secteur des pâtes et papiers diminuent de 1,8 TWh. Cette baisse reflète les pressions structurelles qui touchent certains marchés, les difficultés de la filière forestière ainsi que les enjeux commerciaux liés au bois d'œuvre.

Filière batterie

La filière batterie, comptabilisée dans le secteur industriel, fait également partie du regroupement des secteurs émergents. Les ventes associées passent de 0,2 TWh en 2026 à 4,1 TWh en 2041, soit une hausse de 3,9 TWh sur l'horizon du Plan.

La prévision couvre les activités de fabrication de matériaux précurseurs et d'assemblage cellulaire. Elle exclut les activités minières et d'extraction, puisque celles-ci desservent plusieurs marchés et applications au-delà de la seule filière batterie.

Les perspectives de croissance reposent sur le développement du marché nord-américain des batteries, alimenté principalement par l'électrification des transports. La croissance du marché potentiel est particulièrement soutenue jusqu'en 2030, période correspondant à une phase d'adoption accélérée, puis converge graduellement vers des taux plus modérés à mesure que le marché gagne en maturité.

La proximité du Québec avec les centres manufacturiers nord-américains constitue un facteur de localisation pour certaines activités de la filière. Pour la fabrication de matériaux précurseurs, les décisions de localisation dépendent notamment de l'accès aux intrants, à l'énergie et aux infrastructures logistiques. Les hypothèses retenues conduisent à une part de marché de long terme d'environ 3 % du marché nord-américain pour ce segment. Pour l'assemblage cellulaire, où la proximité des constructeurs automobiles constitue généralement un facteur plus déterminant, les hypothèses conduisent à une part d'environ 2 % à compter de 2035.

À plus long terme, la prévision tient également compte de l'évolution des technologies de batteries et des procédés manufacturiers, notamment des changements dans les chimies de

batteries et de l'adoption graduelle de procédés susceptibles d'influencer les besoins énergétiques du secteur.

Décarbonation du transport lourd

Le transport lourd contribue à une croissance de la demande d'électricité de 3,6 TWh sur l'horizon du Plan. La demande associée demeure marginale jusqu'au milieu des années 2030, puis atteint 0,5 TWh en 2036 et 3,6 TWh en 2041.

Cette catégorie couvre les besoins électriques associés à la production d'hydrogène et de carburants de synthèse servant à la décarbonation du transport maritime, aérien, ferroviaire et du camionnage lourd. Elle exclut la recharge des camions électriques, qui est comptabilisée dans l'électrification des transports du secteur commercial.

La trajectoire suppose une croissance de l'activité dans ces marchés ainsi qu'une décarbonation progressive des carburants. L'adoption à plus grande échelle de l'hydrogène et des carburants de synthèse débute au milieu des années 2030. Cette évolution tient compte de la baisse anticipée des coûts technologiques, de la réalisation d'économies d'échelle et de l'évolution des politiques climatiques.

La prévision intègre également une amélioration continue de la performance énergétique des différents modes de transport, de sorte que la croissance des besoins énergétiques demeure inférieure à celle de l'activité de transport.

2.5. Prévision des besoins en énergie et en puissance

2.5.1. Besoins en énergie

Sur l'horizon du Plan, les besoins en énergie passent de 195,2 TWh en 2026 à 257,7 TWh en 2041, soit une hausse de 62,5 TWh. Cette évolution correspond à une augmentation annuelle moyenne de 4,2 TWh et à un taux de croissance annuel moyen de 1,9 %.

Tableau 2.3
Prévision des besoins en énergie

En TWh	2026[1]	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ventes régulières au Québec	**182,2**	**185,9**	**190,2**	**192,0**	**195,1**	**198,6**	**202,7**	**205,7**	**209,0**	**212,2**	**217,3**	**221,1**	**226,0**	**230,9**	**236,6**	**240,1**
+ Énergie interruptible	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
- Consommation hors réseau intégré	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Consommation visée par le Plan	**182,5**	**186,1**	**190,4**	**192,2**	**195,3**	**198,9**	**203,0**	**206,0**	**209,4**	**212,6**	**217,7**	**221,5**	**226,5**	**231,4**	**237,1**	**240,6**
+ Pertes de transport et de distribution	12,7	13,2	13,5	13,6	13,9	14,1	14,4	14,6	14,8	15,1	15,4	15,7	16,1	16,4	16,8	17,1
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	**195,2**	**199,3**	**203,9**	**205,8**	**209,2**	**213,0**	**217,4**	**220,6**	**224,2**	**227,7**	**233,1**	**237,2**	**242,6**	**247,8**	**253,9**	**257,7**
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2026)	2,4															

Notes:
[1] Inclut les ventes publiées au 31 juillet 2026, normalisées pour les conditions climatiques

Les besoins en énergie correspondent à l'approvisionnement requis pour satisfaire la consommation d'électricité sur le réseau intégré du Québec, majorée des pertes de transport et de distribution, communément désignées comme les pertes globales.

La consommation sur le réseau intégré est établie à partir des ventes régulières au Québec. Les ajustements nécessaires sont ensuite apportés afin de tenir compte des éléments suivants :

- l'**énergie interruptible**, qui correspond à l'ajout des quantités effacées en vertu de l'option d'électricité interruptible et de l'option de gestion de la demande de puissance, puisque ces quantités auraient été consommées en l'absence de ces moyens;
- l'**effacement associé aux chaînes de blocs**, qui correspond à l'ajout de l'énergie effacée en vertu des modalités applicables à cet usage;
- l'**usage interne d'Hydro-Québec**, soit l'électricité consommée pour l'exploitation de ses bâtiments et de ses chantiers;
- la **consommation hors réseau intégré**, qui comprend notamment les ventes dans les réseaux autonomes et l'énergie fournie par les groupes électrogènes mobiles, et qui est retranchée, puisqu'elle n'est pas desservie par le réseau intégré.

La consommation sur le réseau intégré passe ainsi de 182,5 TWh en 2026 à 240,6 TWh en 2041. L'ajout des pertes globales, qui passent de 12,7 TWh à 17,1 TWh, porte les besoins en énergie à 195,2 TWh en 2026 et à 257,7 TWh en 2041.

2.5.2. Pertes globales

Les pertes globales comprennent les pertes associées au transport et à la distribution de l'électricité. Leur estimation repose sur les niveaux observés au cours des dernières années ainsi que sur l'évolution prévue des flux d'énergie sur le réseau.

Sur l'horizon du Plan, les pertes globales passent de 12,7 TWh en 2026 à 17,1 TWh en 2041. Cette progression découle principalement de la croissance de la consommation d'électricité sur le réseau intégré.

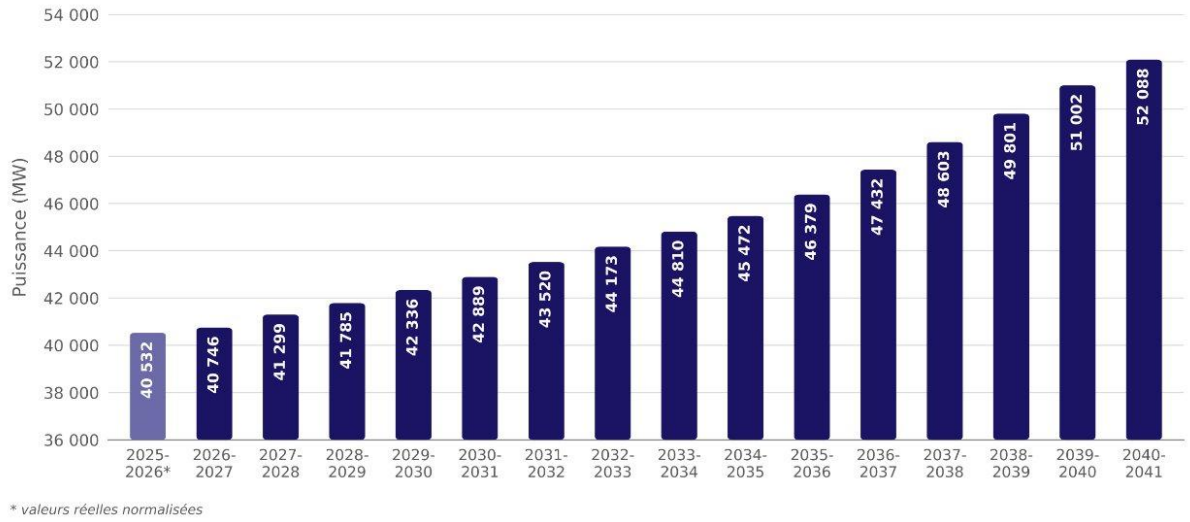
Le taux de pertes globales s'établit à 7,0 % en 2026, cette valeur reflétant en partie les données réelles de l'année en cours. Pour les années suivantes, le taux retenu est de 7,1 % de la consommation sur le réseau intégré. Les pertes attribuables au réseau de transport représentent en moyenne environ 5,2 %, tandis que les pertes de distribution représentent environ 1,8 %. La contribution relative de ces composantes demeure globalement stable sur l'horizon du Plan.

La prévision ne suppose aucun changement structurel important du taux de pertes globales. L'évolution des pertes en valeur absolue reflète donc principalement la croissance de la consommation et l'évolution des flux d'énergie sur les réseaux de transport et de distribution.

2.5.3. Besoins en puissance

Sur l'horizon du Plan, les besoins réguliers du Distributeur à la pointe d'hiver passent de 40 532 MW en 2025-2026 à 52 088 MW en 2040-2041, soit une hausse de 11 556 MW. Cette évolution correspond à une augmentation annuelle moyenne d'environ 770 MW et à un taux de croissance annuel moyen de 1,7 %.

Figure 2.6
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver



* valeurs réelles normalisées

Les besoins en puissance à la pointe d'hiver sont établis à partir des besoins en énergie, y compris la consommation des centrales. Leur estimation repose sur les caractéristiques horaires propres aux différents usages et tient compte de facteurs qui réduisent leur contribution à la pointe.

Ces facteurs sont de deux natures. L'efficacité énergétique réduit les besoins en énergie et en puissance, tandis que l'autoproduction solaire photovoltaïque réduit les besoins en énergie, sans contribution retenue à la pointe d'hiver compte tenu du moment où celle-ci survient. La biénergie résidentielle et commerciale ainsi que le déplacement de la recharge des véhicules électriques et d'autres usages électrifiés réduisent pour leur part la contribution des usages concernés à la pointe.

Les réductions associées aux moyens de gestion de la demande dont dispose le Distributeur, notamment l'option d'électricité interruptible et l'option de gestion de la demande de puissance, ne sont pas déduites des besoins réguliers présentés dans cette section. Ces moyens constituent des ressources d'équilibrage et sont pris en compte dans le bilan de puissance présenté au chapitre 4.

La progression des besoins demeure plus modérée au début de l'horizon, compte tenu de l'intégration graduelle des nouveaux usages. Elle s'accentue ensuite, principalement sous

l'effet de l'électrification des transports, de la décarbonation des procédés industriels et du développement des secteurs émergents.

2.5.4. Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

Entre les hivers 2025-2026 et 2040-2041, les besoins réguliers du Distributeur à la pointe d'hiver augmentent de 11 556 MW. Cette progression est principalement attribuable à l'électrification des transports, à la décarbonation des procédés industriels, au développement des secteurs émergents et à l'évolution des usages existants.

Tableau 2.4
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

En MW	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035	2035-2036	2036-2037	2037-2038	2038-2039	2039-2040	2040-2041
Usages[1,2]																
Chauffage des espaces Résidentiel	15 121	15 254	15 453	15 637	15 798	15 907	15 997	16 075	16 143	16 173	16 222	16 282	16 336	16 413	16 486	16 544
Chauffage des espaces Commercial	3 730	3 682	3 686	3 654	3 615	3 567	3 512	3 450	3 381	3 312	3 363	3 413	3 459	3 506	3 548	3 580
Eau chaude Résidentiel	2 060	2 079	2 106	2 115	2 127	2 134	2 148	2 146	2 148	2 138	2 154	2 159	2 180	2 201	2 230	2 243
Industriel	8 270	8 529	8 598	8 614	8 687	8 793	8 901	9 043	9 121	9 179	9 238	9 297	9 343	9 382	9 408	9 429
Décarbonation des procédés industriels	0	0	142	201	247	343	469	590	715	827	989	1 189	1 380	1 573	1 761	1 957
Filière batterie	52	103	211	289	344	398	442	490	536	572	605	640	671	701	728	756
Centres de données	353	492	561	689	844	928	992	1 060	1 126	1 189	1 269	1 414	1 568	1 728	1 897	1 977
Chaînes de blocs	276	277	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276
Serres	247	264	291	316	329	352	374	395	418	442	467	493	520	548	577	607
Véhicules électriques	282	330	403	493	621	787	1 018	1 268	1 553	1 961	2 363	2 704	3 148	3 540	3 893	4 258
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	10 141	9 738	9 574	9 500	9 447	9 404	9 391	9 380	9 391	9 402	9 435	9 564	9 721	9 931	10 198	10 460
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR *(Besoins visés par le Plan)*	**40 532**	**40 746**	**41 299**	**41 785**	**42 336**	**42 889**	**43 520**	**44 173**	**44 810**	**45 472**	**46 379**	**47 432**	**48 603**	**49 801**	**51 002**	**52 088**

Notes:
[1] *Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.*
[2] *Il importe de préciser que la ventilation des usages à la pointe n'est pas issue d'un exercice de mesurage. Les valeurs présentées sont donc de nature estimative.*

Les véhicules électriques constituent le principal facteur de croissance, avec une hausse de 3 976 MW. Les besoins associés passent de 282 MW à 4 258 MW. Cette trajectoire tient compte du déplacement d'une partie de la recharge vers les périodes hors pointe.

Les secteurs émergents contribuent pour 2 688 MW. Les centres de données comptent pour l'essentiel de cette progression, avec une hausse de 1 624 MW, leurs besoins passant de 353 MW à 1 977 MW. La filière batterie ajoute 704 MW et les serres 360 MW. Les besoins associés aux chaînes de blocs demeurent stables à 276 MW, conformément aux volumes attribués.

La décarbonation des procédés industriels ajoute 1 957 MW aux besoins à la pointe d'hiver sur l'horizon du Plan.

Les besoins liés au chauffage des espaces résidentiels augmentent de 1 423 MW, passant de 15 121 MW à 16 544 MW. Cette évolution reflète la croissance du parc résidentiel et la décarbonation graduelle des bâtiments. La contribution à la pointe est atténuée par l'efficacité énergétique et la biénergie.

Les besoins associés aux activités industrielles existantes augmentent de 1 159 MW, passant de 8 270 MW à 9 429 MW. Cette progression reflète l'évolution de l'activité des sous-secteurs industriels existants.

Les besoins liés au chauffage de l'eau résidentiel augmentent pour leur part de 183 MW, passant de 2 060 MW à 2 243 MW, en lien avec la croissance du parc résidentiel.

En contrepartie, les besoins liés au chauffage des espaces commerciaux diminuent de 150 MW, passant de 3 730 MW à 3 580 MW. L'effet de l'efficacité énergétique compense la croissance des superficies desservies et la décarbonation graduelle des bâtiments.

2.6. Aléas de la demande

Bien que le Plan repose sur un scénario de référence, l'évolution réelle de la demande demeure soumise à plusieurs sources d'incertitude. L'incidence potentielle de ces incertitudes est donc évaluée afin de mieux encadrer les besoins futurs en énergie et en puissance. Ces sources d'incertitude se déclinent en deux types d'aléas :

- l'aléa climatique ;
- l'aléa sur la demande prévue, à conditions climatiques normales.

L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de ces deux types d'aléa. Ces aléas s'appliquent à la prévision des besoins en énergie visés par le Plan et des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

2.6.1. Aléa climatique

L'aléa climatique représente l'incidence des conditions climatiques sur les besoins d'électricité, principalement aux fins de chauffage ou de climatisation, par rapport au scénario de référence établi à conditions climatiques normales. Il s'agit d'un aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois à l'autre tout au long de l'année.

Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation prévu à conditions climatiques normales. Son estimation est obtenue à partir de 385 simulations horaires chronologiques des besoins prévus, établies en fonction des conditions climatiques observées sur la période de 1971 à 2025 et ajustées pour tenir compte du réchauffement climatique.

Ces simulations reviennent à déterminer quelle serait la prévision des besoins en supposant que les variables climatiques utilisées dans le modèle de prévision de la demande déviaient de la normale climatique. La distribution résultante permet de mesurer l'incertitude strictement liée au climat futur.

2.6.2. Aléa sur la demande prévue

L'aléa sur la demande prévue reflète l'incertitude entourant l'évolution des principaux facteurs qui influencent la demande d'électricité à long terme. Il découle notamment des variables économiques et démographiques, du rythme d'adoption des nouvelles technologies et du développement des secteurs émergents. Il tient également compte de l'incertitude inhérente à tout exercice de modélisation prévisionnelle sur un horizon de quinze ans.

Plutôt que de définir un nombre limité de scénarios prédéterminés, une approche probabiliste qui combine les distributions associées aux différents secteurs et usages est utilisée afin d'obtenir une distribution globale des besoins. Elle permet de mieux représenter l'incertitude

entourant l'évolution de la demande ainsi que les interactions entre ses différents moteurs de croissance.

Pour chaque année de la période de prévision, sur la base d'une méthode de simulation Monte Carlo, une distribution de probabilité des valeurs possibles des besoins annuels en énergie à conditions climatiques normales est établie.

Les scénarios faibles et forts présentés aux tableaux 2.5 et 2.6 représentent une fourchette d'encadrement couvrant 80 % des probabilités de réalisation.

Tableau 2.5
Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande en énergie à conditions climatiques normales

En TWh	2027 [1]	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Scénario faible [2]	196,6	199,9	201,3	203,9	207,0	210,6	212,8	215,4	217,8	222,3	225,4	229,6	233,7	238,7	241,7
Besoins en énergie prévus	199,3	203,9	205,8	209,2	213,0	217,4	220,6	224,2	227,7	233,1	237,2	242,6	247,8	253,9	257,7
Scénario fort [3]	200,5	206,2	208,2	211,8	215,8	220,6	224,3	228,5	232,5	238,2	242,6	248,2	253,7	260,1	264,1

[1] Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2026 normalisés pour les conditions climatiques.
[2] Besoins en énergie moins 1,3 écart type
[3] Besoins en énergie plus 1,3 écart type

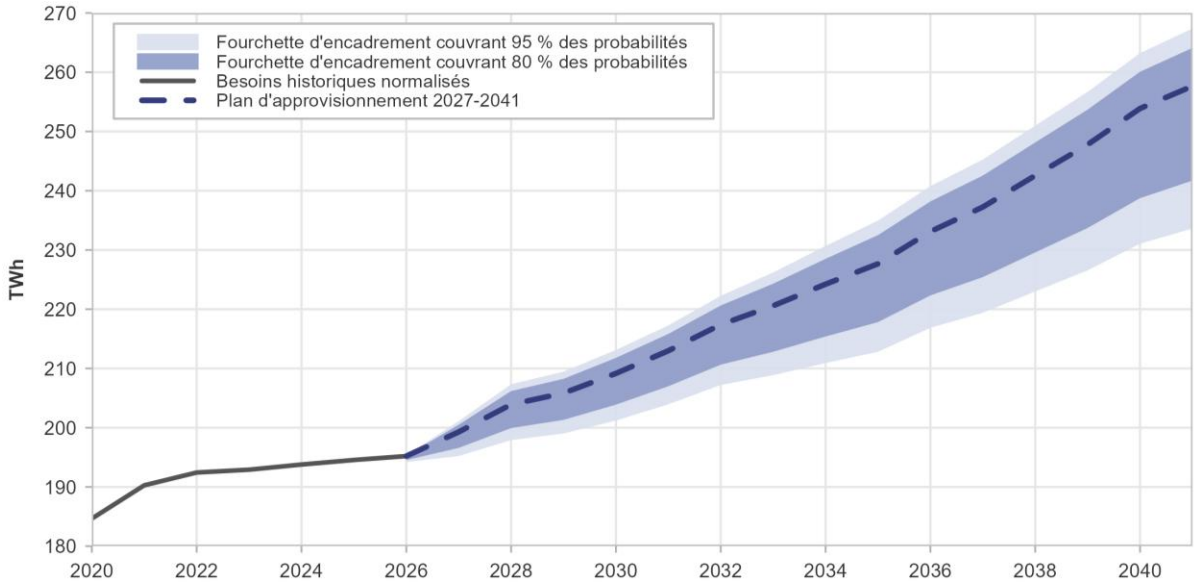
Tableau 2.6
Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande en puissance à conditions climatiques normales

En MW	2025-2026 [1]	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035	2035-2036	2036-2037	2037-2038	2038-2039	2039-2040	2040-2041
Scénario faible [2]	40532	40172	40421	40799	41220	41614	42148	42741	43215	43854	44622	45590	46560	47644	48373	49199
Besoins en puissance prévus	40532	40746	41299	41785	42336	42889	43520	44173	44810	45472	46379	47432	48603	49801	51002	52088
Scénario fort [3]	40532	41319	42147	42743	43412	44117	44868	45542	46176	46941	47952	49010	50348	51599	52700	53874

[1] Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.
[2] Besoins en puissance moins 1,3 écart type
[3] Besoins en puissance plus 1,3 écart type

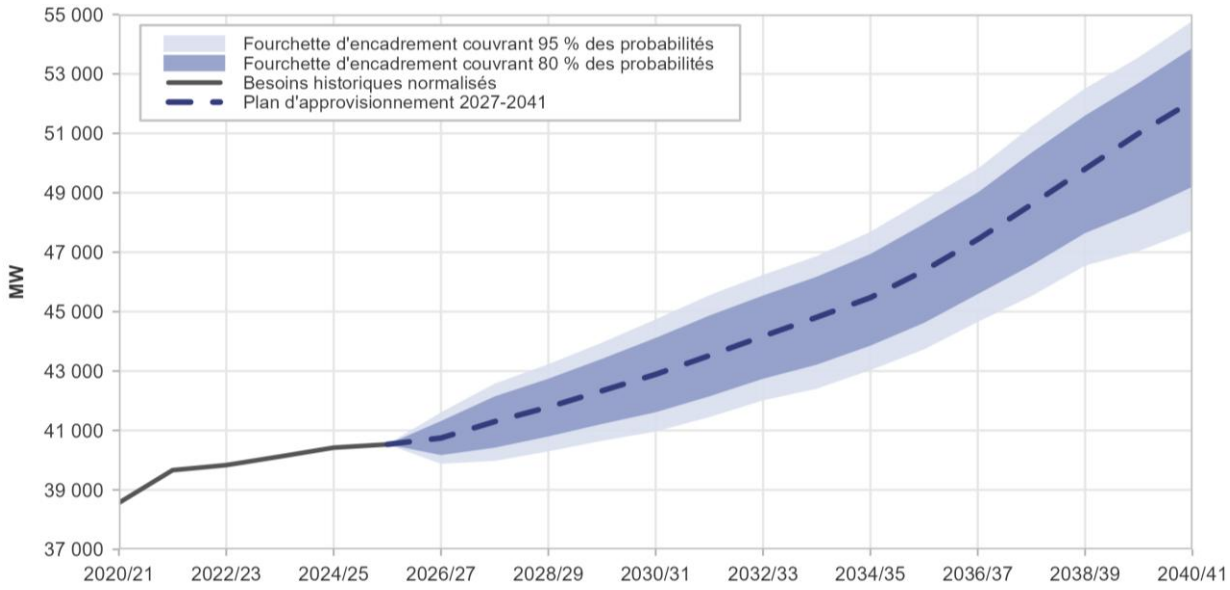
Dans le Plan 2027-2041, l'aléa entourant la demande prévue est asymétrique à la baisse, contrairement à celui du *Plan d'approvisionnement 2023-2032*, qui était orienté à la hausse. Ce renversement témoigne d'un changement dans la nature de l'incertitude. Au *Plan d'approvisionnement 2023-2032*, les perspectives de décarbonation et de développement des secteurs émergents retenues dans le scénario de référence étaient plus faibles que dans la prévision actuelle, ce qui laissait entrevoir le risque d'une croissance de la demande potentiellement plus forte que celle intégrée à la prévision. Ces sources de croissance, notamment les véhicules électriques, la décarbonation des procédés industriels et les secteurs émergents, occupent désormais une place importante dans la prévision actuelle. L'incertitude réside donc moins dans l'émergence de ces nouvelles sources de demande que dans le rythme de leur matérialisation. Une concrétisation plus lente que prévu pourrait ainsi entraîner une demande inférieure à la prévision, ce qui justifie l'asymétrie à la baisse retenue dans le Plan 2027-2041.

Figure 2.7
Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande
Besoins en énergie



L'aléa associé à la prévision de la demande de puissance provient de deux sources. D'une part, l'incertitude liée à la prévision des besoins annuels en énergie et à leur répartition par usage. D'autre part, l'incertitude inhérente à la modélisation du profil de consommation utilisée pour convertir ces besoins en énergie en besoins de puissance à la pointe d'hiver.

Figure 2.8
Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande
Besoins en puissance à la pointe d'hiver



2.6.3. Aléa global

L'aléa global est défini par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue.

Une manière de quantifier l'aléa est de calculer l'écart type sur l'ensemble des évolutions possibles des besoins. De façon générale, le scénario de référence plus ou moins un écart type couvre une probabilité d'occurrence de 68 %, tandis que le scénario de référence plus ou moins deux écarts types couvre une probabilité de 95 %. Le coefficient de variation, soit le ratio entre l'écart type et les besoins prévus, représente la dispersion par rapport à la moyenne.

Tableau 2.7
Aléa sur les besoins annuels en énergie

En TWh	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Écart type - Scénario Faible															
Aléa climatique	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Aléa sur la demande	2,1	3,1	3,5	4,1	4,6	5,2	6,0	6,8	7,6	8,3	9,1	10,0	10,8	11,6	12,3
Aléa global	3,5	4,2	4,5	5,0	5,4	5,9	6,6	7,4	8,1	8,8	9,5	10,4	11,2	12,0	12,6
Coefficient de variation global	1,8%	2,1%	2,2%	2,4%	2,6%	2,7%	3,0%	3,3%	3,6%	3,8%	4,0%	4,3%	4,5%	4,7%	4,9%
Écart type - Scénario Fort															
Aléa climatique	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Aléa sur la demande	0,9	1,7	1,9	2,0	2,2	2,5	2,9	3,3	3,7	3,9	4,1	4,3	4,5	4,8	5,0
Aléa global	3,0	3,4	3,4	3,5	3,6	3,8	4,1	4,4	4,7	4,8	5,0	5,1	5,3	5,5	5,7
Coefficient de variation global	1,5%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,8%	1,9%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%

Tableau 2.8
Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver

En MW	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035	2035-2036	2036-2037	2037-2038	2038-2039	2039-2040	2040-2041
Écart type - Scénario Faible															
Aléa climatique	1773	1799	1822	1847	1873	1893	1900	1921	1938	1942	1933	1987	2003	2004	2001
Aléa sur la demande	442	676	759	858	981	1 056	1 102	1 227	1 244	1 352	1 417	1 572	1 659	2 022	2 222
Aléa global	1828	1922	1973	2037	2114	2168	2196	2279	2303	2366	2397	2533	2601	2847	2990
Coefficient de variation global	4,5%	4,7%	4,7%	4,8%	4,9%	5,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%	5,1%	5,2%	5,2%	5,6%	5,7%
Écart type - Scénario Fort															
Aléa climatique	1773	1799	1822	1847	1873	1893	1900	1921	1938	1942	1933	1987	2003	2004	2001
Aléa sur la demande	441	652	737	828	944	1 037	1 053	1 051	1 130	1 210	1 214	1 342	1 384	1 306	1 374
Aléa global	1827	1913	1965	2024	2097	2159	2172	2190	2243	2288	2283	2398	2435	2392	2428
Coefficient de variation global	4,5%	4,6%	4,7%	4,8%	4,9%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,8%	4,9%	4,9%	4,7%	4,7%

3. Utilisation efficace de l’énergie et de la puissance

Dans la continuité de la prévision de la demande présentée à la section précédente, le présent chapitre détaille la stratégie en efficacité énergétique et en gestion de la demande de puissance (GDP), deux leviers stratégiques que le Distributeur mobilise pour orienter et optimiser la planification de ses approvisionnements. Les principaux gisements identifiés y sont également détaillés par marché.

L'efficacité énergétique agit directement sur la demande en la réduisant, tandis que la GDP permet de réduire ou de déplacer la consommation à des moments ciblés, générant ainsi un effet favorable sur le bilan de puissance. Conjugués, ces deux leviers permettent une flexibilité accrue pour arrimer l'évolution de la charge à ses capacités d'approvisionnement.

Devant la croissance prévue de la charge, l'efficacité énergétique et la GDP s'imposent comme des moyens de choix pour renforcer la résilience, notamment en raison de leur faible coût comparatif et de leur rapidité de déploiement.

Enfin, la stratégie et les objectifs en efficacité énergétique du Plan sont établis dans le respect des orientations du PGIRE et de ses jalons intermédiaires pour 2030 et 2040.

3.1. Approche méthodologique

Dans l’élaboration de sa trajectoire en efficacité énergétique, le Distributeur confirme qu’il s’inscrit en continuité avec la méthodologie décrite dans sa demande pour la révision tarifaire des années 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029.[3] Il procède en deux grandes étapes : l’analyse des potentiels, ainsi que la planification de portefeuilles où le potentiel est converti en cibles.

En ce qui concerne les potentiels, des études externes sont utilisées afin d’identifier le potentiel technique et le potentiel technico-économique réalisable par marché ainsi que par secteur d’activité ou usage.

Ces études servent de point de départ à la conversion du potentiel en trajectoire détaillée. Cette étape de planification de portefeuilles considère différents éléments afin de contraindre et d’ajuster le potentiel identifié, notamment la pénétration historique de certaines mesures, la vitesse réaliste d’adoption, la capacité du marché et de la chaîne d’approvisionnement, les budgets et impacts tarifaires ainsi que la rentabilité comparative des mesures.

La trajectoire est ensuite ajustée annuellement en fonction notamment des données de participation aux programmes et des évaluations de programme. Les ajustements tiennent compte également des évolutions anticipées des technologies ou du cadre normatif sur l’horizon de prévision.

Une approche similaire est retenue pour l’élaboration de la trajectoire de GDP, adaptée aux spécificités de cette filière.

[3] Dossier R-4307-2025, pièce B-0076.

3.2. Vision et objectifs

Le Distributeur vise l'atteinte de 21 TWh[4] d'économies d'énergie et de 3 500 MW de réduction de la demande de puissance d'ici 2035. À plus long terme, l'atteinte de la cible fixée par le PGIRE à l'horizon 2040, soit un total de 30 TWh[4] d'efficacité énergétique, est visée.

Le Distributeur met en œuvre une stratégie fondée sur la transformation des marchés, l'accompagnement des clientèles, le développement de partenariats, l'innovation et l'adaptation en continu de ses interventions.

L'atteinte des cibles reposera également sur la mobilisation de l'ensemble des parties prenantes. Le Distributeur devra pouvoir compter sur l'engagement soutenu de sa clientèle, de ses partenaires de marché et des pouvoirs publics afin d'accélérer l'adoption des solutions d'efficacité énergétique et de GDP.

3.3. Stratégie

La stratégie du Distributeur repose sur une approche par portfolios de programmes et d'interventions, d'une part pour l'efficacité énergétique et d'autre part pour la GDP, qui sont adaptés aux différents segments de clientèles. De manière générale, dans une optique de gestion responsable des programmes, le Distributeur priorise les interventions offrant le meilleur potentiel d'économies d'énergie au meilleur coût.

Dans l'établissement des trajectoires propres à chacun de ces segments, le Distributeur s'appuie sur les grands principes directeurs suivants :

- Aider à la mise en place de conditions de marché favorisant l'adoption des mesures souhaitées ;
- S'assurer que l'ensemble des segments de clientèle puissent passer à l'action ;
- Bâtir des programmes en cohérence avec le portefeuille d'investissements en efficacité énergétique et en GDP ;
- Ajuster périodiquement les appuis financiers, en fonction de l'évolution du marché et de la performance observée.

De plus, le Distributeur analyse en continu l'évolution des technologies émergentes afin d'identifier celles susceptibles de contribuer de façon significative aux objectifs d'efficacité énergétique et de GDP. Pour les technologies et les comportements énergétiques jugés prioritaires, le Distributeur établit des trajectoires d'adoption et met en place les leviers nécessaires pour favoriser leur diffusion à grande échelle.

Le Distributeur cherche également à maximiser les gains réels et la pérennité des mesures en s'assurant d'une utilisation adéquate des équipements et technologies adoptés par la clientèle. En effet, les économies d'énergie projetées dépendent non seulement de l'adoption des équipements, mais aussi de leur utilisation optimale dans le temps. Afin d'activer le marché et de favoriser l'adoption des mesures identifiées, le Distributeur agit sur trois leviers d'action.

[4] L'objectif d'économies d'énergie est calculé à partir l'année de référence 2022.

1. **Mobiliser** : Développer des offres, outils et mesures adaptés aux besoins des clients afin d'accélérer l'adoption et l'utilisation optimale des solutions d'efficacité énergétique et de GDP. Notamment :

   - Accompagnement ciblé et commercialisation adaptée pour répondre aux besoins spécifiques des différents segments de la clientèle ;
   - Développement d'outils diagnostiques qui permettent une meilleure compréhension et visualisation de la consommation énergétique, offrent des pistes d'optimisation de la consommation et proposent une utilisation plus efficace des appareils ;
   - Calibration des appuis financiers afin de favoriser la participation de tous les segments de clientèle, en maximisant les gains énergétiques obtenus pour chaque dollar investi ;
   - Mise en place de conditions gagnantes pour favoriser la transformation durable du marché grâce notamment au développement de partenariats, à l'innovation commerciale et à l'émergence de nouveaux modèles de financement.

2. **Faire évoluer le cadre normatif** : Collaborer avec le gouvernement pour mettre en place des leviers réglementaires favorisant des changements structurels durables des comportements énergétiques. À cet effet, le PGIRE reconnait que l'atteinte des cibles en efficacité énergétique reposera notamment sur la mise en place d'une réglementation rendant obligatoires les meilleures pratiques et les équipements les plus performants pour permettre de compléter le cycle de transformation de marché, par exemple en misant sur :

   - Normes de performance en matière de travaux de construction ;
   - Cotation énergétique des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels ;
   - Productivité énergétique industrielle ;
   - Politiques publiques favorisant la décarbonation efficace ;
   - Sobriété énergétique.

3. **Renforcer les signaux économiques** : Faire évoluer la tarification et les conditions de service afin d'encourager une consommation plus efficiente.

   - Certains ajustements aux signaux de prix contribueront à renforcer les incitatifs à une utilisation plus efficiente de l'électricité, à soutenir la transition énergétique et à limiter les transferts de coûts vers l'ensemble de la clientèle ;
   - Le Distributeur mise d'ailleurs sur tous les autres leviers à sa disposition, notamment en s'assurant que ses conditions de service puissent garantir une participation active de la clientèle actuelle et future aux efforts d'efficacité énergétique et de GDP.

Par ailleurs, la gestion des offres par portfolios fournit la flexibilité requise pour s'ajuster à un contexte hautement évolutif. Elle permet au Distributeur de profiter des opportunités qui se présentent en termes de besoins clients, du marché et de ses partenaires, tout en considérant l'évolution du cadre réglementaire et du contexte économique et géopolitique. Ainsi, le Distributeur pourra adapter en continu le niveau d'intervention associé à chacune de ses offres afin de tirer parti des conditions favorables et de tenir compte des contraintes susceptibles d'en limiter la portée.

3.4. Efficacité énergétique

Le portfolio d'efficacité énergétique comporte des programmes et initiatives pour chacun des segments de clientèles. Le tableau suivant présente la contribution en efficacité énergétique pour l'ensemble des clientèles.

Tableau 3.1
Prévision des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique

En TWh	*2027*	*2028*	*2029*	*2030*	*2031*	*2032*	*2033*	*2034*	*2035*	*2036*	*2037*	*2038*	*2039*	*2040*	*2041*	*2027-2041*
Résidentiel	0,6	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,9	1,0	1,0	0,9	0,8	10,5
Commercial et Institutionnel	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	7,5
Industriel	0,5	0,5	0,7	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	6,9
TOTAL	**1,6**	**1,5**	**1,9**	**1,6**	**1,7**	**1,8**	**1,9**	**1,8**	**1,9**	**1,9**	**1,8**	**1,7**	**1,5**	**1,2**	**1,0**	**24,8**

Les sections suivantes détaillent la trajectoire par marché et présentent la répartition des principaux gisements identifiés entre 2027 et 2035. Les gisements d'efficacité énergétique ne sont pas détaillés pour l'horizon 2036-2041, compte tenu du niveau d'incertitude plus élevé qui caractérise cette période. Cette approche est cohérente avec celle retenue dans le PGIRE, lequel reconnaît qu'il n'est « pas possible d'identifier dès aujourd'hui toutes les technologies qui permettront de répondre aux besoins futurs » [5].

3.4.1. Secteur résidentiel

Les gisements identifiés pour le secteur résidentiel totalisent 5,2 TWh à l'horizon 2035, répartis entre les interventions liées à l'évolution du cadre normatif (1,7 TWh) et les interventions liées aux offres, outils et mesures du Distributeur (3,5 TWh), lesquelles sont illustrées à la figure 3.1.

Puisque le chauffage des bâtiments représente la principale source de consommation énergétique des clients résidentiels, il comporte un grand potentiel de réduction de la consommation. À cet égard, les mesures associées aux thermopompes à très haute efficacité sont celles qui génèrent 45 % de l'efficacité énergétique du secteur résidentiel associée aux mesures du Distributeur à l'horizon 2035. Dans une moindre mesure, la géothermie présente des opportunités d'efficacité énergétique, mais son déploiement à grande échelle au secteur résidentiel peut être freiné en raison des coûts élevés et des contraintes d'aménagement. La géothermie représente 7 % des économies d'énergie de ce secteur.

Le Distributeur mise aussi sur la sensibilisation et l'accompagnement pour inciter la clientèle à adopter des comportements énergétiques efficaces et maximiser les retombées des

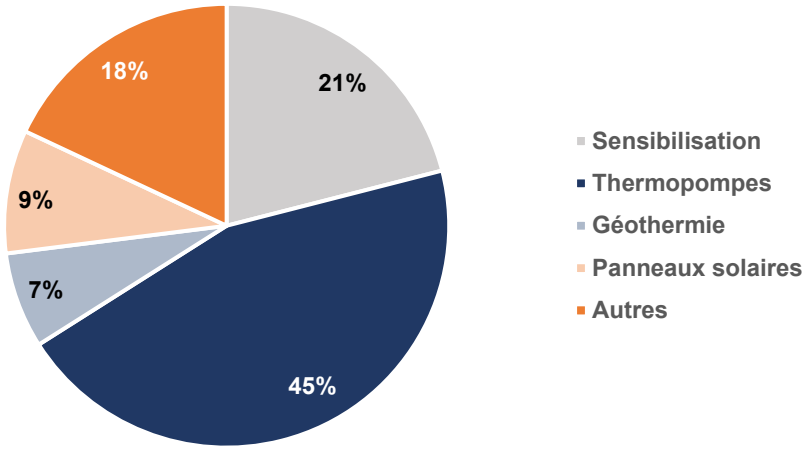
[5] PGIRE, page 21.

mesures déployées. Ce type de mesures générera 21 % des économies d'énergie du secteur résidentiel pour le Distributeur.

Le solaire photovoltaïque, à 9 %, représente une part croissante de l'efficacité énergétique qui sera fournie par la clientèle résidentielle. Son déploiement progressif, déjà amorcé, contribue à réduire les besoins en énergie tout en préparant l'intégration future de ressources énergétiques décentralisées. Afin d'en maximiser les bénéfices, son développement devra s'inscrire dans une trajectoire cohérente avec les capacités d'intégration au réseau et l'évolution des systèmes d'exploitation. L'émergence graduelle du stockage permettra éventuellement d'accroître la valeur du solaire en favorisant une meilleure intégration de la production décentralisée au système électrique. Mentionnons que d'autres mesures liées à l'enveloppe du bâtiment et à des initiatives en développement contribuent aussi à la trajectoire du Distributeur et représentent 18 % des gisements en efficacité énergétique.

Quant aux interventions liées à l'évolution du cadre normatif, dont notamment l'évolution des normes de performance en matière de travaux de construction et la cotation énergétique, elles devraient se traduire par des réductions énergétiques liées essentiellement au chauffage des bâtiments et à la sensibilisation.

Figure 3.1
Répartition des gisements en efficacité énergétique pour les années 2027 à 2035 – Secteur résidentiel



3.4.2. Secteur commercial et institutionnel

Les gisements identifiés dans les secteurs commercial et institutionnel totalisent 5,2 TWh à l'horizon 2035, répartis entre les interventions liées à l'évolution du cadre normatif (1,7 TWh) et les interventions liées aux offres, outils et mesures du Distributeur (3,5 TWh), lesquelles sont illustrées à la figure 3.2.

Les mesures de chauffage efficace représentent une part importante du potentiel identifié. Elles comprennent l'installation de thermopompes, les mesures de récupération de chaleur et la géothermie.

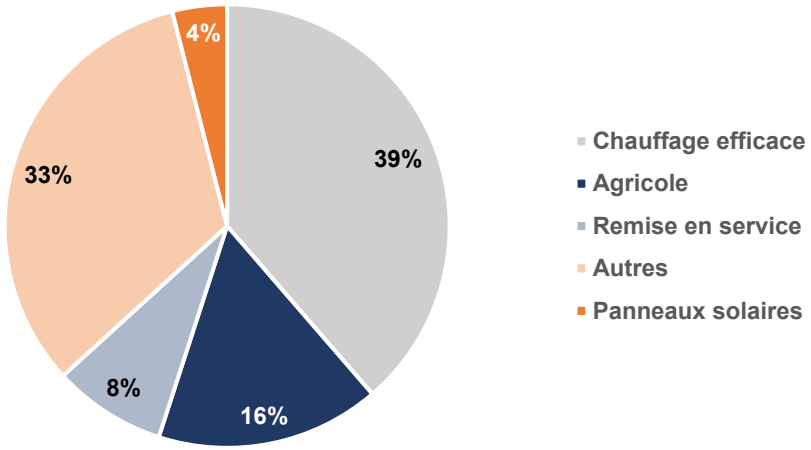
Le Distributeur poursuivra sa collaboration avec les partenaires du secteur agricole afin d'accroître le taux de pénétration des mesures d'efficacité énergétique auprès de cette clientèle. Cet effort visera l'ensemble des mesures offertes dans le cadre du programme Solutions efficaces qui sont pertinentes pour cette clientèle.

Par ailleurs, plusieurs autres mesures sont offertes à la clientèle commerciale et institutionnelle et sont adaptées à la nature hétérogène de cette clientèle. La stratégie du Distributeur mise sur le renforcement des capacités de diagnostic, de suivi et de gestion de l'énergie afin de soutenir une prise de décision éclairée, ainsi que sur l'accélération de l'adoption des technologies de contrôle, d'automatisation et d'optimisation énergétique. Le Distributeur priorise également l'accélération de la remise au point des systèmes électromécaniques des bâtiments (*recommissioning*) afin d'optimiser les systèmes déjà en place, permettant ainsi de réduire la consommation d'énergie sans investissements majeurs en capital.

À l'instar des actions décrites pour le solaire photovoltaïque dans le secteur résidentiel, le Distributeur compte également sur le développement de cette filière pour les secteurs commercial et institutionnel.

Enfin, l'arrivée prochaine de la cotation énergétique pour les secteurs commercial et institutionnel permettra d'influencer les décisions d'investissement en décarbonation et modernisation de bâtiments et ainsi accélérer l'adoption de solutions performantes.

Figure 3.2
Répartition des gisements en efficacité énergétique
pour les années 2027 à 2035 – Secteurs commercial et institutionnel



3.4.3. Secteur industriel

Les gisements identifiés dans le secteur industriel totalisent 5,3 TWh à l'horizon 2035, répartis entre les interventions liées à l'évolution du cadre normatif (1,4 TWh) et les interventions liées aux offres, outils et mesures du Distributeur (3,9 TWh), lesquelles sont illustrées à la figure 3.3.

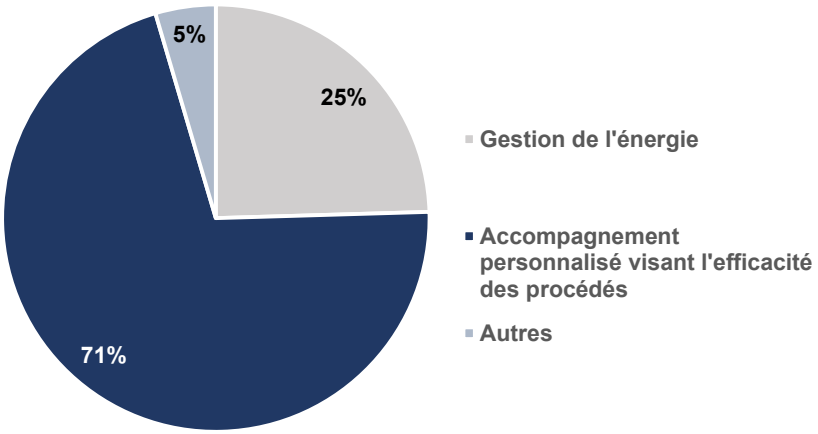
Un élément central de la stratégie du Distributeur consiste en l'instauration, auprès de la clientèle, d'une culture de gestion de l'énergie afin de renforcer les capacités d'analyse, de diagnostic et d'optimisation énergétique. Cette gestion active de l'énergie permettra par ailleurs à la clientèle d'identifier les projets d'efficacité énergétique les plus porteurs et de les planifier de manière intégrée et séquencée dans le temps.

Compte tenu des besoins et enjeux particuliers de cette clientèle, ainsi que de la variété de leurs procédés industriels, la stratégie du Distributeur repose également sur un accompagnement spécialisé et personnalisé permettant d'identifier, de prioriser et de réaliser les projets offrant le meilleur potentiel d'amélioration de la productivité énergétique. Cette approche permet de tenir compte des réalités opérationnelles des clients ainsi que des cycles d'investissement associés au remplacement et à la maintenance des équipements liés au procédé.

En outre, considérant l'environnement dans lequel évolue cette clientèle, le Distributeur entend favoriser un partage des risques liés aux investissements en efficacité énergétique et réfléchit à des mécanismes pour en permettre la mise en œuvre.

Enfin, le développement d'un calendrier de déploiement d'un cadre d'amélioration de la productivité énergétique pour la clientèle industrielle par le gouvernement du Québec favorisera la réalisation de projets en efficacité énergétique.

Figure 3.3
Répartition des gisements en efficacité énergétique pour les années 2027 à 2035 – Secteur industriel



3.5. Gestion de la demande de puissance

La stratégie d'approvisionnement, présentée au chapitre 6, inclut l'ensemble des moyens sur lesquels le Distributeur prévoit s'appuyer pour répondre, de façon fiable, aux besoins futurs en énergie et en puissance. Dans cette stratégie, les moyens de GDP constituent une ressource essentielle permettant d'assurer l'équilibre offre-demande du réseau.

L'atteinte des objectifs en GDP repose toutefois sur la capacité du Distributeur à maintenir la participation des clients actuels, à élargir le bassin de participants et à améliorer leur performance. À cette fin, le Distributeur mise sur une combinaison d'options tarifaires, d'appuis financiers, d'équipements intelligents et de mesures d'automatisation visant à réduire les barrières à la participation et à favoriser l'adhésion des différents secteurs de clientèles. Cette approche est cohérente avec les orientations du PGIRE, qui reconnaît la GDP comme un levier important pour appuyer la résilience et la sécurité du système énergétique.

L'adhésion de nouveaux participants demeure donc essentielle au développement de la GDP, mais la contribution additionnelle qui en découle doit être évaluée à l'échelle du réseau. À mesure que la participation augmente, les interactions entre les moyens, l'évolution du profil de consommation de la journée de pointe ainsi que les périodes de préparation et de reprise peuvent limiter la réduction additionnelle de la demande maximale. Cette limite met en évidence l'importance de faire évoluer le portefeuille de moyens de GDP, notamment en diversifiant les charges contrôlées, les plages d'intervention et les stratégies d'effacement ou de déplacement, afin de préserver leur contribution à l'écrêtage de la pointe.

Tableau 3.2
Contribution des options tarifaires de GDP

En MW	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035	2035-2036	2036-2037	2037-2038	2038-2039	2039-2040	2040-2041
Tarification dynamique	624	825	1 009	1 123	1 272	1 352	1 436	1 505	1 548	1 574	1 583	1 584	1 574	1 557	1 535
GDP Latitude	771	779	790	801	793	803	811	812	816	818	826	827	831	835	842
GDP Engagement	1 271	1 272	1 296	1 309	1 211	1 235	1 247	1 253	1 264	1 275	1 284	1 288	1 297	1 304	1 314
TOTAL	**2 666**	**2 876**	**3 095**	**3 233**	**3 276**	**3 390**	**3 494**	**3 570**	**3 628**	**3 667**	**3 693**	**3 699**	**3 702**	**3 696**	**3 691**

Tableau 3.3
Description des moyens de GDP existants

Moyens	*Clientèle visée*	*Description*
GDP Engagement	Clients commerciaux, institutionnels et industriels de moyenne et grande puissance	Un crédit est offert aux clients qui acceptent de réduire leur demande en pointe, à la demande du Distributeur. En cas de refus, une pénalité s'applique.
GDP Latitude	Clients commerciaux, institutionnels et industriels de petite et moyenne puissance	Un crédit est versé afin qu'ils réduisent leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe, à la demande du Distributeur.
Tarification dynamique	Clients résidentiels, commerciaux et institutionnels de petite puissance	L'option de crédit hivernal et les tarifs Flex D et Flex G sont inscrits au bilan de puissance.

3.5.1. Secteur résidentiel

Les mesures de GDP du secteur résidentiel visent le déplacement de la consommation d'énergie lors de périodes prédéfinies, soit par le signal de prix d'une offre tarifaire ou par le contrôle direct d'un équipement par un agrégateur (Hydro-Québec et/ou agrégateur indépendant).

Puisque le chauffage des bâtiments représente la principale source de consommation énergétique des clients résidentiels en période de pointe, il comporte un grand potentiel de réduction de la demande en puissance. À cet égard, le Distributeur a développé des offres de tarification dynamique ainsi que des mesures associées aux thermostats intelligents et aux chauffe-eau permettant d'encourager la clientèle à mieux consommer en déplaçant une partie de leurs besoins de chauffage à l'extérieur des périodes de pointe.

Le Distributeur explore aussi d'autres usages, qui se démarquent à la fois par leur potentiel significatif et leur flexibilité opérationnelle élevée. C'est notamment le cas de la recharge des véhicules électriques. D'autres avenues telles que les batteries ou la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques seront aussi explorées.

Sur l'horizon du Plan, le Distributeur continue de faire évoluer ses offres afin d'accroître la participation de la clientèle et mobiliser d'autres usages résidentiels pour contribuer davantage à la réduction de la pointe.

3.5.2. Secteurs commercial, institutionnel et industriel

Les mesures de GDP des secteurs commercial, institutionnel et industriel visent plutôt la flexibilité et la fiabilité des contributions. Pour cette clientèle, le Distributeur priorise l'effacement de consommation à l'aide de technologies facilitantes, entre autres l'automatisation des bâtiments et procédés, les systèmes de contrôle de la charge, le stockage et l'optimisation de la consommation.

Les programmes du Distributeur ont pour objectif notamment de réduire les obstacles à l'entrée pour les nouveaux clients, de soutenir l'acquisition d'équipements facilitants, d'augmenter la participation ainsi que d'améliorer la performance et la fiabilité de la clientèle.

3.5.3. Améliorations méthodologiques

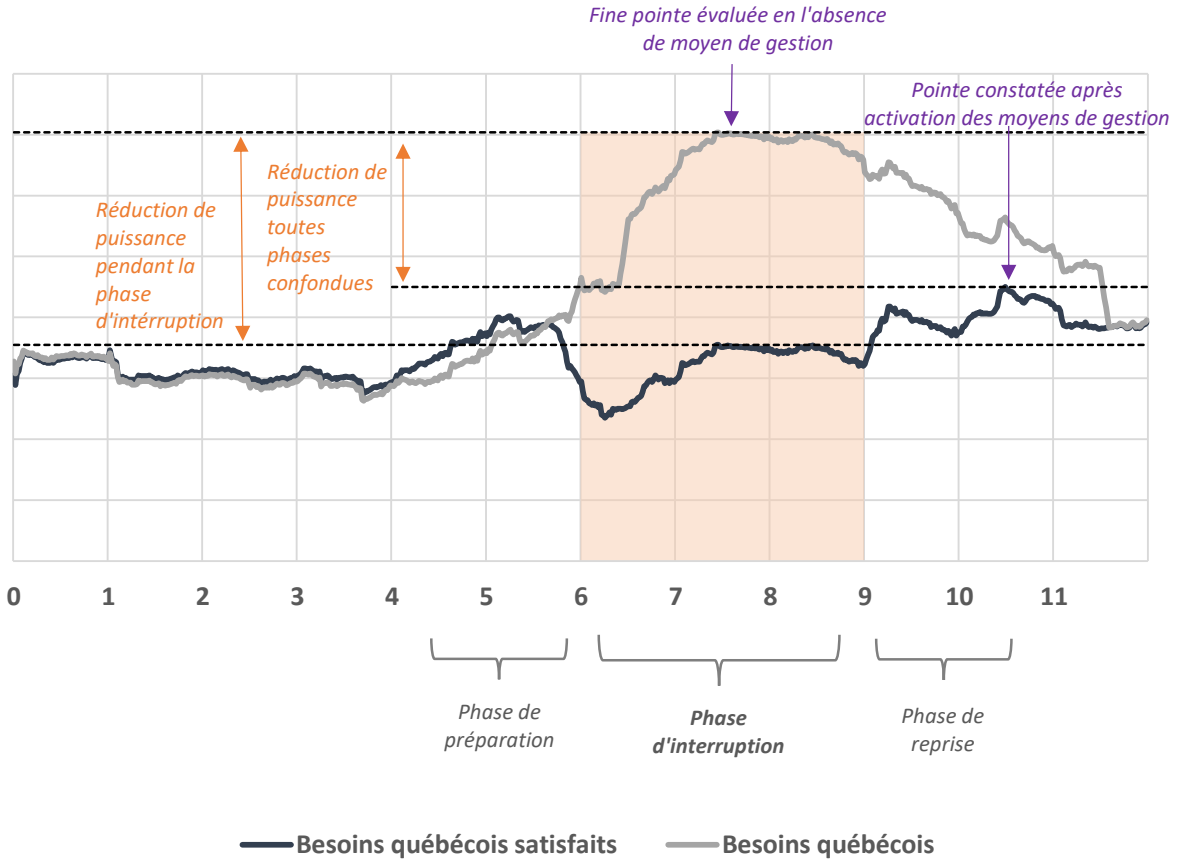
Potentiel d'écrêtage

Le potentiel d'écrêtage représente la réduction maximale de la demande du réseau qui peut être obtenue par une modification temporaire du profil de consommation de la clientèle.

Cette réduction peut provenir de moyens de gestion qui réduisent la consommation totale d'énergie pendant un événement de pointe (moyens d'effacement) ou de moyens qui déplacent une partie de cette énergie vers d'autres heures (moyens de déplacement). Ces derniers entrainent une augmentation de la consommation avant ou après l'événement.

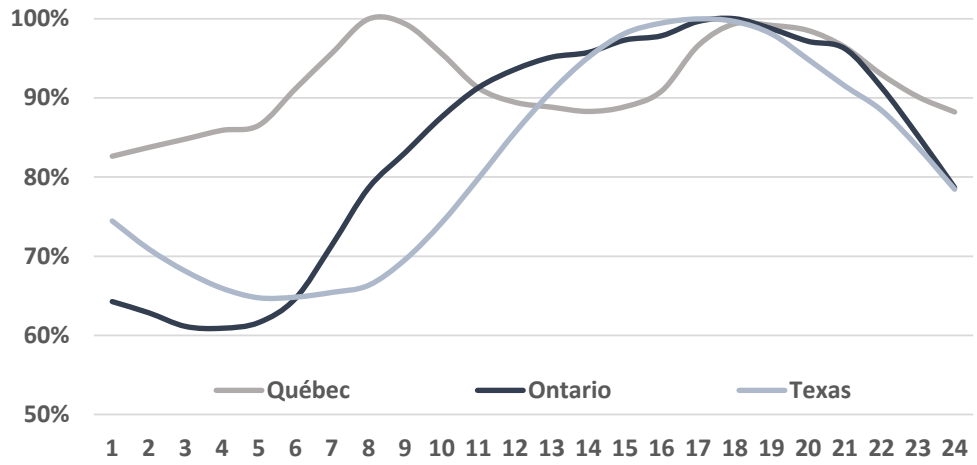
Le potentiel d'écrêtage est atteint lorsque les moyens de gestion ne permettent plus de réduire davantage la pointe, car celle-ci a été déplacée en dehors de la phase d'interruption.

Figure 3.4
Illustration du concept de déplacement
Besoins québécois avant et après la contribution des moyens de GDP



Le potentiel d'écrêtage dépend étroitement de la forme du profil de demande au cours de la journée de pointe. Une journée caractérisée par une pointe relativement brève et prononcée se prête davantage au déplacement de la consommation qu'une journée durant laquelle la demande demeure élevée pendant plusieurs heures. Au Québec, les besoins de chauffage des bâtiments maintiennent élevée la demande d'électricité durant les épisodes de froid, ce qui contribue à prolonger les périodes de pointe hivernale.

Figure 3.5
Profils types indexés d'une journée de pointe pour différents territoires



De plus, la contribution d'un moyen de GDP à la réduction de la pointe dépend à la fois de la puissance contrôlable et du profil complet de son intervention. Pour les moyens fondés sur le déplacement de la consommation, trois périodes doivent être considérées :

- La phase de préparation : période précédant l'événement durant laquelle une partie de la consommation peut être devancée, par exemple pour préchauffer un bâtiment, constituer des réserves thermiques ou accroître temporairement la production en prévision d'un ralentissement ou d'un arrêt d'équipements industriels ;
- La phase d'interruption : période couvrant la pointe anticipée, durant laquelle la consommation est réduite par l'interruption, le ralentissement ou la modulation de certains usages, équipements ou procédés ;
- La phase de reprise : période suivant l'événement durant laquelle certains équipements ou procédés sont réactivés et une partie de l'énergie non consommée est récupérée, notamment pour rétablir les conditions de confort, reconstituer les réserves ou reprendre la production interrompue.

Lorsque la participation de la clientèle augmente, l'appel de puissance pendant la période d'interruption est réduit, mais celui associé à la préparation ou à la reprise devient lui plus important.

L'atteinte du potentiel d'écrêtage peut donc être repoussée en permettant l'évolution du portefeuille de moyens de GDP. Cette évolution devra considérer la complémentarité des moyens de gestion disponibles, les plages d'intervention visées, les stratégies d'effacement ainsi que l'évolution du profil de demande en période de pointe.

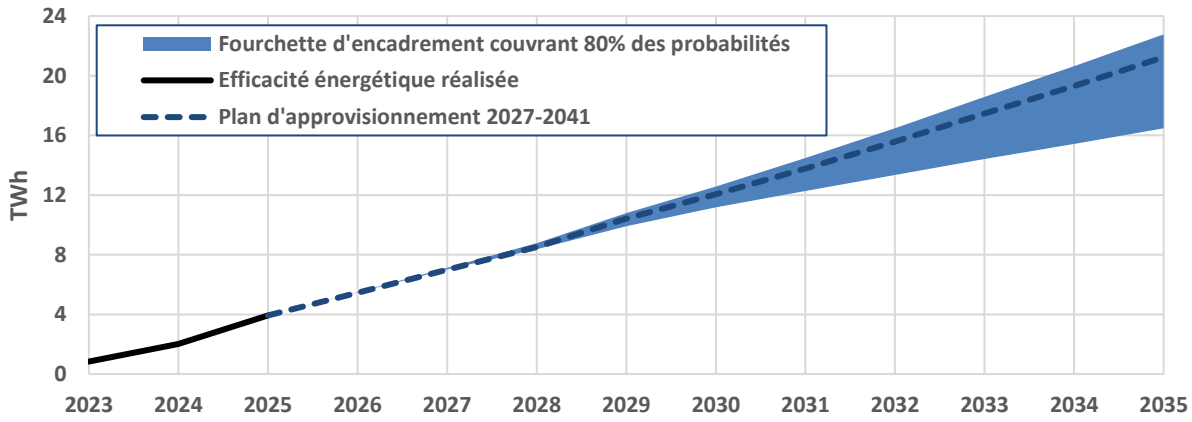
3.6. Gestion des risques

L'aléa de la demande décrit au chapitre 2 du présent Plan prend en compte l'incertitude quant à la trajectoire de référence du scénario d'efficacité énergétique. Cette trajectoire est soumise à ses propres sources d'incertitude.

Plusieurs facteurs exogènes peuvent influencer l'atteinte des cibles. Parmi les risques identifiés figurent notamment les conditions économiques, l'évolution des coûts des technologies, la disponibilité des capitaux nécessaires à leur déploiement ainsi que le rythme d'évolution du cadre normatif. L'atteinte des objectifs dépend également de la contribution des différents acteurs de l'écosystème, notamment les fournisseurs d'équipements et de services ainsi que le gouvernement.

À ces risques s'ajoutent des incertitudes émergentes ou encore inconnues à ce stade, susceptibles de modifier les conditions du marché ou le potentiel réalisable des différents gisements. Dans ce contexte, il est impératif de maintenir la flexibilité requise pour adapter les interventions aux conditions futures.

Figure 3.6
Fourchette d'encadrement des contributions en énergie en efficacité énergétique



En résumé :

- La prévision de la demande prend en compte les objectifs en efficacité énergétique tandis que la GDP est prise en compte dans le bilan de puissance.
- Le Distributeur vise 21 TWh d'économies d'énergie et 3 500 MW de réduction en puissance d'ici 2035, ainsi que 30 TWh d'efficacité énergétique en 2040, conformément au PGIRE.
- La stratégie repose sur un portefeuille de programmes adaptés à chaque segment de clientèle et sur trois leviers : la mobilisation de la clientèle, l'évolution du cadre normatif avec le gouvernement et le renforcement des signaux économiques.
- Puisque l'atteinte des cibles est en partie tributaire de facteurs externes, le Distributeur doit maintenir la flexibilité requise pour adapter l'exécution de sa stratégie.

4. Approvisionnements existants et requis

Les chapitres précédents ont fait état d'une hausse importante des besoins en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan, et ce, malgré une trajectoire soutenue en efficacité énergétique. Le présent chapitre met ces besoins en perspective avec les approvisionnements existants, au moyen des bilans prévisionnels d'énergie et de puissance. Ces bilans prévisionnels n'incluent pas la contribution de la stratégie d'approvisionnement, de sorte qu'il y apparaît un écart croissant sur l'horizon du Plan. Ces bilans permettent d'établir l'ampleur et le rythme des besoins à combler, indépendamment des moyens retenus pour y répondre. Les bilans intégrant la contribution de la stratégie d'approvisionnement seront présentés au chapitre 6.

Ainsi, les bilans prévisionnels montrent que les besoins à combler s'élèvent à près de 8 TWh et 2 700 MW dès 2029, pour atteindre environ 67 TWh en énergie et 15 000 MW en puissance en 2041, des volumes qui requièrent la mise en place de nouveaux approvisionnements de long terme. Cet écart résulte de la croissance de la demande, mais aussi de l'arrivée à échéance de nombreux approvisionnements postpatrimoniaux existants, que la mise en service des contrats octroyés ces dernières années ne compense pas entièrement.

Ce chapitre s'articule comme suit. La section 4.1 décrit les approvisionnements existants inscrits aux bilans. La section 4.2 présente le bilan d'énergie prévisionnel. La section 4.3 expose ensuite le bilan de puissance prévisionnel et la réserve de planification. La section 4.4 fournit les bilans prévisionnels détaillés. Enfin, la section 4.5 caractérise les besoins à combler.

4.1. Approvisionnements existants

Le portefeuille d'approvisionnements du Distributeur est composé d'un approvisionnement en électricité patrimoniale et d'une variété d'approvisionnements postpatrimoniaux, décrits dans les sous-sections qui suivent.

4.1.1. Approvisionnements fournis par Hydro-Québec

Le tableau suivant présente les approvisionnements fournis par Hydro-Québec, soit l'électricité patrimoniale et différents produits en électricité postpatrimoniale. Plusieurs de ces approvisionnements prennent fin en 2027 ou en 2028.

Tableau 4.1
Approvisionnements fournis par Hydro-Québec

Approvisionnement	Description	Énergie annuelle	Puissance inscrite au bilan
Électricité patrimoniale	Bloc d'énergie réservée pour la clientèle québécoise.	Jusqu'à 178,9 TWh	37 442 MW
Approvisionnement en base découlant de l'appel d'offres A/O 2002-01 [1]	Livraisons fermes d'énergie garantie, se terminant en 2027.	3,1 TWh	350 MW
Approvisionnement cyclable découlant de	Livraisons pouvant être modulées d'heure en heure, se terminant en 2027.	Jusqu'à 2,2 TWh	250 MW

l'appel d'offres A/O 2002-01 [1]			
Conventions d'énergie différée/rappelée [1]	Ententes permettant de procéder à des retours de l'énergie des approvisionnements en base et cyclable qui avait été différée depuis 2008, prenant fin avec ces approvisionnements.	Varie selon les rappels prévus, atteint jusqu'à 1,2 TWh selon la planification actuelle	Varie selon les rappels prévus
Approvisionnements de puissance découlant de l'A/O 2015-01 [1]	Trois (3) approvisionnements en puissance qui procurent jusqu'à 351 heures d'énergie à la demande du Distributeur.	0,2 TWh	500 MW
Approvisionnement en énergie découlant de l'A/O 2021-01 [1]	Livraisons fermes d'énergie garantie sur tout l'horizon du Plan.	1,4 TWh	159 MW
Approvisionnement cyclable découlant de la demande tarifaire R-4307-2025	Approvisionnement dont les livraisons peuvent être modulées d'heure en heure, se terminant le 31 décembre 2028.	Jusqu'à 5,3 TWh	600 MW
Approvisionnement en base hivernale découlant de la demande tarifaire R-4307-2025	Approvisionnement en livraisons fermes d'énergie garantie pour la période hivernale, se terminant le 31 décembre 2028.	1,9 TWh	1 000 MW
Service d'intégration éolienne découlant de la demande tarifaire R-4307-2025	Service assurant l'équilibrage de la production éolienne, des retours d'énergie stables et une garantie de puissance, prenant fin le 31 décembre 2028.	Raffermit les livraisons des parcs éoliens à hauteur de 35 % de la puissance éolienne installée, sur une base annuelle	Bonifie et garantit la contribution en puissance de l'éolien à 40 % de sa puissance installée

(1) Approvisionnement issu d'un contrat conclu avant l'adoption de la Loi 24.

Pour la lecture des bilans, il importe de mentionner que le Distributeur n'a pas appliqué l'hypothèse d'une prolongation du Service d'intégration éolienne (SIÉ) au-delà de son échéance au 31 décembre 2028. Ainsi, à compter de 2029, la production éolienne figure aux bilans selon sa contribution en puissance explicitée à la section 4.3.2. L'équilibrage et la puissance complémentaire fournis par le SIÉ devront être comblés ou assurés par d'autres moyens.

4.1.2. Approvisionnements fournis par des tiers

Le tableau suivant présente les contrats conclus avec des fournisseurs privés dans le cadre d'appels d'offres ou de programmes d'achat d'électricité. Ils regroupent des approvisionnements éoliens, de cogénération à la biomasse et de petites centrales hydrauliques.

Tableau 4.2
Approvisionnements postpatrimoniaux fournis par des tiers

Approvisionnement	Description	Énergie annuelle	Puissance inscrite au bilan
Éolien	Contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres, incluant les appels d'offres 2021-01, 2021-02 et 2023-01.	18,2 TWh en moyenne	36 % de la capacité installée, décroissante sur l'horizon
Cogénération	Contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres ou de programmes d'achat d'électricité.	Jusqu'à 2,1 TWh	Jusqu'à 288 MW
Petites centrales hydrauliques	Contrats conclus dans le cadre du programme d'achat d'électricité. Les contrats visant des projets qui ne sont pas en service et dont les dates prévues de début des livraisons demeurent incertaines n'ont pas été pris en compte.	Jusqu'à 0,5 TWh	Jusqu'à 103 MW

4.1.3. Gestion de la demande de puissance

Les moyens de GDP inscrits au bilan contribuent à la réduction de la demande en période de pointe, sans apport en énergie. Ils se déclinent en trois grands volets : la GDP Engagement (1 314 MW en 2041), la GDP Latitude (842 MW en 2041) et la tarification dynamique (1 535 MW en 2041), pour un total d'environ 3 700 MW en 2041. Ces moyens sont décrits de façon plus détaillée au chapitre 3.

4.1.4. Autres moyens

Le tableau suivant présente les autres moyens dont dispose le Distributeur pour répondre à ses besoins en puissance. Ils reposent sur l'interruption ou la réduction de certaines charges, ou constituent des moyens de dernier recours.

Tableau 4.3
Autres moyens inscrits aux approvisionnements

Approvisionnement	Description	Énergie annuelle	Puissance inscrite au bilan
Service non ferme Chaînes de blocs	En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95 % de la charge. Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement est géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux, le Distributeur peut demander un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et ce, pour un maximum de 100 heures.	Atteint 0,1 TWh	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs Jusqu'à 256 MW
Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la contribution	–	250 MW

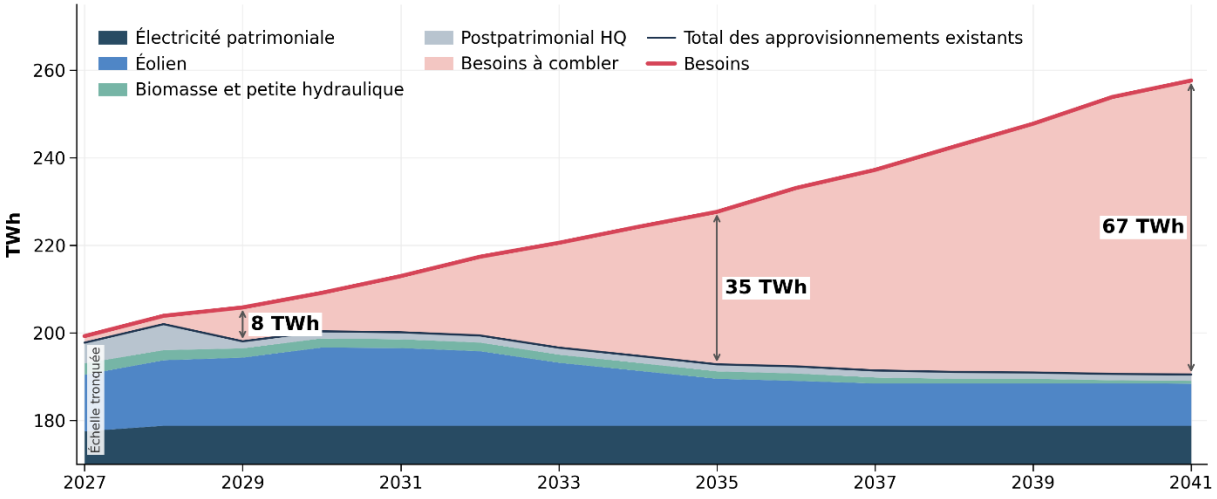
	en puissance est réalisée périodiquement par le Transporteur.		
Option d'électricité additionnelle	Option tarifaire destinée à la clientèle moyenne et grande puissance permettant aux clients de bénéficier de conditions tarifaires avantageuses, en contrepartie de permettre au Distributeur d'interdire la consommation moyennant un préavis de deux heures, en fonction de ses besoins.	–	Atteint 262 MW

4.2. Bilan d'énergie

Les besoins en énergie du Distributeur exposés au chapitre 2 croissent d'environ 63 TWh par rapport à 2026 pour atteindre près de 258 TWh en 2041. Cette croissance tient compte de la contribution de l'efficacité énergétique et de l'autoproduction, qui en atténuent l'ampleur.

Les approvisionnements existants demeurent relativement stables, entre 190 et 200 TWh, grâce au début des livraisons des approvisionnements issus des appels d'offres de 2021 et 2023 qui compensent l'échéance des contrats issus des premiers appels d'offres du Distributeur, puis ils déclinent en fin d'horizon à mesure que davantage de contrats viennent à échéance. Des besoins de l'ordre de 8 TWh sont à combler dès 2029, et s'accentuent par la suite pour atteindre 67 TWh en 2041. La figure suivante illustre le bilan d'énergie, dont la version détaillée est présentée à la section 4.4.

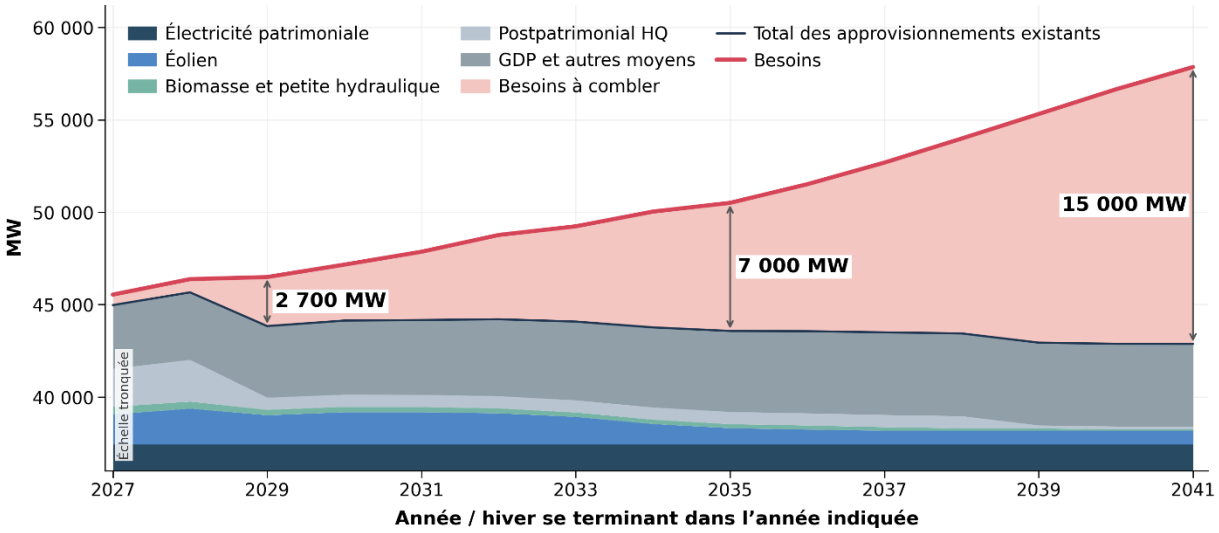
Figure 4.1
Aperçu des besoins à combler en énergie



4.3. Bilan de puissance

Les besoins en puissance du Distributeur croissent de plus de 12 000 MW sur l'horizon du Plan pour atteindre un peu plus de 58 000 MW en 2041, réserve incluse. Cette croissance, combinée à la décroissance des volumes d'approvisionnements existants, crée des besoins à combler de plus de 15 000 MW additionnels en 2041. La figure suivante illustre le bilan de puissance, dont la version détaillée est présentée à la section 4.4.

Figure 4.2
Aperçu des besoins à combler en puissance



4.3.1. Évaluation de la réserve de planification

Le bilan de puissance compare, pour chaque hiver de l'horizon du Plan, les besoins à la pointe normalisée aux approvisionnements dont dispose le Distributeur. Pour rencontrer le critère de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) reconnu par la Régie, soit une espérance de délestage (LOLE, pour Loss of Load Expectation) n'excédant pas la fréquence d'un jour aux dix ans, les besoins à la pointe normalisée sont majorés d'une réserve de planification.

La réserve de planification est établie par simulation et vise à couvrir les risques auxquels le système est exposé, qu'ils soient d'origine climatique, liés à des pannes d'équipements ou à des contraintes d'exploitation qui limitent la disponibilité de certains moyens. Elle inclut également une réserve pour l'aléa économique de la demande, croissante pour les cinq premières années puis constante pour le reste de l'horizon.

Les simulations évaluent le risque sur l'ensemble des heures de l'année, en tenant compte des conditions de demande et de la disponibilité des ressources. La réserve de planification s'obtient en soustrayant la pointe de demande normalisée du volume total de ressources requises pour respecter le critère de fiabilité sur l'ensemble des simulations. La réserve de planification varie donc selon les aléas intégrés aux simulations.

4.3.2. Traitement des énergies renouvelables variables dans la réserve de planification

Les ressources éoliennes et solaires sont intégrées aux simulations servant à évaluer la fiabilité et à établir la réserve de planification au moyen de multiples séries temporelles horaires de production, qui permettent de représenter la variabilité de leur production ainsi que sa corrélation avec la demande.

Une convention distincte est toutefois retenue pour leur représentation au bilan de puissance. Plutôt que d'y inscrire leur puissance installée, ces ressources y sont représentées selon leur contribution en puissance équivalente, qui traduit leur apport à la fiabilité en puissance tel qu'évalué à partir des simulations, à la marge du portefeuille global d'approvisionnements. Cette convention permet d'assurer une représentation cohérente des ressources dans le bilan et d'éviter que l'ajout de capacités éoliennes et solaires se traduise mécaniquement par une augmentation de la réserve de planification exprimée en MW, alors que la totalité de leur puissance installée ne contribue pas de façon équivalente à la fiabilité en puissance.

Ainsi, la contribution en puissance équivalente n'est pas un intrant aux simulations de fiabilité : celles-ci reposent sur les séries horaires de production. Elle constitue plutôt une mesure équivalente utilisée aux fins de la représentation de ces ressources dans le bilan de puissance. La contribution en puissance de l'éolien dépend de la coïncidence entre la production et la charge, d'une part, et de la proportion de la ressource dans le bouquet énergétique du système électrique, d'autre part. Cette contribution est actuellement évaluée, dans le bilan de puissance, à 36 % de la puissance éolienne installée. Son évolution selon la proportion de l'éolien dans le portefeuille d'approvisionnements est présentée à la section 5.1.1.

4.3.3. Améliorations aux outils d'évaluation du risque en puissance

Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a fait évoluer ses méthodes d'évaluation de la fiabilité en puissance en remplaçant GE MARS par SERVM pour l'évaluation du risque en puissance. Cette évolution permet notamment une représentation plus fine des principaux aléas auxquels le système électrique est exposé et des caractéristiques opérationnelles des ressources qui contribuent à sa fiabilité.

Plus particulièrement, les simulations s'appuient désormais sur un échantillonnage systématique des scénarios de demande, permettant une représentation plus uniforme de l'aléa climatique, ainsi que sur une modélisation améliorée des moyens de gestion de la demande, qui tient davantage compte de leurs contraintes d'utilisation et de leur flexibilité.

Le cadre de modélisation a également été enrichi afin de représenter explicitement la production éolienne au moyen de séries horaires corrélées aux conditions météorologiques et à la demande, et d'intégrer plus finement les caractéristiques de la GDP, notamment les profils de préparation et de reprise associés à certains moyens. Ces améliorations permettent ainsi de mieux représenter la diversité et l'interdépendance des situations susceptibles de mettre le système sous tension et, par conséquent, d'obtenir une évaluation plus robuste du niveau de ressources requis pour respecter le critère de fiabilité.

Les travaux comparatifs réalisés lors de la transition ont par ailleurs montré que, à hypothèses comparables, les résultats obtenus avec SERVM demeurent cohérents avec ceux issus de GE MARS, les écarts observés provenant des améliorations apportées à la représentation des aléas et des moyens de gestion de la demande.

4.3.4. Évolution du taux de réserve

Le tableau 4.4 présente les taux de réserve de planification évalués pour les quatre premiers hivers de l'horizon du Plan, exprimés en proportion des besoins à la pointe. Il les compare à ceux de *l'État d'avancement 2025* et du *Plan d'approvisionnement 2023-2032*. À compter de 2029, sans le SIÉ, la réserve couvre aussi la variabilité de l'éolien. Son niveau dépend notamment de la coïncidence, dans les simulations, entre les creux de production éolienne, les pointes de froid et les contraintes d'utilisation de la GDP. Un changement même modeste du portefeuille d'une année à l'autre peut déplacer les heures critiques et faire varier le taux à la hausse ou à la baisse. Comme ces facteurs sont tous endogènes au calcul, on ne peut attribuer cette variation à l'un d'eux en particulier.

Le taux de réserve de planification est évalué par simulation pour chaque hiver jusqu'en 2035. Pour les années suivantes, le taux de 2035 a été reconduit jusqu'à la fin de l'horizon du Plan. Au-delà de cet horizon, la composition du parc de ressources et l'évolution de la demande sont trop incertaines pour qu'une évaluation année par année apporte une précision supplémentaire.

Tableau 4.4
Taux de réserve de planification (%)

Hiver	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2027-2041	**11,8 %**	**12,3 %**	**11,7 %**	**11,4 %**
État d'avancement 2025	11,6 %	12,1 %	12,5 %	12,3 %
Plan d'approvisionnement 2023-2032	9,6 %	10,1 %	10,2 %	10,5 %

4.3.5. Taux de réserve des moyens de GDP

La contribution des moyens de GDP à la réduction de la pointe dépend notamment de leurs contraintes d'appel, de la composition du portefeuille global de GDP, des autres ressources soumises à des contraintes similaires ainsi que du potentiel total d'écrêtage (voir section 3.5.3). Ces éléments sont pris en compte dans l'outil SERVM, utilisé pour l'évaluation de la fiabilité en puissance, et sont intégrés au calcul du taux de réserve de planification.

L'évaluation réalisée établit à 13 % le taux de réserve global du portefeuille de GDP. Ce résultat demeure cohérent avec les estimations établies antérieurement et confirme la robustesse de la contribution du portefeuille à la fiabilité en puissance. Le taux de réserve ainsi obtenu est appliqué aux quantités inscrites au bilan de puissance. Le tableau 4.5 présente les quantités considérées au bilan ainsi que le taux de réserve associé à chacune des options tarifaires de GDP.

Le taux de réserve de chacune de ces options est évalué de manière marginale par rapport au reste du portefeuille. À cette fin, l'option tarifaire considérée est retirée du portefeuille afin d'en mesurer l'incidence sur la fiabilité en puissance, toutes choses étant égales par ailleurs. Les taux de réserve propres à chacune des options reflètent ainsi leur contribution marginale

et ne peuvent être utilisés pour reconstituer directement le taux de réserve global du portefeuille.

Tableau 4.5
Taux de réserve des options tarifaires de GDP

Options tarifaires de GDP	Puissance inscrite au bilan (MW, hiver 2026-2027)	Taux de réserve
GDP Engagement	1 271	19 %
GDP Latitude	771	32 %
Tarification dynamique	624	12 %
Portefeuille global	**2 666**	**13 %**

À mesure que le portefeuille de GDP s'accroît, la contribution marginale des quantités additionnelles peut diminuer en raison, notamment, du potentiel d'écrêtage disponible et de l'interaction entre les différents moyens. Il en résulte une augmentation attendue du taux de réserve marginal associé aux nouveaux MW de GDP. Cette augmentation sera plus marquée pour les options comportant des phases de préparation et de reprise, puisque celles-ci peuvent entraîner un déplacement de la consommation et la formation de nouvelles pointes à l'extérieur des périodes d'effacement. La complémentarité entre les différents moyens de GDP et une plus grande flexibilité des modalités d'appel peuvent toutefois contribuer à limiter cet effet de saturation.

4.4. Bilans prévisionnels détaillés, énergie et puissance

Tableau 4.6
Bilan d'énergie, approvisionnements existants (TWh)

En TWh	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
BESOINS	**199,3**	**203,9**	**205,8**	**209,2**	**213,0**	**217,4**	**220,6**	**224,2**	**227,7**	**233,1**	**237,2**	**242,6**	**247,8**	**253,9**	**257,7**
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS	**197,7**	**201,6**	**198,1**	**200,4**	**200,2**	**199,5**	**196,7**	**194,8**	**192,9**	**192,4**	**191,5**	**191,1**	**191,0**	**190,7**	**190,6**
Électricité patrimoniale	177,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Autres approvisionnements fournis par Hydro-Québec	4,6	5,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4
Base et cyclable	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance rappelée	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements définis dans la demande tarifaire 26-28	1,1	3,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A/O de puissance 2015-01	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	-	-	-
A/O 2021-01	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Éolien	12,9	15,0	15,6	17,9	17,8	17,1	14,5	12,6	10,8	10,3	9,7	9,7	9,7	9,8	9,7
Existant	11,0	10,7	10,1	9,8	9,7	8,9	6,3	4,5	2,7	2,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
A/O 2021 et 2023	1,9	4,2	5,6	8,1	8,1	8,2	8,1	8,1	8,1	8,2	8,1	8,1	8,1	8,2	8,1
Cogénération	2,1	1,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,1	0,9	0,9	0,6	0,6
Petite hydraulique	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	-	-	-	-
Autres moyens	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Chaînes de blocs	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Tarification dynamique	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
BESOINS À COMBLER	**1,6**	**2,3**	**7,7**	**8,8**	**12,8**	**17,9**	**23,9**	**29,4**	**34,8**	**40,7**	**45,8**	**51,4**	**56,8**	**63,2**	**67,1**

Tableau 4.7
Bilan de puissance, approvisionnements existants (MW)

Hiver (1er décembre au 31 mars)	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-	2031-	2032-	2033-	2034-	2035-	2036-	2037-	2038-	2039-	2040-
En MW	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**
BESOINS À LA POINTE	**40 746**	**41 299**	**41 785**	**42 336**	**42 889**	**43 520**	**44 173**	**44 810**	**45 472**	**46 379**	**47 432**	**48 603**	**49 801**	**51 002**	**52 088**
RÉSERVE DE PLANIFICATION	**4 794**	**5 078**	**4 888**	**4 835**	**5 131**	**5 621**	**5 467**	**5 636**	**5 334**	**5 441**	**5 564**	**5 702**	**5 842**	**5 983**	**6 111**
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE DE PLANIFICATION	**45 540**	**46 377**	**46 673**	**47 171**	**48 020**	**49 141**	**49 640**	**50 446**	**50 806**	**51 820**	**52 997**	**54 305**	**55 643**	**56 985**	**58 198**
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS	**44 949**	**45 637**	**44 004**	**44 373**	**44 406**	**44 432**	**44 255**	**43 941**	**43 733**	**43 664**	**43 604**	**43 474**	**42 943**	**42 897**	**42 807**
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Autres approvisionnements fournis par Hydro-Québec	2 059	2 259	659	659	659	659	659	659	659	659	659	659	159	159	159
Base et cyclable	600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance rappelée	800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements définis dans la demande tarifaire 26-28	-	1 600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A/O de puissance 2015-01	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	-	-	-
A/O 2021-01	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Éolien	1 622	1 937	1 729	1 960	1 960	1 885	1 637	1 246	1 006	899	815	779	744	709	674
Existant	1 442	1 402	1 155	1 074	1 074	1 010	800	446	245	179	126	121	115	110	104
A/O 2021 et 2023	180	535	573	886	886	875	837	800	761	720	689	658	628	599	569
Cogénération	288	252	208	208	208	208	200	200	190	190	187	128	128	124	74
Petite hydraulique	103	103	103	103	93	80	55	55	39	39	39	-	-	-	-
Gestion de la demande de puissance	2 666	2 876	3 095	3 233	3 276	3 390	3 494	3 570	3 628	3 667	3 693	3 699	3 702	3 696	3 691
GDP Engagement	1 271	1 272	1 296	1 309	1 211	1 235	1 247	1 253	1 264	1 275	1 284	1 288	1 297	1 304	1 314
GDP Latitude	771	779	790	801	793	803	811	812	816	818	826	827	831	835	842
Tarification dynamique	624	825	1 009	1 123	1 272	1 352	1 436	1 505	1 548	1 574	1 583	1 584	1 574	1 557	1 535
Autres moyens	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768
Chaînes de blocs	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256
OÉA	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
BESOINS À COMBLER	**591**	**739**	**2 670**	**2 798**	**3 614**	**4 709**	**5 385**	**6 505**	**7 074**	**8 156**	**9 393**	**10 831**	**12 700**	**14 087**	**15 391**

4.5. Caractérisation des besoins à combler par de nouveaux approvisionnements

Les bilans présentés à la section précédente établissent l'ampleur des besoins à combler ainsi que leur évolution dans le temps. Pour une année donnée, ces besoins peuvent être représentés au moyen d'une courbe des puissances horaires classées. Les figures 4.3 à 4.5 présentent les besoins projetés pour 2030, 2035 et 2041, ainsi que leurs maximums mensuels respectifs.

Figure 4.3
Besoins horaires et mensuels à combler, 2030

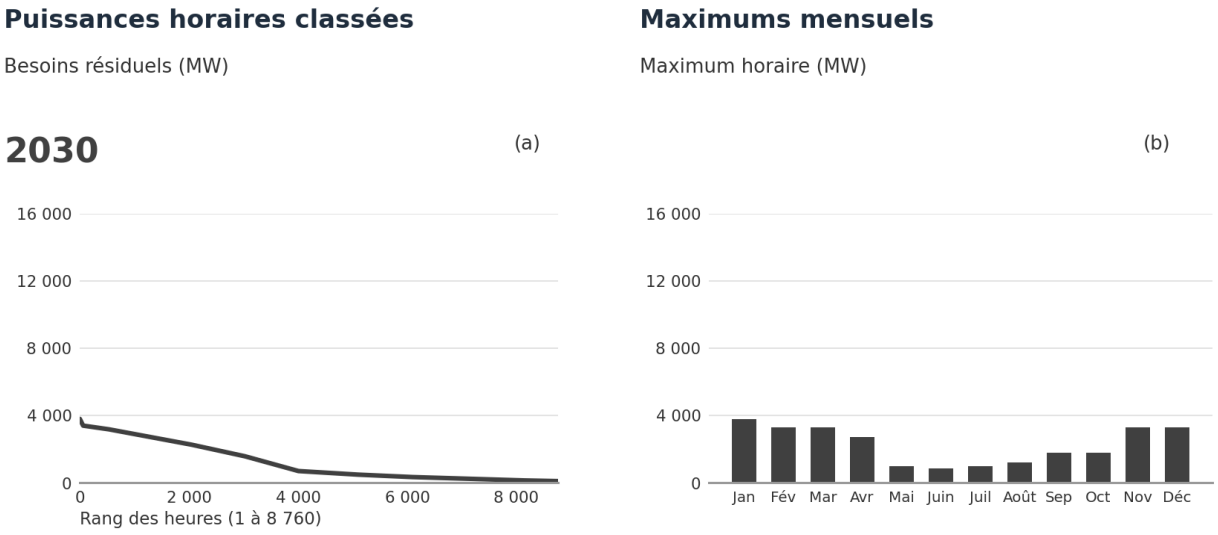


Figure 4.4
Besoins horaires et mensuels à combler, 2035

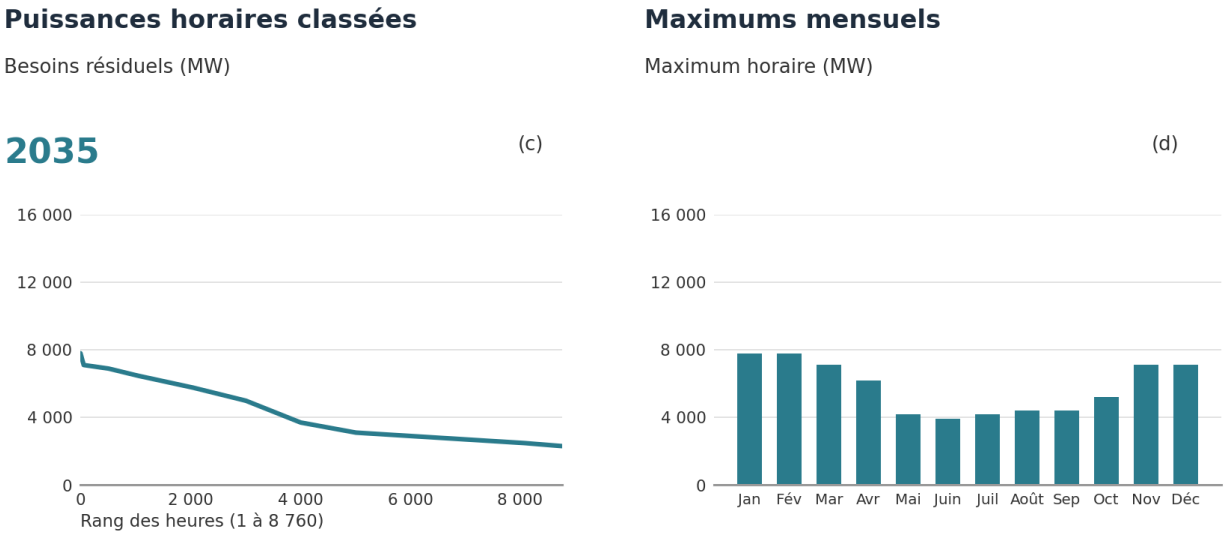
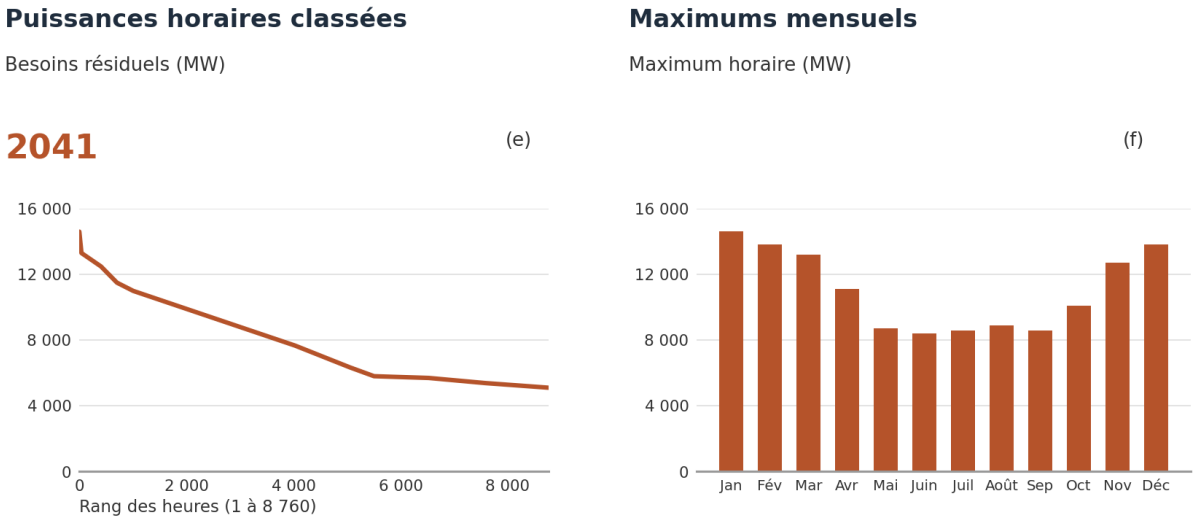


Figure 4.5
Besoins horaires et mensuels à combler, 2041



En 2041, le besoin résiduel varie ainsi de 5 100 à 14 700 MW et représente un volume annuel de 67 TWh. Cette évolution montre que les besoins futurs ne se limiteront pas à la couverture des périodes de pointe : ils nécessiteront également des approvisionnements capables de fournir de l'énergie de façon soutenue tout au long de l'année. Le portefeuille du Distributeur devra donc combiner des approvisionnements aux caractéristiques complémentaires afin de répondre à l'ensemble de ces besoins. À titre d'exemple, puisque la production des énergies renouvelables variables ne coïncidera pas nécessairement avec le profil de la demande, d'autres ressources devront assurer l'équilibrage du système, en stockant l'énergie lorsqu'elle est disponible et en la restituant au moment opportun, assurant ainsi la flexibilité de l'approvisionnement en électricité sur une base journalière, hebdomadaire, ou saisonnière.

En résumé :

- L'électricité patrimoniale est pleinement utilisée dès 2028 et des besoins supplémentaires significatifs apparaissent dès 2029.
- L'écart des besoins à combler s'accentue jusqu'à atteindre 67 TWh et 15 000 MW en 2041.
- L'écart s'explique par l'effet conjugué d'une croissance de la demande soutenue et de l'échéance d'une partie du portefeuille postpatrimonial du Distributeur.

5. Évaluation des ressources énergétiques et de leur contribution au système électrique

Le chapitre précédent a établi l'ampleur et la nature des besoins à combler. Avant de présenter la stratégie d'approvisionnement retenue, le présent chapitre examine les caractéristiques des différentes ressources énergétiques susceptibles de contribuer à la satisfaction des besoins, plus spécifiquement les ressources de production et de stockage d'électricité (les ressources en efficacité énergétique et en GDP ayant déjà été abordées au chapitre 3). Cette évaluation des ressources permet d'en apprécier la contribution potentielle ainsi que leur capacité à répondre aux besoins futurs.

Les ressources de production et de stockage d'électricité ne fournissent pas toutes les mêmes services. Certaines contribuent davantage aux besoins en énergie et d'autres aux besoins en puissance. Le chapitre est structuré en conséquence. Il présente d'abord les ressources ayant comme principal attribut d'appuyer l'approvisionnement en énergie : éolien, solaire, petite hydraulique et thermique pour de la production en base. Viennent ensuite les ressources en puissance : thermique de pointe, stockage d'énergie par batteries et autres technologies spécifiques. La grande hydraulique est présentée à part, compte tenu de sa capacité à fournir énergie, puissance et autres services, ainsi que de son rôle pivot dans le système électrique québécois.

Afin d'éclairer les choix présentés au chapitre 6, chaque ressource est évaluée selon une grille commune mettant en évidence les services qu'elle rend au système, sa contribution potentielle aux besoins futurs et les coûts estimés de son développement.

5.1. Les ressources en énergie

Cette section porte sur les services rendus au système électrique par les principales ressources en énergie ayant un potentiel technico-économique au Québec et se conclut par un balisage de leurs coûts. Les ressources éolienne et solaire ont en commun une production variable, qui dépend des conditions météorologiques et ne coïncide pas toujours avec la demande. Leur intégration repose sur la flexibilité du système, aujourd'hui assurée en grande partie par le parc hydroélectrique (voir section 5.3).

5.1.1. L'énergie éolienne

Le Québec exploite déjà une ressource éolienne importante. Développée pour l'essentiel par des producteurs indépendants au fil des appels d'offres lancés depuis le début des années 2000, l'énergie éolienne est la deuxième source d'énergie en importance après l'hydroélectricité. Le potentiel théorique est immense compte tenu de l'étendue du territoire, mais une fois pris en compte l'éloignement des sites et les contraintes de développement, le potentiel techniquement réalisable est estimé à plusieurs milliers de MW, dont la mobilisation suppose des renforcements du réseau de transport.

Tel qu'illustré à la figure 5.1, le profil saisonnier de la filière est bien adapté au Québec : la production éolienne est plus élevée en hiver qu'en été, saison où la consommation québécoise

est elle aussi à son maximum. De plus, les régimes de vent au Québec sont appréciables et l'évolution technologique de la filière devrait contribuer à améliorer davantage le facteur d'utilisation (rendement) des éoliennes. La figure 5.2 montre le profil horaire et illustre bien le caractère variable de la ressource éolienne.

Figure 5.1
Profil saisonnier de la production éolienne par rapport à la demande

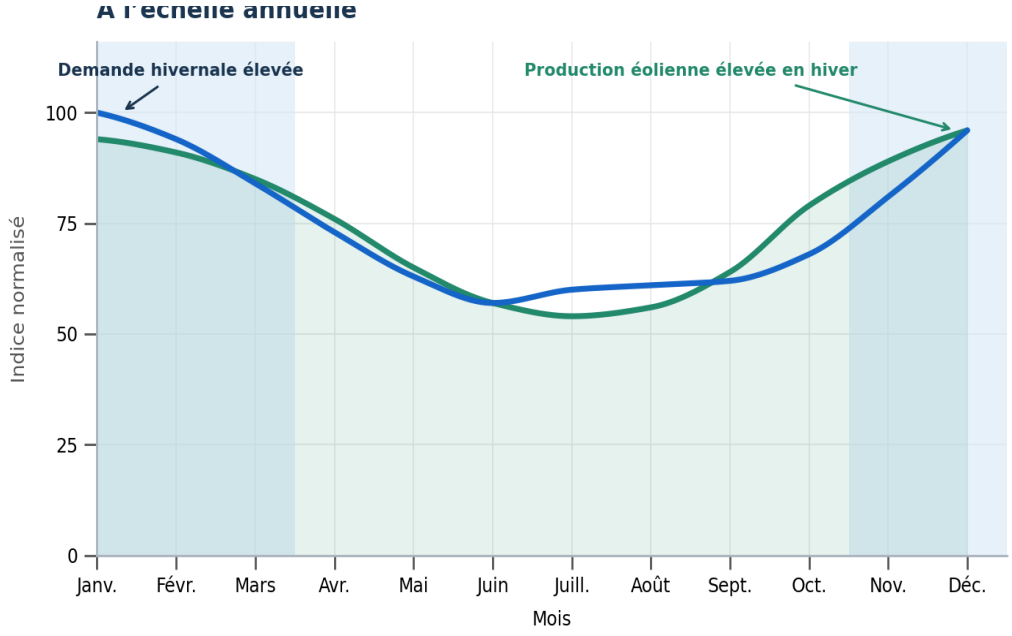
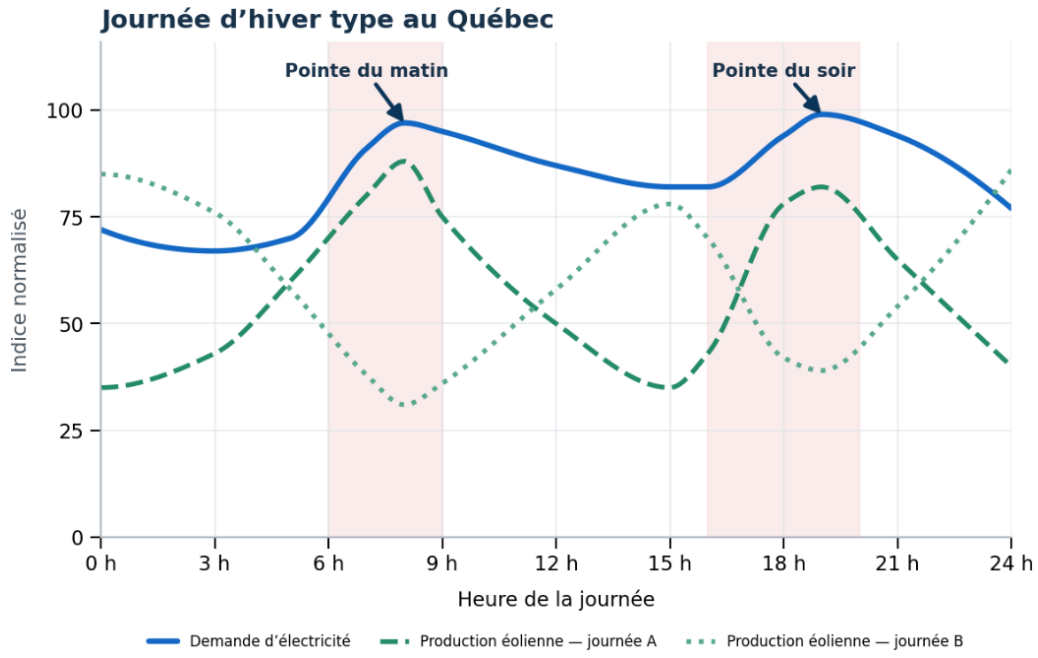


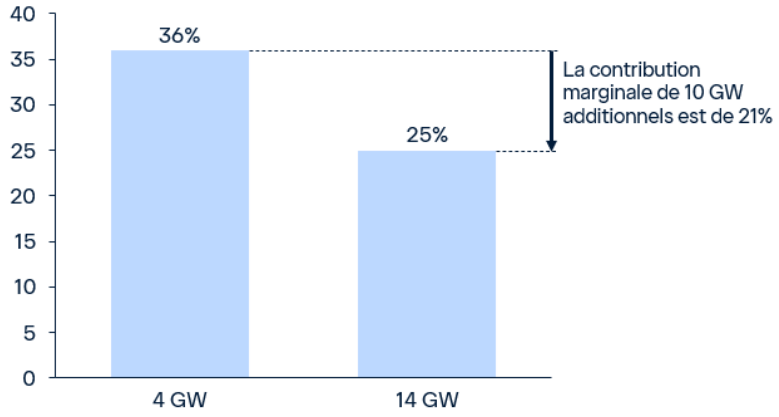
Figure 5.2
Profils horaires illustratifs de la production éolienne



Comme mentionné au chapitre 4, la contribution en puissance de l'éolien est évaluée à 36 % de la puissance actuellement installée. Elle dépend de la coïncidence entre la production et la charge et de la proportion de la ressource dans le portefeuille d'approvisionnements. Cette contribution est appelée à décroître à mesure que cette source d'énergie prend de l'ampleur dans le bouquet énergétique. Ce phénomène tient à une certaine corrélation dans la production de l'ensemble des parcs éoliens au Québec : en ajoutant des ressources variables aux caractéristiques semblables, on augmente le risque que des évènements de faible production coïncidente éolienne engendrent des moments critiques pour le réseau.

Ainsi, la contribution en puissance estimée pour l'ensemble de la filière éolienne sera de l'ordre de 25 % lorsque sa puissance installée atteindra 14 GW. Il s'agit d'une légère augmentation par rapport aux estimations présentées dans la plus récente demande tarifaire du Distributeur. Cette augmentation est attribuable à la mise à jour des gisements éoliens, des caractéristiques des modèles d'éoliennes et des années climatiques considérées dans le scénario étudié. Cette valeur est appelée à évoluer au fur et à mesure que les nouveaux parcs éoliens seront mis en service et que les futurs gisements développés seront confirmés.

Figure 5.3
Contribution en puissance de la filière éolienne



5.1.2. L'énergie solaire

La production solaire demeure aujourd'hui marginale au Québec : elle représente moins de 0,01 % de l'approvisionnement en électricité. Hydro-Québec exploite deux centrales mises en service en 2021, totalisant environ 10 MW installés.

Le potentiel de la ressource solaire est en revanche considérable. L'ensoleillement dans le Sud du Québec est plus élevé que dans plusieurs autres juridictions où cette ressource est développée massivement, comme l'Allemagne, les Pays-Bas ou le Royaume-Uni. Le potentiel théorique atteint plusieurs milliers de MW compte tenu de l'étendue du territoire, mais en tenant compte des contraintes d'usage du territoire et de la distance aux réseaux routier et électrique, le potentiel technico-économique sera donc significativement inférieur au potentiel théorique. L'énergie solaire est une source d'énergie dont l'attrait sera croissant avec la diminution anticipée des coûts des équipements.

Le solaire photovoltaïque fournit une énergie variable et non pilotable, dépendante de l'ensoleillement. Son profil de production constitue sa principale limitation dans le contexte québécois, comme illustré aux figures 5.4 et 5.5. La production est maximale en été et en milieu de journée, alors que les pointes de demande surviennent en hiver, le matin et le soir, lorsque le soleil est absent. Sa contribution en puissance demeure très limitée lorsque cette ressource est prise isolément. Il s'agit d'une différence majeure avec de nombreux systèmes électriques où la pointe de demande est causée par la climatisation, ce qui coïncide avec la pointe de production solaire.

Figure 5.4
Profil saisonnier de la production solaire par rapport à la demande

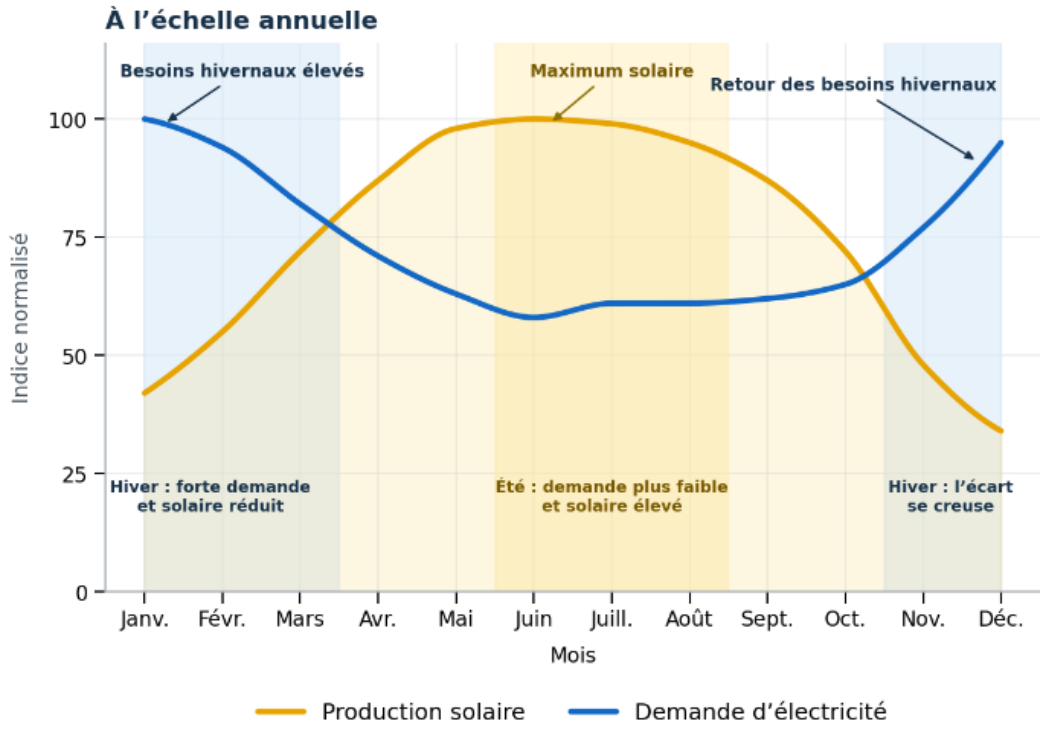
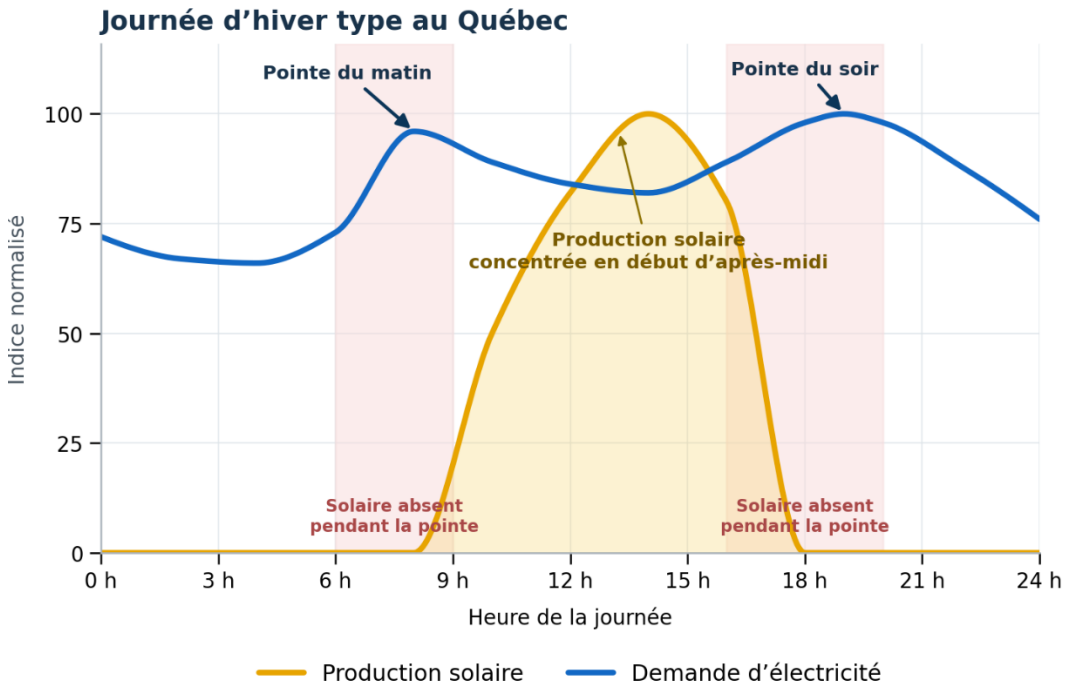


Figure 5.5
Profil horaire de la production solaire par rapport à la demande



Le solaire est ainsi une ressource qui contribue à la sécurité d'approvisionnement en énergie, mais non à la fiabilité en puissance lors des périodes de pointe hivernales. Cependant, sa production diurne peut accroître la valeur des systèmes de stockage par batteries en facilitant leur recharge pendant la journée et en maximisant leur disponibilité lors des périodes de forte demande, notamment en soirée.

5.1.3. La petite hydraulique

La petite hydraulique est une filière bien établie au Québec. Hydro-Québec achète la production de 55 centrales hydroélectriques appartenant à des producteurs indépendants, totalisant 712 MW et environ 2,3 TWh par année (dont sept contrats avec le Distributeur). Ces installations, majoritairement au fil de l'eau, reposent sur une technologie éprouvée et un savoir-faire bien maîtrisé au Québec.

Le potentiel de développement demeure appréciable, mais hétérogène et conditionné par deux facteurs principaux : la proximité du réseau de transport et l'acceptabilité sociale. Le développement de nouveaux aménagements sur les rivières québécoises suscite des oppositions locales récurrentes, liées à la protection des cours d'eau et à leurs usages récréatifs et patrimoniaux.

La petite hydraulique s'apparente à la grande hydraulique sur le plan technique, à la différence qu'elle est généralement au fil de l'eau. Faute de réservoir significatif, sa production dépend directement des débits naturels : elle offre peu de flexibilité intrajournalière et n'est que faiblement pilotable. Son profil de production varie selon les sites et le dimensionnement des équipements.

Les installations actuellement en fonction au Québec ont été dimensionnées de manière à offrir un facteur d'utilisation élevé comparativement aux autres filières variables, et leur contribution en puissance demeure modeste par rapport aux centrales à réservoir. Comme les groupes sont synchrones, la filière contribue naturellement à la stabilité du réseau.

5.1.4. Le thermique pour de la production en base

La production thermique en base occupe une place modeste mais réelle dans le bouquet énergétique québécois. Hydro-Québec achète la quasi-totalité de la production de centrales de cogénération à la biomasse ou au biogaz appartenant à des producteurs indépendants, totalisant plus de 300 MW. Ces installations se caractérisent par une production stable et pilotable, contribuant à la fois aux besoins en énergie et en puissance.

Le développement de nouvelles capacités de production thermique en base demeure toutefois limité. Pour la biomasse, le potentiel mobilisable est contraint notamment par la disponibilité de la ressource et les autres usages susceptibles d'en être faits. Pour les combustibles gazeux, le développement de nouveaux projets nécessiterait un approvisionnement continu en combustible ainsi que des infrastructures adaptées.

Bien que cette filière puisse fournir une énergie stable et une contribution ferme en puissance, son développement futur dépend notamment de l'évolution des besoins, des conditions d'approvisionnement en combustible et de son positionnement par rapport aux autres options disponibles. Son rôle peut ainsi être évalué à la fois sous l'angle du maintien de la contribution des installations existantes et de sa contribution potentielle à la sécurité énergétique à plus long terme lorsque requis.

5.1.5. Balisage des coûts de l'énergie

Le Distributeur a retenu les services d'une firme externe afin de réaliser un balisage indépendant des principales filières de production et de stockage susceptibles de contribuer à l'approvisionnement futur du Québec. Réalisée dans un contexte québécois d'implantation, cette analyse documente les caractéristiques techniques, économiques et financières des différentes technologies étudiées. Pour plus de détails, voir la pièce HQD-2, Document 4.

Le coût actualisé de l'énergie (LCOE, pour *Levelized Cost of Energy*), rapporte l'ensemble des coûts d'un projet (dont investissement, exploitation, entretien, combustible, coût du capital et fiscalité) à la quantité d'énergie produite sur sa durée de vie, et s'exprime en dollars par mégawattheure ($/MWh). Dans son état brut, la mesure de LCOE donne le coût actualisé dans un contexte où tous les coûts sont répartis sur les apports en fourniture d'énergie uniquement, même si de la fourniture en puissance est également offerte par l'actif de production. Ainsi, afin de refléter l'ensemble des services rendus par chaque filière, la valeur associée à la contribution en puissance est reconnue sous forme d'un crédit venant réduire le coût actualisé de l'énergie brut. Cette approche permet d'établir un LCOE net tenant compte à la fois des attributs énergétiques et de la valeur en puissance de la filière.

Figure 5.6 Coûts actualisés de l'énergie (LCOE) bruts – hors transport

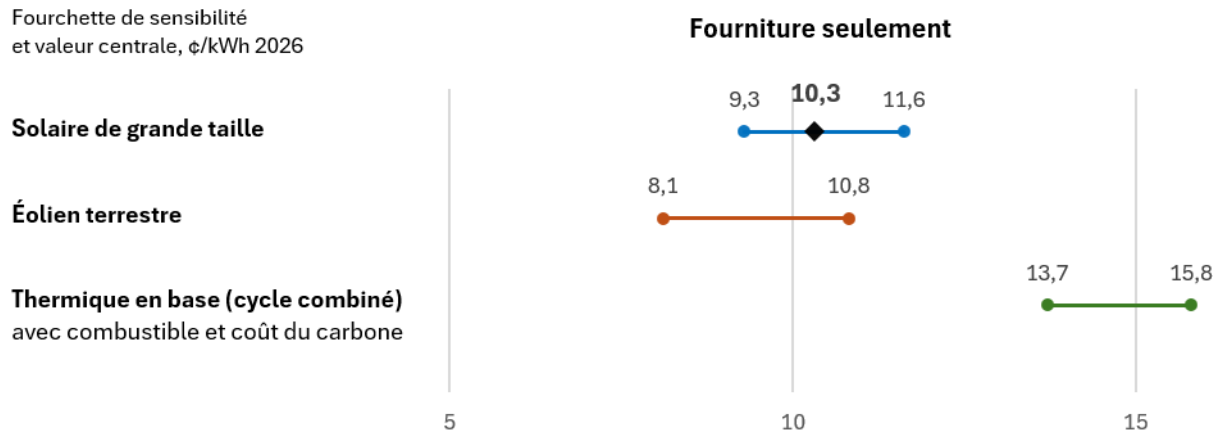


Figure 5.7 Coûts actualisés de l'énergie (LCOE) nets – hors transport

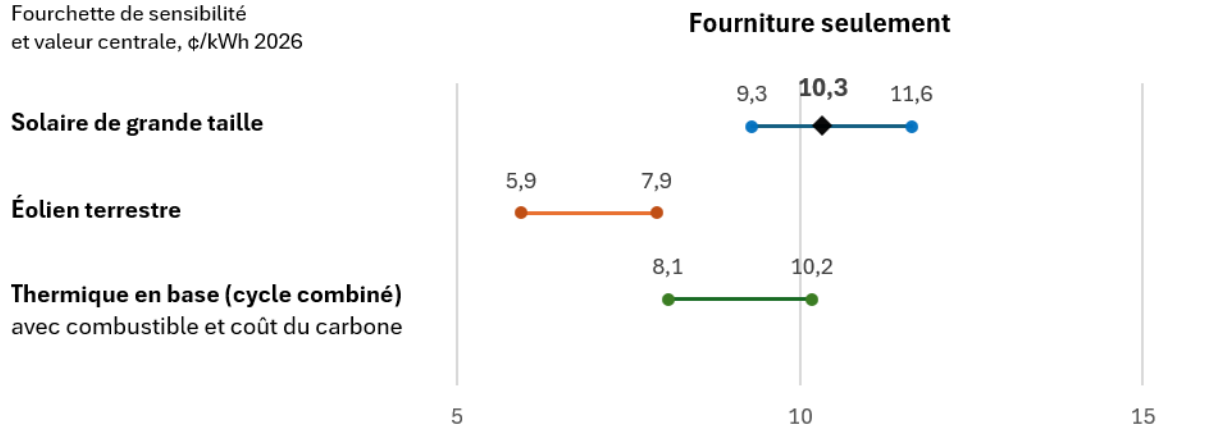
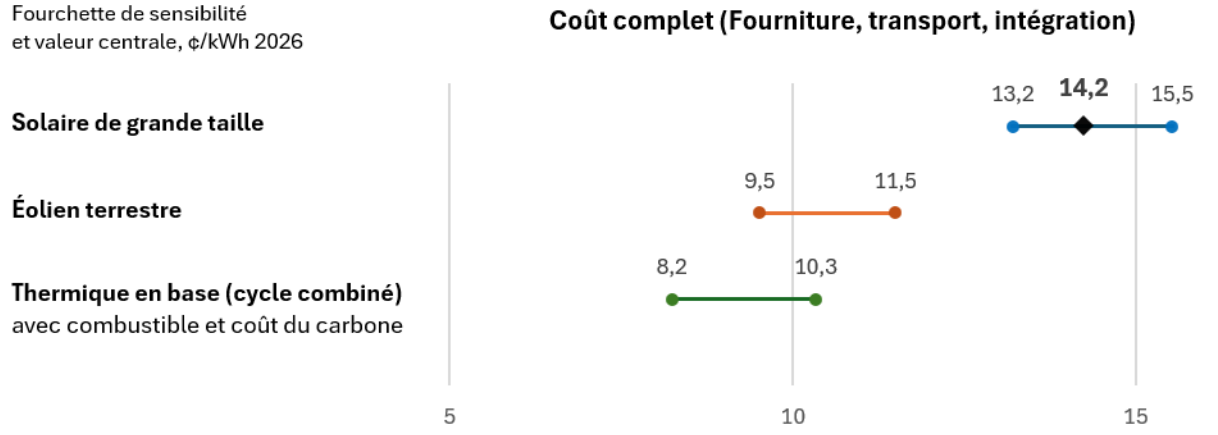


Figure 5.8 Coûts actualisés de l'énergie (LCOE) nets – avec transport



Parmi les filières évaluées, l'éolien terrestre se situe dans le bas de l'échelle tant selon le LCOE brut que selon le LCOE net, tel qu'illustré sur les figures 5.6 et 5.7, ce qui en fait l'une des

options les plus compétitives pour l'ajout de nouvelles sources d'approvisionnement en énergie au Québec.

Également, bien que la filière thermique à cycle combiné présente le coût actualisé de l'énergie brut le plus élevé parmi les filières analysées, notamment en raison des coûts de combustible et de la prise en compte des unités de conformité associées aux émissions de gaz à effet de serre, son positionnement évolue significativement lorsque sa contribution en puissance est reconnue. En raison de son caractère pilotable et de sa forte disponibilité lors des périodes critiques, la filière procure une valeur en puissance importante qui se traduit par un crédit substantiel dans l'évaluation du LCOE net. Malgré cette compétitivité économique, la filière thermique à cycle combiné demeure toutefois confrontée à des enjeux de décarbonation qui dépassent le seul cadre de l'analyse de coûts. Son évaluation doit donc également considérer sa cohérence avec les objectifs environnementaux et les trajectoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre poursuivis à long terme.

5.2. Les ressources en puissance

Les ressources en puissance se caractérisent par une utilisation limitée dans l'année, pour un faible nombre d'heures où le réseau est fortement sollicité.

5.2.1. Le thermique de pointe

À l'opposé du thermique de base, certaines centrales thermiques visent plutôt à répondre aux périodes de forte demande. Hydro-Québec exploite une installation de ce type : la centrale de turbines à gaz de Gentilly/Bécancour, utilisant un combustible semblable au diesel, et dont l'utilisation consiste principalement à soutenir les réserves d'exploitation lors des périodes de forte demande.

Les centrales de pointe reposent généralement sur des turbines à combustion en cycle simple, c'est-à-dire sans récupération de la chaleur résiduelle. Cette configuration, moins performante sur le plan du rendement qu'un cycle combiné, offre en revanche des temps de démarrage très courts et un coût d'investissement moindre, offrant ainsi une grande flexibilité opérationnelle permettant de les mobiliser rapidement.

Certaines technologies thermiques pourraient éventuellement être alimentées par des combustibles à faible teneur en carbone, dont l'hydrogène, mais leur déploiement demeure tributaire du développement d'une chaîne d'approvisionnement adaptée et de l'évolution des coûts.

Bien qu'elles contribuent peu aux approvisionnements en énergie sur une base annuelle, ces ressources procurent une puissance disponible au moment requis et constituent ainsi une marge de sécurité importante pour assurer la fiabilité du système électrique lors des conditions les plus exigeantes. Ces centrales peuvent généralement être implantées à proximité des centres de consommation.

5.2.2. Le stockage d'énergie par batteries

Le stockage par batteries demeure aujourd'hui marginal sur le réseau d'Hydro-Québec, où il se limite à quelques projets pilotes. Le stockage d'énergie par batteries constitue une ressource principalement destinée à renforcer la fiabilité en puissance du système. Contrairement aux autres ressources évaluées dans ce chapitre, le stockage d'énergie par batteries ne génère pas d'énergie additionnelle (il en consomme en raison des pertes d'efficience associées aux cycles de charge et de décharge), mais il permet de déplacer dans le temps l'énergie déjà disponible afin de la rendre accessible au moment où les besoins sont les plus élevés.

Le potentiel de cette ressource n'est pas limité par un gisement énergétique, mais plutôt par les besoins du système et la valeur qu'elle peut procurer. Les batteries peuvent être déployées relativement rapidement et selon plusieurs localisations, notamment à proximité des centres de consommation, ce qui leur confère une grande flexibilité d'intégration au réseau. Elles permettent également de soutenir l'intégration des énergies renouvelables variables en absorbant les surplus de production et en les restituant lorsque requis (sur des horizons plus courts que la grande hydraulique à réservoirs, toutefois).

Leur contribution se manifeste principalement sous forme de puissance disponible lors des périodes de pointe. Cette contribution dépend notamment de leur soutenabilité, soit la durée pendant laquelle elles peuvent se décharger à pleine puissance du profil de la demande et de la présence d'autres ressources de flexibilité, telles que la GDP. Ces différents paramètres conditionnent les possibilités de recharge entre plusieurs pointes successives. L'énergie solaire apparaît ainsi en synergie avec les batteries en favorisant la recharge en milieu de journée. Similairement, une soutenabilité plus longue permettrait de couvrir des pointes de plus longue durée ou plusieurs pointes consécutives sans nécessiter de recharge.

Au-delà de leur contribution à la fiabilité, les batteries se distinguent par leur capacité à fournir la plupart des services complémentaires au réseau, notamment en matière de régulation et de stabilité. Dans le contexte du présent Plan, elles sont toutefois considérées principalement comme une ressource de puissance permettant d'accroître la flexibilité et la fiabilité de l'approvisionnement.

5.2.3. Les autres solutions de stockage de longue durée

Les besoins de puissance du système peuvent nécessiter des ressources capables de fournir de l'électricité pendant de longues périodes, notamment lors d'épisodes de forte demande s'étendant sur plusieurs jours. Plusieurs technologies de stockage de longue durée sont actuellement en développement ou en démonstration, notamment le stockage par air comprimé, le stockage thermique, le stockage gravitaire et différentes chimies de batteries. À ce jour, ces technologies n'ont pas atteint un niveau de maturité permettant un déploiement à grande échelle dans le contexte québécois. Il en va de même des solutions de stockage énergétique de longue durée reposant sur la production d'hydrogène par électrolyse, lesquelles peuvent contribuer à la gestion des écarts saisonniers ou pluri hebdomadaires, mais

dont le rendement global, les coûts et le degré de maturité demeurent actuellement des enjeux importants.

Parmi les autres solutions de stockage de longue durée, les centrales à réserve pompée (CRP) constituent actuellement la technologie la plus mature à grande échelle. Compte tenu de leur proximité avec les ressources hydroélectriques, elles sont analysées séparément dans la section consacrée à la grande hydraulique.

Dans ce contexte, le Distributeur maintient une vigie sur l'évolution de ces technologies afin d'évaluer leur pertinence potentielle pour répondre aux besoins futurs du système électrique. À cet effet, le balisage réalisé par la firme externe comprend également une évaluation paramétrique du stockage par air comprimé. Bien que cette technologie présente un potentiel intéressant pour le stockage de longue durée, son niveau de maturité commerciale demeure inférieur à celui des technologies plus établies et son déploiement au Québec pourrait être limité par certaines contraintes géologiques propres à cette filière.

5.2.4. Balisage des coûts de la puissance

Le coût actualisé de la puissance (LCOC, pour *Levelized Cost of Capacity*) permet d'évaluer le coût d'une filière en fonction de sa contribution en puissance et s'exprime en dollars par kilowatt ($/kW-an). Lorsque la mesure est rapportée à la puissance installée (exprimé en $/kW-an installé), le LCOC reflète le coût de développement de la capacité physique de la filière. Lorsque rapporté à la puissance reconnue (exprimé en $/kW-an reconnu), il tient également compte de la capacité réelle de la filière à contribuer aux besoins en puissance du système, notamment au moyen d'une approche fondée sur la capacité de charge effective équivalente (ELCC, pour *Effective Load Carrying Capability*),

À l'instar du LCOE, le LCOC brut considère l'ensemble des coûts de la filière, mais les rapporte uniquement à sa contribution en puissance. Afin de refléter plus fidèlement la valeur globale procurée par les différentes technologies, un crédit correspondant à la valeur de l'énergie produite est appliqué. Le LCOC net qui en résulte permet ainsi d'évaluer les filières en tenant compte simultanément de leurs contributions respectives en puissance et en énergie.

Figure 5.9
Coûts actualisés de puissance bruts – hors transport – puissance installée

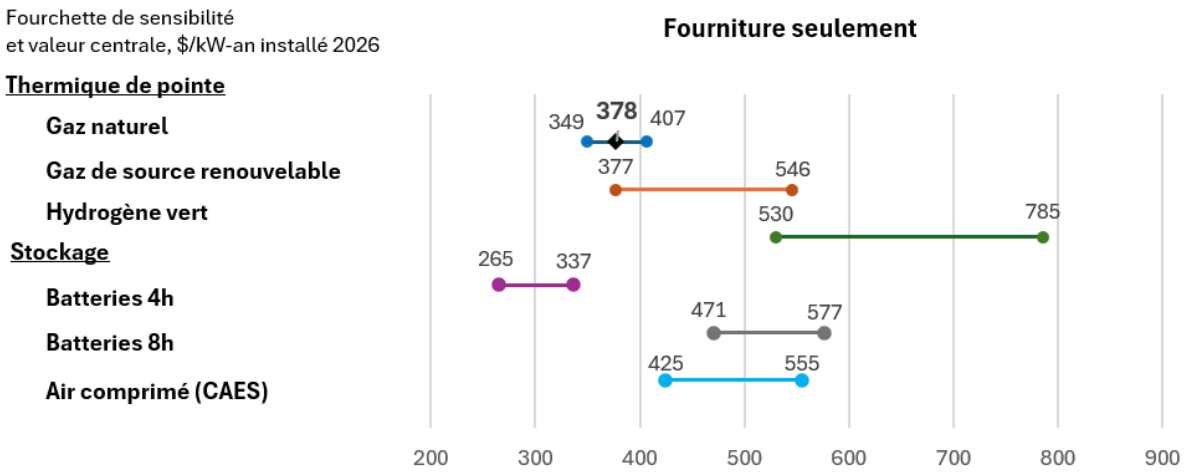


Figure 5.10
Coûts actualisés de puissance bruts – avec transport – puissance installée

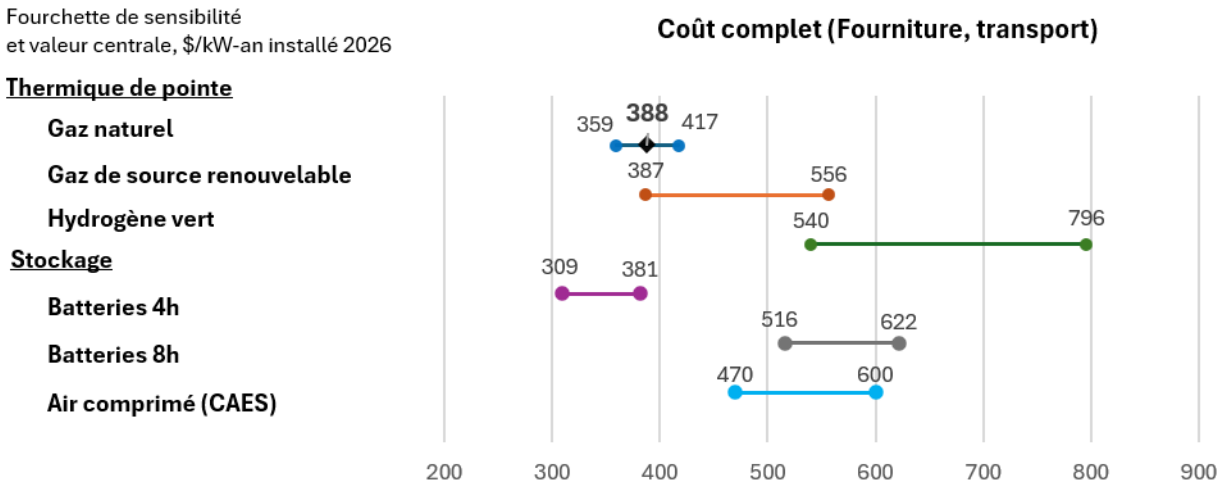
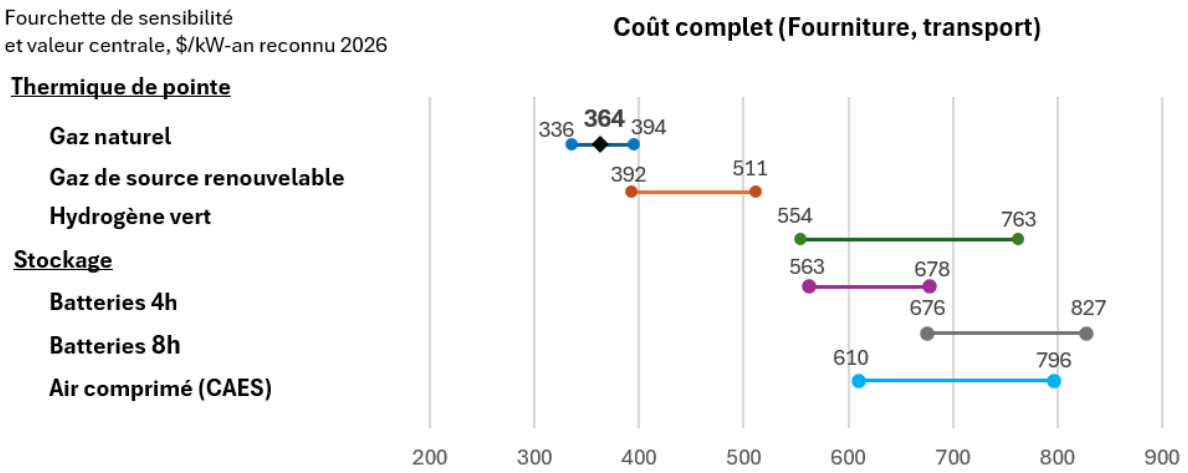


Figure 5.11
Coûts actualisés de puissance nets par filière – avec transport – puissance reconnue



Les figures 5.10 et 5.11 présentent respectivement les coûts actualisés de puissance complets (incluant à la fois la fourniture en puissance ainsi que la composante transport pour raccorder la ressource) sur une base brute (en $/kW-an installé) et sur une base nette (en $/kW-an reconnu), cette dernière intégrant les hypothèses de reconnaissance en puissance retenues pour chacune des filières. Globalement, les filières thermiques conservent un positionnement similaire entre les deux représentations en raison de leur forte contribution pour répondre aux besoins du système. À l'inverse, les technologies de stockage voient leurs coûts actualisés de puissance augmenter lorsqu'ils sont exprimés par kilowatt reconnu, reflétant une reconnaissance en puissance inférieure à leur capacité installée.

Les résultats montrent notamment que les batteries de quatre heures affichent les coûts actualisés de puissance bruts en fourniture les plus faibles parmi les technologies analysées. Toutefois, leur facteur de reconnaissance en puissance ainsi que les coûts de raccordement réduisent une partie de cet avantage lorsque les résultats sont exprimés sur une base de puissance reconnue. Malgré ces considérations, les avancées technologiques observées au cours des dernières années ainsi que les investissements soutenus réalisés à l'échelle mondiale dans la recherche, le développement et le déploiement des technologies de stockage soutiennent la poursuite de la réduction des coûts. Il importe également de reconnaître que la valeur du stockage pour le système ne se limite pas à sa contribution en puissance. Les batteries peuvent aussi fournir divers services complémentaires favorisant la stabilité et la flexibilité de l'exploitation du réseau et l'intégration des ressources variables, bien que ces bénéfices soient difficiles à quantifier dans le cadre du présent exercice.

En observant les résultats en coût complet (fourniture et transport), les filières thermiques alimentées au gaz naturel ou au gaz de source renouvelable demeurent les options présentant les coûts actualisés de puissance les plus faibles parmi les technologies évaluées, tandis que l'hydrogène vert conserve les coûts les plus élevés et la plus grande sensibilité aux hypothèses retenues. Cet écart s'explique notamment par le caractère encore émergent de la filière hydrogène vert. Comparativement aux autres technologies thermiques analysées, les

équipements requis pour la production, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène demeurent moins matures commercialement et présentent davantage de risques technologiques, opérationnels et financiers. Afin de refléter cette réalité, un taux de rendement plus élevé a été retenu pour cette filière, ce qui contribue à hausser ses coûts actualisés de puissance.

Somme toute, ces résultats mettent en évidence l'importance de considérer non seulement le coût d'installation d'une ressource, mais également sa contribution effective à l'adéquation du réseau lors de l'évaluation des différentes options d'approvisionnement en puissance.

5.3. La grande hydraulique

La grande hydraulique constitue le socle du système électrique québécois. Hydro-Québec exploite un parc de 62 centrales hydroélectriques à réservoirs et au fil de l'eau, totalisant 36 854 MW de puissance installée. Leur contribution en puissance est estimée à près de 98 %. Cette ressource fournit au système électrique l'essentiel de l'énergie et de la puissance requises pour satisfaire les besoins de la clientèle.

La grande hydraulique se distingue par un attribut qu'aucune autre filière renouvelable ne possède : elle rend l'ensemble des services dont le système a besoin. Les centrales à réservoir disposent généralement d'une hauteur de chute importante et d'une réserve utile significative, qui permet un transfert énergétique saisonnier adapté au profil de charge. Lorsque cette réserve est suffisamment grande, elle contribue à mitiger les risques liés aux aléas multiannuels du système, notamment ceux liés à l'hydraulicité, à la demande ou aux conditions éoliennes. Les réservoirs peuvent ainsi décaler la production de quelques heures à plusieurs années, selon leur taille et une planification rigoureuse.

À l'autre extrémité de l'échelle temporelle, ces centrales offrent une grande flexibilité intrajournalière et infrahoraire, permettant de suivre les fluctuations de la charge et des énergies variables. Leurs turbines, synchronisées au réseau, procurent inertie et stabilité et participent à l'ensemble des services complémentaires.

C'est cette combinaison qui fait de l'hydroélectricité le pivot du système québécois. Elle rend possible l'intégration à grande échelle de l'éolien et du solaire sans recourir aux moyens que d'autres juridictions doivent mobiliser. Les caractéristiques du parc hydroélectrique d'Hydro-Québec, avec ses grands réservoirs et la flexibilité d'exploitation de ses centrales, suffisent aujourd'hui à absorber la variabilité des énergies renouvelables connectées au réseau ; avec l'augmentation de leur part dans le bouquet conjointement avec la hausse des besoins en puissance, il deviendra toutefois nécessaire d'adosser ces ressources à des équipements de puissance dédiés, capables de produire lors des périodes de faibles vents ou la nuit.

Les augmentations de puissance réalisées dans les installations existantes offrent, quant à elles, une contribution élevée et ferme en puissance, pleinement reconnue dans les bilans, avec un apport énergétique additionnel plus limité. Elles reposent sur des machines synchrones bien maîtrisées et pleinement compatibles avec l'architecture existante du système.

De leur côté, les CRP fonctionnent comme des immenses batteries qui utilisent l'eau. Lorsque l'électricité est abondante, l'eau est pompée d'un réservoir aval vers un réservoir en amont ; lorsque la demande est forte, elle redescend pour actionner un groupe turbine-alternateur semblable à ceux des centrales hydroélectriques classiques.

Ces installations dépassent largement la durée des pointes de demande, leur durée d'utilisation à puissance nominale se comptant en dizaines d'heures. Au-delà de la puissance ferme, elles peuvent rendre plusieurs autres services : leurs groupes turbine-alternateur offrent des services complémentaires au système et leur alternateur peut fonctionner en mode compensateur synchrone, contribuant ainsi à la stabilité du réseau.

5.4. Enjeux d'intégration au réseau

Les sections précédentes ont abordé les caractéristiques et les coûts propres à chaque ressource. Or, leur valeur dépend aussi de la capacité du réseau à les accueillir et des ajustements que leur intégration exige. Quelle que soit la combinaison de ressources retenue, l'ajout de production éloignée des centres de consommation sollicitera davantage le réseau de transport et nécessitera des renforcements.

La production renouvelable à fort potentiel, soit la grande hydraulique et les grands parcs éoliens, se situe majoritairement au nord et à l'est du Québec, alors que la demande est concentrée au sud. Inversement, la production solaire, thermique de pointe ou les systèmes de stockage, lorsque localisés près des centres de consommation, peuvent limiter les renforcements au réseau requis, ce qui peut constituer un attribut de valeur dans certains cas.

En résumé :

- Hormis la grande hydraulique, aucune source renouvelable ne peut assurer tous les services requis pour l'équilibre du système.
- L'éolien se démarque comme étant la ressource en énergie renouvelable la moins coûteuse, mais des moyens complémentaires sont requis pour assurer l'équilibre offre-demande en tout temps.
- Les technologies spécialisées en puissance comme le thermique de pointe ou les batteries n'offrent pas une gamme de services aussi complète que la grande hydraulique. Elles peuvent toutefois constituer des solutions d'atténuation, grâce à leurs délais de mise en place plus courts, à leur flexibilité de déploiement et à la possibilité de les implanter près des centres de consommation.

6. Stratégie d'approvisionnement

Le chapitre précédent a mis en évidence les caractéristiques et la complémentarité des différentes ressources énergétiques susceptibles de satisfaire les besoins futurs. Il a permis de dégager plusieurs constats : les différentes ressources ne rendent pas toutes les mêmes services ; aucune ressource renouvelable ne peut, à elle seule, répondre à l'ensemble des besoins, notamment en raison de son exposition aux aléas climatiques ; enfin, les filières variables présentent les coûts d'énergie les plus faibles, mais ont une contribution limitée en puissance. La stratégie doit donc trouver un équilibre entre les besoins en énergie et en puissance.

L'ampleur sans précédent des besoins à combler et le rythme auquel ils se matérialisent exigent d'agir rapidement et d'accélérer la réalisation des solutions requises. Leur mise en œuvre repose sur un enchaînement coordonné des étapes de développement, d'autorisations, de réalisation et d'intégration au réseau, afin que les nouvelles capacités soient disponibles au moment requis. La stratégie doit parallèlement préserver la flexibilité nécessaire afin d'ajuster la trajectoire à l'évolution des besoins et des conditions de réalisation.

Dans ce contexte, la stratégie d'approvisionnement s'appuie principalement sur les filières éolienne et de la grande hydraulique. La ressource éolienne se situe parmi les options les plus économiques, avant les coûts propres au raccordement et à l'intégration, et les plus rapides à déployer pour fournir de l'énergie. Son profil de production est globalement bien aligné sur le profil de la demande, nonobstant son caractère variable, et sa contribution en puissance, bien que décroissante, demeure robuste. Le développement de l'éolien constitue donc le principal levier envisagé pour répondre à la croissance des besoins en énergie.

La ressource de la grande hydraulique doit ensuite continuer d'être valorisée car elle est dans une classe à part, permettant de fournir une gamme étendue de services au système électrique. Les coûts associés à son développement peuvent être très élevés, mais ils peuvent être amortis sur de longues périodes et les services obtenus en retour sont indispensables.

Ainsi, la stratégie d'approvisionnement retenue se décline en trois volets :

- **Préserver l'existant**, soit maintenir les volumes d'approvisionnements existants par la prolongation des ententes en vigueur ou le renouvellement des installations en fin de vie utile.
- **Développer de nouvelles capacités** afin de répondre à la croissance attendue de la demande. La stratégie repose principalement sur le développement de la filière éolienne et de la grande hydraulique, complétées par le solaire, le stockage d'énergie par batteries et le thermique de pointe.
- **Conserver la souplesse** nécessaire pour adapter la trajectoire à l'évolution des besoins et des conditions de réalisation. Au-delà de 2035, la répartition précise des nouveaux approvisionnements entre les filières conserve une plus grande flexibilité, tout en s'inscrivant dans les orientations retenues jusqu'en 2041. Les volumes et

les projets requis seront précisés dans les plans d'approvisionnement subséquents, en fonction de l'évolution des besoins et des conditions de réalisation.

Deux rôles se conjuguent dans la stratégie : d'une part, le Distributeur planifie ses approvisionnements et d'autre part, Hydro-Québec développe les capacités de production et fournit, à partir de son système de production, les approvisionnements postpatrimoniaux requis pour combler les besoins du Distributeur, en complément des approvisionnements fournis par des tiers.

La section 6.1 décrit la stratégie du Distributeur pour prolonger la contribution des approvisionnements existants qui arrivent à échéance sur l'horizon du Plan. La section 6.2 présente les nouvelles capacités envisagées et leur contribution attendue. Les nouveaux approvisionnements sont présentés selon les filières envisagées. Leur mode d'acquisition est indiqué lorsqu'il est déjà connu, s'il s'agit par exemple d'un appel d'offres, d'un contrat de gré à gré ou d'un approvisionnement fourni par Hydro-Québec. Lorsqu'un approvisionnement fourni par Hydro-Québec se concrétisera par une décision de la Régie, il sera considéré dans les bilans comme provenant de son système de production, et non d'une filière en particulier. La section 6.3 expose les éléments de flexibilité de la stratégie. Les sections suivantes présentent la contribution attendue de la stratégie (6.4), les bilans prévisionnels détaillés (6.5), la localisation des approvisionnements prévus pour le réseau de transport (6.6) et la cohérence de la stratégie avec l'atteinte des cibles du PGIRE (6.7).

6.1. Maintien des approvisionnements existants

Les bilans prévisionnels présentés au chapitre 4 permettent d'entrevoir l'échéance de plusieurs approvisionnements sur l'horizon du Plan. Le maintien de ces volumes constitue le premier objectif de la stratégie : préserver des approvisionnements déjà disponibles et tirer parti d'installations en exploitation, avant même d'envisager le développement de nouvelles capacités. La présente section expose les moyens par lesquels le Distributeur entend prolonger ou remplacer ces approvisionnements, moyens qui varient selon la nature des contrats et des installations concernées.

6.1.1. Électricité postpatrimoniale fournie par Hydro-Québec

La stratégie d'approvisionnement prévoit le maintien des volumes d'électricité postpatrimoniale existants et leur remplacement à mesure qu'ils arrivent à échéance. Ces volumes proviennent du système de production d'Hydro-Québec et sont essentiellement issus de contrats octroyés dans le cadre réglementaire précédant l'adoption de la Loi 24.

Cette loi a toutefois modifié le cadre d'approvisionnement et mis fin aux contrats, tout en préservant les approvisionnements qui y étaient associés selon les conditions prévues et pour la durée établie. Les approvisionnements Base, Cyclable et SIÉ ont été remplacés par des approvisionnements équivalents jusqu'à la fin de 2028 lors de la demande de fixation des tarifs d'électricité du Distributeur pour les années 2026 à 2028, compte tenu de leur échéance à court terme.

La stratégie d'approvisionnement prévoit ainsi que les volumes postpatrimoniaux fournis par Hydro-Québec seront maintenus sur tout l'horizon du Plan et qu'ils seront remplacés à mesure que les approvisionnements issus de l'ancien cadre arriveront à échéance. Ainsi, avec l'échéance des approvisionnements approuvés par la Régie dans la demande tarifaire 2026-2028, le Distributeur compte sur le maintien des volumes existants dès 2029 sous la forme d'un approvisionnement pouvant atteindre 7,2 TWh d'énergie par année et 1 600 MW de puissance ferme, cette dernière pouvant atteindre 2 100 MW en 2039 afin de tenir compte de l'échéance des approvisionnements de puissance issus de l'appel d'offres A/O 2015-01. Les paramètres précis, les modalités et le prix de cet approvisionnement seront présentés dans un dossier distinct[6].

L'hypothèse d'une prolongation du SIÉ après son échéance au 31 décembre 2028 n'a pas été retenue à des fins de planification afin de simplifier la lecture de la contribution de la filière éolienne à l'équilibre des bilans. La façon dont le Distributeur assurera l'équilibrage de la production éolienne et des autres énergies renouvelables variables sera plutôt présentée dans le même dossier que celui dédié aux paramètres, modalités et prix de l'approvisionnement postpatrimonial fourni par Hydro-Québec[7].

6.1.2. Contrats éoliens

Le Distributeur privilégie une approche visant à maintenir l'approvisionnement issu des parcs existants dont l'exploitation peut se poursuivre et qui présentent un intérêt pour le portefeuille d'approvisionnements. Le maintien de ces capacités permet de préserver des approvisionnements déjà disponibles, de tirer parti des infrastructures existantes et de soutenir la sécurité d'approvisionnement.

Plusieurs contrats éoliens du Distributeur arriveront à échéance sur l'horizon du Plan. Ces installations représentent plus de 3 300 MW de capacité installée actuellement en exploitation, dont environ 3 000 MW d'ici la fin de 2035, et constituent une composante importante du portefeuille d'approvisionnements du Distributeur.

La stratégie retenue repose sur une transition progressive entre les installations actuellement en exploitation et leur éventuel rééquipement. À court terme, le Distributeur entend conclure des ententes permettant de prolonger l'exploitation des parcs arrivant à échéance afin d'assurer la continuité des approvisionnements. À plus long terme, les exploitants pourront participer aux mécanismes de rééquipement prévus dans les futurs appels au marché, notamment l'appel d'offres A/O 2026-01, afin de favoriser le renouvellement des capacités existantes.

Dans les bilans prévisionnels, le Distributeur a adopté l'hypothèse selon laquelle les volumes existants seront prolongés avant d'être renouvelés avec des installations rééquipées. Cette hypothèse permet de ne pas présumer de la durée des interruptions de livraison associées aux travaux de rééquipement. Elle repose sur la prémisse que les capacités visées pourront, à terme, être renouvelées sur les mêmes sites au moyen de technologies plus performantes.

[6] Voir aussi HQD-1, Document 1, section 5.
[7] *Ibid.*

Les modalités et les échéanciers applicables demeurent toutefois tributaires des ententes conclues avec les fournisseurs, des mécanismes d'acquisition retenus et des conditions d'intégration au réseau.

6.1.3. Contrats de cogénération à la biomasse

Le Distributeur retient l'hypothèse du maintien de la contribution des contrats de cogénération arrivant à échéance sur l'horizon du Plan.

Les contrats existants s'appuient principalement sur des installations de cogénération fonctionnant à la biomasse forestière, ainsi que sur quelques projets de valorisation du biogaz. Le potentiel de croissance de la filière étant limité par plusieurs contraintes mentionnées au chapitre 5, la stratégie vise à préserver la contribution des installations existantes qui continuent de répondre aux besoins du portefeuille d'approvisionnements.

Le portefeuille de cogénération regroupe des installations aux caractéristiques variées, tant sur le plan des échéances contractuelles que des puissances installées et des conditions d'exploitation. Le Distributeur entend évaluer, au cas par cas, les possibilités de prolongation, de renouvellement ou d'amendement des contrats qui arriveront à échéance. Il tiendra compte de leur contribution au portefeuille d'approvisionnements, de leurs caractéristiques opérationnelles et de leur intérêt économique, ainsi que du cadre contractuel et réglementaire applicable.

6.1.4. Contrats de petites centrales hydrauliques

La stratégie d'approvisionnement ne prévoit pas d'approvisionnements issus de nouvelles petites centrales hydrauliques. Elle vise plutôt à maintenir la contribution des installations existantes. Les contrats d'approvisionnements en électricité provenant de petites centrales hydrauliques sont d'une durée plus courte que la durée de vie utile de ce type d'installation, ce qui milite en faveur de leur maintien à long terme dans le portefeuille d'approvisionnements.

Plusieurs contrats de petite hydraulique arriveront à échéance au cours de l'horizon du Plan. Ces contrats comportent déjà des dispositions prévoyant leur prolongation pour une période additionnelle, ce qui confère une plus grande prévisibilité quant au maintien de ces approvisionnements. Pour les installations concernées, le Distributeur prévoit donc exercer les mécanismes de renouvellement déjà prévus aux contrats. Le cas échéant, les demandes d'autorisation requises seront soumises à la Régie au moment opportun et conformément au cadre applicable.

6.2. Développement de nouvelles capacités

La croissance importante de la demande dans le contexte de la transition énergétique requiert davantage que la prolongation des approvisionnements existants. De nouvelles capacités de production et de stockage d'électricité sont nécessaires afin de répondre à la hausse attendue des besoins en électricité. Cette section présente les développements prévus dans les filières éolienne, solaire, du thermique de pointe, du stockage par batteries et de la grande hydraulique, lesquels seront convertis en temps et lieu en approvisionnements acquis selon

divers modes : appels d'offres, contrats de gré à gré ou électricité postpatrimoniale fournie par Hydro-Québec.

Les deux filières les plus matures au Québec, qui présentent une excellente complémentarité, sont également celles qui présentent le meilleur potentiel pour répondre aux besoins projetés. Comme démontré au chapitre précédent, l'éolien se démarque comme étant la ressource en énergie renouvelable la plus économique et présente un potentiel de déploiement additionnel significatif au Québec. Toutefois, la cadence à laquelle de nouvelles capacités éoliennes peuvent être déployées étant limitée, le recours à d'autres sources d'énergie, comme le solaire, est nécessaire. Quant à la grande hydraulique, plusieurs aménagements existants arrivent à un âge où leur réfection est nécessaire, ce qui offre une occasion de profiter de ces travaux pour optimiser les équipements et offrir davantage de puissance et de flexibilité.

Au-delà du remplacement programmé des groupes turbines-alternateurs, de nouveaux aménagements sur des sites hydroélectriques déjà exploités seront également mis de l'avant afin d'augmenter la puissance hydroélectrique disponible sur le parc de production.

6.2.1. Filière éolienne

La filière éolienne constitue la principale ressource pour répondre à la croissance de la demande en énergie, au regard des considérations suivantes :

- Grand nombre de gisements éoliens de qualité ;
- Source d'énergie la plus économique à l'heure actuelle ;
- Profil de production saisonnier bien aligné sur la demande québécoise, plus élevée en hiver ;
- Prédominance de la grande hydraulique à réservoir dans le système électrique québécois permettant de compenser la variabilité de cette ressource, et ;
- Filière déjà bien établie au Québec notamment grâce aux appels d'offres du Distributeur depuis le début des années 2000, ce qui a permis de développer une chaîne d'approvisionnement québécoise.

La stratégie pour la filière éolienne vise l'ajout d'environ 11 GW de nouvelle capacité installée d'ici 2041, en sus des quelque 2,7 GW issus des appels d'offres de 2021 et 2023, pour lesquels les contrats d'approvisionnement ont déjà été octroyés, pour un total de 14 GW d'ajouts de capacité.

Le premier jalon de cette stratégie se concrétisera avec la mise en service du projet éolien Des Neiges, dans la Seigneurie de Beaupré, développé en partenariat par Hydro-Québec, Boralex et Énergir. Les deux premières phases de ce projet totalisant 1 200 MW installés sont en construction, la troisième est en développement.

Deux modèles d'approvisionnement complémentaires sont privilégiés pour acquérir de nouvelles capacités éoliennes : par appels d'offres et par contrats de gré à gré pour de grands projets.

Le premier modèle repose sur des appels d'offres pour des approvisionnements éoliens auprès de producteurs indépendants. Dans ce modèle, le Distributeur agit principalement à titre d'acheteur d'électricité. Ainsi, en avril 2026, le Distributeur a lancé l'appel d'offres A/O 2026-01 visant de nouveaux approvisionnements éoliens de l'ordre de 5 à 10 TWh/an (1,6 à 3,2 GW installés, approximativement), à mettre en service sur la période 2031-2038, selon un maximum de trois rondes d'attribution de contrats.

L'appel d'offres prévoit également deux rondes destinées au rééquipement de parcs existants dont les contrats arrivent à échéance. Les parcs visés totalisent environ 3 000 MW, ce qui correspond à une production annuelle d'environ 9 TWh. Les quantités après rééquipement dépendront des soumissions reçues et des projets retenus.

Le second modèle repose sur le développement de grands projets éoliens dans des territoires à plus forte complexité de développement et dans lesquels Hydro-Québec assume le leadership des projets et agit comme partenaire de développement avec les communautés locales et autochtones. Cette approche vise à favoriser une planification intégrée du développement éolien et à accroître la prévisibilité pour les communautés et les partenaires de développement. Ce modèle offre également l'opportunité de réaliser des économies d'échelle et de faciliter la résolution de contraintes associées à la disponibilité de la main-d'œuvre, aux équipements, au transport et à la logistique.

Hydro-Québec évalue actuellement plusieurs zones stratégiques propices au développement de projets éoliens à grande échelle. Des ententes avec des communautés d'accueil ont été conclues pour encadrer la prospection et le développement du potentiel de ces zones et représentent déjà plusieurs milliers de MW (notamment au Bas-St-Laurent, en Gaspésie et au Saguenay-Lac-St-Jean). Des démarches se poursuivent en parallèle avec plusieurs communautés à l'échelle du Québec pour accroître ce potentiel et l'optionnalité nécessaire pour atteindre les cibles de développement éolien.

6.2.2. Filière solaire

Comme le solaire est une filière nouvelle à l'échelle du Québec, la stratégie retenue en est une de déploiement graduel et flexible, permettant d'obtenir des signaux de marché et de raffiner les cibles au fil des apprentissages. La stratégie solaire vise l'ajout de 2 750 MW de production d'ici 2041, sans compter l'autoproduction solaire présentée au chapitre 3.

Le premier jalon de la stratégie est l'appel d'offres A/O 2025-01, visant des approvisionnements en énergie solaire issus de 300 MW installés. Le Distributeur a reçu 60 soumissions et annoncera les projets retenus en 2027, pour des mises en service en 2029 et les années suivantes. Une stratégie élargie d'appel au marché, tirant profit des apprentissages de ce premier appel d'offres et de l'évaluation de la capacité résiduelle d'intégration au réseau de transport, sera annoncée en temps opportun.

6.2.3. Filière du thermique de pointe

La stratégie d'approvisionnement prévoit le recours à une capacité pilotable additionnelle afin de compléter les autres moyens prévus au bilan de puissance et de contribuer à la fiabilité des approvisionnements lors de certaines conditions de pointe.

Aux fins de la présente planification, la conversion de la centrale de TransCanada Energy (TCE) en centrale de pointe est retenue avec une capacité de l'ordre de 350 MW et une mise en service dès 2030. Il est prévu que la centrale soit alimentée en gaz de source renouvelable (GSR). Son utilisation serait concentrée lors des périodes où les besoins en puissance sont les plus élevés.

6.2.4. Filière du stockage d'énergie par batteries

Le stockage d'énergie par batteries constitue un moyen d'ajouter rapidement de la capacité et de la flexibilité sur le réseau. Toutefois, compte tenu du caractère émergent de la filière pour Hydro-Québec, un déploiement progressif est privilégié.

La stratégie prévoit ainsi l'ajout d'environ 500 MW de capacité de stockage d'énergie par batteries à l'horizon 2035. Ce déploiement se fera par étapes, en fonction de l'évolution des besoins en puissance.

Les prix des blocs-batteries au lithium-ion ont baissé continuellement depuis 2010 : c'est sur la poursuite de cette trajectoire, davantage que sur les coûts actuels, que repose l'intérêt de la filière dans le système électrique québécois. Les batteries se déploient relativement rapidement avec une flexibilité géographique permettant de s'adapter à la capacité d'accueil du réseau ou de profiter d'occasions de colocalisation avec des ressources éoliennes ou solaires. Combinée à la baisse tendancielle des coûts, cette agilité en fait un outil pertinent pour répondre à des besoins de puissance, en attendant la mise en service de solutions structurantes de grande capacité, ou pour répondre à des contraintes de réseau propres à certaines localisations.

6.2.5. Filière de la grande hydraulique

La grande hydraulique demeure la principale ressource du système de production d'Hydro-Québec et continuera d'y jouer un rôle central, tant pour l'énergie que pour la puissance et la flexibilité. Les nouvelles capacités de grande hydraulique seront développées par Hydro-Québec et intégrées à son système de production.

Le développement de la filière repose sur des optionnalités inhérentes aux systèmes hydriques déjà aménagés :

- L'optimisation des centrales existantes lors du remplacement de leurs groupes turbines-alternateurs en fin de vie utile ;
- L'optimisation des sites déjà aménagés par l'ajout de centrales connexes à des centrales existantes ou la bonification de la flexibilité de systèmes hydriques existants par l'ajout de réserves pompées ;
- L'ajout des centrales dans des systèmes hydriques déjà aménagés.

La contribution totale de la filière hydraulique dans les nouveaux approvisionnements est prévue atteindre près de 9 000 MW et 9 TWh à l'horizon 2041. Les sous-sections suivantes exposent les principales initiatives envisagées par Hydro-Québec.

Optimisation des centrales existantes d'Hydro-Québec

Le parc hydroélectrique d'Hydro-Québec, dont plusieurs installations ont été mises en service il y a plus d'un demi-siècle, requiert des travaux de réfection pour en assurer la pérennité et la fiabilité. Hydro-Québec vise à profiter de ces travaux pour remplacer les groupes turbines-alternateurs en fin de vie utile par des équipements plus performants. Les travaux permettront ainsi d'accroître la puissance installée sans nouvel aménagement sur le territoire. Les travaux, déjà amorcés, notamment aux centrales de Carillon, de Rapide-Blanc et de La Trenche, se poursuivront à d'autres installations (comme Manic-2 (Jean-Lesage), Manic-3 (René-Lévesque) et Outardes-2) en plus de l'ajout d'un groupe à la centrale de Sainte-Marguerite-3. Aux fins de la présente planification, la contribution potentielle de ce programme pourrait atteindre 3 500 MW à l'horizon 2041. Cette estimation demeure indicative et pourra être ajustée selon les projets effectivement réalisés ainsi que selon la contribution d'autres développements hydrauliques à l'objectif global de la filière.

Accroissement de la flexibilité des systèmes hydriques existants : ajouts de centrales

Hydro-Québec évalue le potentiel d'ajout de puissance par des centrales adossées à des réservoirs existants, avec ou sans transfert d'énergie par pompage, afin d'ajouter jusqu'à 3 000 MW d'ici 2041. De tels projets ont l'avantage d'être à proximité d'infrastructures de transport existantes et de s'inscrire dans un environnement déjà aménagé.

Lorsque le site s'y prête (réservoir amont de grande capacité et grande hauteur de chute), les centrales de puissance additionnelle sont des solutions idéales pour accroître la flexibilité du système. La puissance ainsi développée peut être appelée de façon soutenue tout au long de l'hiver, avec des contraintes opérationnelles généralement limitées. Au cours de son développement, Hydro-Québec a plusieurs fois eu recours à cette option, en ajoutant une centrale adjacente à une centrale existante, adossée à un même réservoir.

Les CRP permettent d'ajouter de grandes quantités de puissance avec une soutenabilité de 12 heures ou plus, afin de traverser plusieurs pointes consécutives. Les réservoirs des aménagements existants peuvent être utilisés comme réservoirs avals des CRP lorsque la topographie des lieux s'y prête. Dans ces cas, seul un réservoir amont de plus petite envergure reste à aménager, sous réserve des évaluations environnementales, techniques et sociales applicables.

Volet hydroélectrique de l'entente avec Terre-Neuve-et-Labrador

L'entente-cadre conclue le 17 août 2026 entre Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador Hydro concernant la production hydroélectrique au Labrador a le potentiel de réaliser les trois optionnalités retenues pour la filière de la grande hydraulique. Cette entente a été approuvée par la Chambre d'assemblée de Terre-Neuve-et-Labrador le 17 septembre 2026.

L'entente met de l'avant deux ouvrages. Le premier est la construction de la nouvelle centrale de Gull Island, sur le fleuve Churchill, d'une puissance installée d'environ 2 700 MW. Le second est la modernisation de la centrale existante de Churchill Falls, qui ajoutera environ 1 275 MW à sa puissance installée, portant celle-ci à environ 6 700 MW. La capacité de production combinée des deux ouvrages sera de l'ordre de 9 400 MW.

À terme, l'entente-cadre donnera à Hydro-Québec accès à un potentiel de plus de 10 000 MW en provenance du Labrador, soit le double de la puissance actuelle. De ce total, 3 850 MW sont associés au potentiel de projets à l'étude, en sus de ceux ci-haut mentionnés : l'expansion de la centrale de Churchill Falls par l'aménagement d'une centrale de puissance additionnelle à proximité de l'installation existante, et le développement d'un parc éolien situé à Terre-Neuve-et-Labrador. Ces projets, dont les paramètres restent à préciser, ne sont pas retenus dans les bilans prévisionnels du présent Plan. Ils pourront être pris en compte dans les plans ultérieurs à mesure que les études en confirmeront la faisabilité.

6.3. Éléments de flexibilité de la stratégie d'approvisionnement

La stratégie d'approvisionnement retenue vise à répondre aux besoins identifiés tout en conservant la souplesse nécessaire pour s'adapter à l'évolution du contexte. Cette flexibilité est particulièrement importante dans un environnement caractérisé par l'incertitude entourant la croissance de la demande, le rythme de réalisation des projets, l'évolution des technologies et les conditions de développement des différentes ressources.

Ainsi, la stratégie présente les ressources nécessaires pour satisfaire les besoins anticipés sur l'horizon du Plan. Les choix structurants qui la sous-tendent, notamment le rôle prépondérant de l'éolien et de la grande hydraulique, complétés par le solaire, le stockage et le thermique de pointe, orientent la planification jusqu'en 2041. Au-delà de 2035, ces orientations demeurent le cadre de référence, mais la répartition précise des nouveaux approvisionnements entre les différentes filières pourra être ajustée en fonction de l'évolution des besoins et des conditions de réalisation.

Les volumes et les projets qui seront requis après cette période seront précisés dans les prochains plans d'approvisionnement, en fonction de l'évolution réelle des besoins, des conditions de réalisation des projets et des possibilités offertes par les différentes ressources. Cette approche permet d'assurer la cohérence de la planification à long terme sans figer prématurément des choix qui devront être réévalués à la lumière de nouvelles informations disponibles. Elle préserve la flexibilité nécessaire pour en optimiser la composition au fil du temps selon l'évolution des besoins, des technologies et des coûts, conformément au cadre proposé par le PGIRE.

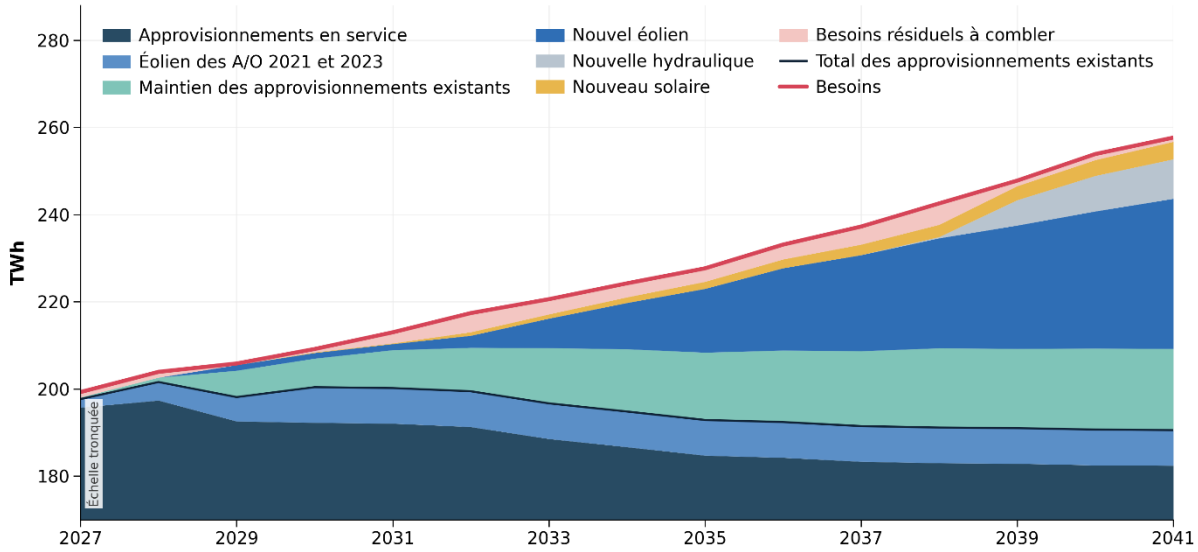
6.4. Contribution de la stratégie à l'équilibre offre-demande

Les figures suivantes illustrent la contribution de la stratégie à l'équilibre offre-demande sur la base des hypothèses de planification présentées aux sections précédentes. Elles traduisent, aux fins de l'établissement des bilans, le maintien attendu des approvisionnements existants et la trajectoire de développement des nouvelles capacités. Ces contributions ne préjugent

pas des modes d'acquisition ni, lorsque celles-ci demeurent à préciser, des projets particuliers qui permettront de les réaliser.

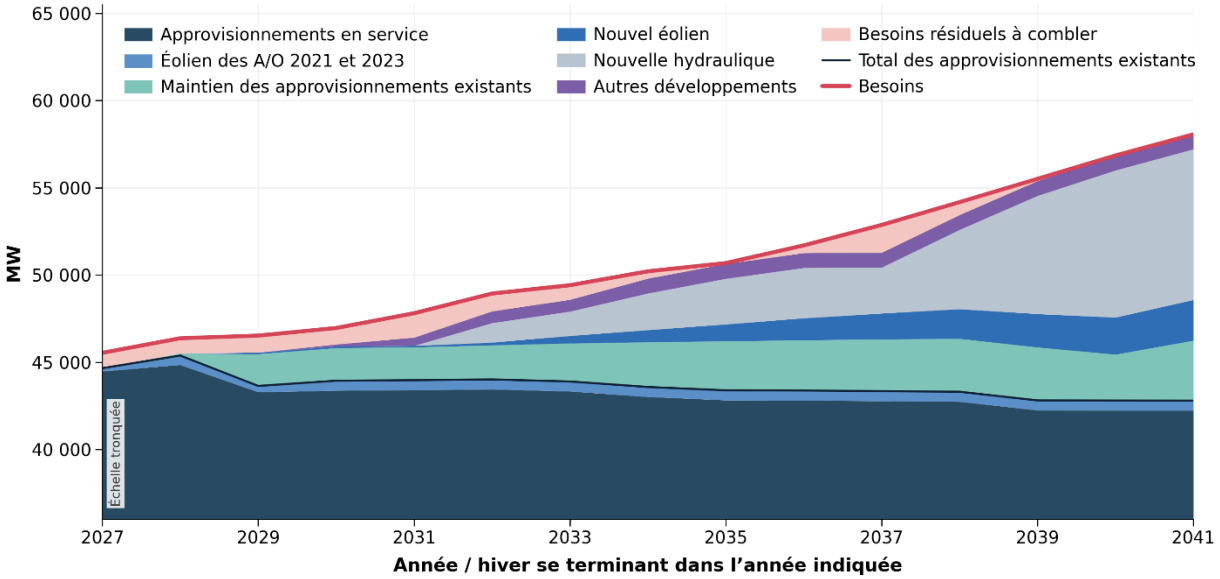
La figure 6.1 montre que la filière éolienne apparaît comme le principal levier pour combler les besoins en énergie, que ce soit par le maintien des approvisionnements éoliens (9 TWh) existants ou le développement de nouveaux parcs (34 TWh).

Figure 6.1
Illustration de la contribution de la stratégie d'approvisionnement à l'équilibre offre-demande, en énergie



En puissance, c'est le parc hydroélectrique d'Hydro-Québec qui continue d'agir comme pivot du système électrique, à la fois par le maintien des approvisionnements fournis par Hydro-Québec et grâce à l'ajout de nouveaux équipements de production hydroélectrique.

Figure 6.2 Illustration de la contribution de la stratégie d'approvisionnement à l'équilibre offre-demande, en puissance



La figure 6.2 illustre la stratégie en fonction de la puissance contributive des approvisionnements. Pour illustrer concrètement l'ampleur des ressources à déployer et du réseau à bâtir pour les accueillir, la stratégie peut être explicitée sous l'angle des ajouts en capacité installée. À titre d'illustration de l'ampleur des ressources à déployer, la trajectoire retenue correspond, à l'horizon 2041, à près de 24 000 MW de nouvelles capacités installées, réparties approximativement comme suit :

- Environ 11 000 MW de nouveaux parcs éoliens ;
- Environ 9 000 MW de nouvelle hydroélectricité ;
- 2 750 MW de nouvelles centrales solaires ;
- 500 MW de stockage d'énergie par batteries, et ;
- 350 MW de production thermique de pointe.

Le détail de l'impact de la stratégie d'approvisionnement sur les bilans prévisionnels se trouve à la section suivante. La combinaison de la prolongation des approvisionnements existants, du développement de nouvelles capacités dans les filières retenues, de l'électricité postpatrimoniale fournie par Hydro-Québec, auxquels s'ajoutent les contributions de l'efficacité énergétique incorporées dans la prévision des besoins et de la GDP, permet de répondre de façon fiable et suffisante aux besoins de la clientèle.

Au-delà de 2035, la répartition précise des nouveaux approvisionnements entre les filières conserve une plus grande flexibilité. Elle s'inscrit néanmoins dans les orientations retenues sur l'ensemble de l'horizon du Plan, les volumes et les projets qui la concrétiseront devant être précisés dans les plans d'approvisionnement subséquents.

6.5. Bilans prévisionnels détaillés avec la contribution attendue de la stratégie

Tableau 6.1
Contribution de la stratégie d'approvisionnement au bilan d'énergie

En TWh	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
BESOINS À COMBLER	**1,6**	**2,3**	**7,7**	**8,8**	**12,8**	**17,9**	**23,9**	**29,4**	**34,8**	**40,7**	**45,8**	**51,4**	**56,8**	**63,2**	**67,1**
NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS	**0,4**	**1,0**	**7,4**	**8,0**	**10,3**	**13,6**	**20,5**	**26,3**	**31,8**	**37,4**	**41,7**	**46,6**	**55,6**	**61,9**	**66,2**
Maintien des approvisionnements existants															
Électricité postpatrimoniale HQ à renouveler	-	-	4,6	4,8	6,7	7,2	7,2	6,9	6,1	6,5	6,4	7,2	7,2	7,2	7,2
Éolien	0,4	0,7	1,0	1,2	1,4	2,1	4,7	6,6	8,4	8,9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Cogénération	0,0	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	1,0	1,2	1,2	1,5	1,5
Petite hydraulique	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Nouveaux développements															
Filière éolienne	-	-	1,3	1,3	1,4	2,8	6,8	10,6	14,6	18,9	22,0	25,2	28,3	31,5	34,4
Filière du thermique de pointe	-	-	-	0,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Filière solaire	-	-	0,0	0,1	0,2	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0	2,4	2,8	3,2	3,6	4,0
Filière de la grande hydraulique (ajouts) - HQ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	5,8	8,1	9,1
Ajustement lié à l'utilisation de certains moyens (patrimonial, cyclable)	*0,2*	*0,4*	*0,7*	*0,7*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Besoins résiduels	**1,5**	**1,7**	**1,0**	**1,4**	**2,5**	**4,3**	**3,4**	**3,2**	**3,0**	**3,3**	**4,1**	**4,8**	**1,2**	**1,3**	**0,9**

Tableau 6.2
Contribution de la stratégie d'approvisionnement au bilan de puissance

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035	2035-2036	2036-2037	2037-2038	2038-2039	2039-2040	2040-2041
BESOINS À COMBLER	**591**	**739**	**2 670**	**2 798**	**3 614**	**4 709**	**5 385**	**6 505**	**7 074**	**8 156**	**9 393**	**10 831**	**12 700**	**14 087**	**15 391**
NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS	**44**	**120**	**1 926**	**2 082**	**2 442**	**3 936**	**4 800**	**6 325**	**7 074**	**7 916**	**7 875**	**10 026**	**12 700**	**14 087**	**14 929**
Maintien des approvisionnements existants															
Électricité postpatrimoniale HQ à renouveler	-	-	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 339	1 600	1 600	1 600	1 940	1 578	2 100
Éolien	44	84	109	149	149	199	355	658	806	815	825	787	752	717	681
Cogénération	-	36	81	81	81	81	89	89	98	98	101	161	161	165	215
Petite hydraulique	-	-	-	-	10	23	48	48	64	64	64	103	103	103	103
Nouveaux développements															
Filière éolienne	-	-	136	132	132	244	637	981	1 301	1 605	1 805	1 980	2 124	2 246	2 347
Filière du thermique de pointe	-	-	-	-	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Filière du stockage d'énergie par batteries	-	-	-	120	120	325	325	500	500	500	500	500	500	500	500
Filière de la grande hydraulique (ajouts) - HQ	-	-	-	-	-	1 114	1 395	2 100	2 614	2 883	2 630	4 544	6 769	8 429	8 633
Besoins résiduels	**550**	**600**	**750**	**700**	**1 150**	**750**	**600**	**200**	**-**	**250**	**1 500**	**800**	**-**	**-**	**450**

6.6. Localisation des approvisionnements et plan de développement du réseau de transport

Les deux piliers de la stratégie d'approvisionnement, l'éolien et la grande hydraulique, reposent sur de grands gisements situés pour l'essentiel loin des centres de consommation, qui se concentrent dans le sud du Québec. Les grands projets éoliens se déploieront dans certaines zones stratégiques, notamment en Gaspésie, au Bas-Saint-Laurent et au Saguenay–Lac-Saint-Jean. Les ajouts de puissance hydroélectrique viseront pour leur part des rivières déjà aménagées. Quant au solaire, au stockage par batteries et au thermique de pointe, ces ressources peuvent s'implanter plus près de la charge.

Le Plan fournit à Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») certaines informations relatives aux sources d'énergie retenues et à la localisation des approvisionnements anticipés. Ces intrants alimenteront le Plan de développement du réseau de transport (PDRT), dans lequel le Transporteur identifiera, en cohérence avec le PGIRE, les renforcements du réseau principal qui y sont associés.

6.7. Une stratégie élaborée dans le respect du PGIRE

La stratégie d'approvisionnement présentée dans ce chapitre vise d'abord à répondre aux besoins identifiés dans le présent Plan. Elle s'inscrit également dans le respect du PGIRE. Elle tient compte des orientations, des objectifs et des cibles établis par le gouvernement, dont la cible visant l'ajout d'approvisionnements en électricité de 60 TWh d'ici 2040 et l'ajout d'approvisionnements et outils pour répondre aux besoins de pointe de 12 GW.

Le PGIRE ne fixe aucune cible par filière : les fourchettes qu'il présente, notamment pour l'éolien et le solaire, sont fournies à titre indicatif et couvrent des horizons qui vont au-delà de ceux du présent Plan. La stratégie d'approvisionnement présentée dans ce Plan s'inscrit dans les orientations du PGIRE, sans s'y limiter. L'agencement optimal des filières s'ajustera à l'évolution des coûts, des conditions de réalisation et des besoins du système électrique. Les volumes exposés au présent chapitre demeurent cohérents avec les cibles d'approvisionnements et les fourchettes par filières, et les volumes appelés à s'y ajouter au-delà de 2035 seront précisés dans les plans ultérieurs.

Ainsi, comme le prévoit le PGIRE, le Distributeur ajoute 15 TWh à ses approvisionnements d'électricité d'ici 2030, pour atteindre près de 210 TWh d'approvisionnements. La trajectoire retenue dans la stratégie est également alignée sur la cible de 255 TWh en 2040. En puissance, la stratégie retenue vise à répondre à la prévision de la demande. Elle nécessite l'ajout de 3 GW en 2030 par rapport à 2022, plutôt que les 2 GW de la cible. Pour 2040, la trajectoire retenue devrait permettre d'atteindre et même dépasser les 12 GW additionnels.

En résumé :

- La stratégie se déploie en trois volets : préserver les approvisionnements existants, développer de nouvelles capacités et conserver la souplesse nécessaire pour adapter sa mise en œuvre à mesure que l'avenir se précise. Cinq filières complémentaires sont mobilisées : l'éolien, le solaire, le thermique de pointe, le stockage par batteries et la grande hydraulique.
- Globalement, l'ajout de capacité éolienne sert de pilier pour la croissance des approvisionnements alors que la grande hydraulique continue d'agir comme pivot du système, garante de sa fiabilité.
- La contribution attendue de la stratégie permet d'équilibrer les bilans prévisionnels sur l'ensemble de l'horizon du Plan. Au-delà de 2035, la répartition précise des nouveaux approvisionnements entre les filières conserve une plus grande flexibilité, tout en s'inscrivant dans les orientations retenues jusqu'en 2041.
- La stratégie d'approvisionnement s'inscrit dans le respect du PGIRE.

7. Gestion des risques

La gestion des risques est le pendant de la stratégie d'approvisionnement. Le chapitre précédent expose les moyens que le Distributeur entend mobiliser pour satisfaire les besoins des consommateurs québécois ; le présent chapitre examine les aléas susceptibles d'en compromettre la réalisation et les moyens retenus pour les atténuer.

Le chapitre s'articule en trois sections. La première traite des risques assumés par Hydro-Québec et de la façon dont les attestations de fiabilité démontrent sa capacité à y faire face. La deuxième porte sur les risques liés à l'évolution tendancielle de la demande et la troisième, sur les risques de réalisation des approvisionnements.

7.1. Risques énergétiques et démonstrations de la fiabilité

Le Distributeur est responsable de la planification de ses approvisionnements et de la gestion des risques qui y sont associés. Certains risques influencent toutefois l'équilibre énergétique global du système électrique et sont assumés par Hydro-Québec dans son ensemble, conformément à sa mission découlant de la Loi 24 d'assurer la satisfaction des besoins en électricité du Québec de manière suffisante, sécuritaire et fiable[8].

Deux aléas principaux sont en cause : les aléas sur la demande, qui regroupent les effets du climat et de l'activité économique sur les besoins futurs en électricité, ainsi que l'aléa hydrique. Ils influencent conjointement la capacité du système à satisfaire les besoins en énergie et en puissance du Québec.

La gestion de ces aléas vise à s'assurer qu'Hydro-Québec dispose des ressources nécessaires pour maintenir la fiabilité des approvisionnements, y compris lorsque des conditions défavorables se matérialisent. Les attestations de fiabilité permettent d'en faire la démonstration, tant en énergie qu'en puissance.

7.1.1. Aléas sur la demande

Les besoins futurs en électricité sont influencés par plusieurs facteurs externes. Ainsi, les conditions climatiques modifient les besoins en énergie et en puissance, notamment lors des épisodes de froid intense qui accroissent simultanément la consommation et la sollicitation du système électrique. De même, l'activité économique peut entraîner des écarts entre la demande prévue et la demande observée. Voir la section 2.6 pour plus de détails sur les aléas impactant la demande.

7.1.2. Aléa hydrique

Le parc de production d'Hydro-Québec étant principalement hydroélectrique, sa production d'énergie dépend des apports naturels en eau, qui varient d'une année à l'autre. Une faible hydraulicité réduit l'énergie disponible et sollicite les stocks énergétiques. Les grands

[8] Article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*.

réservoirs, dont la capacité équivaut à près d'une année de consommation au Québec, permettent de répartir ces écarts sur plusieurs années et d'en amortir les effets.

Toutefois, de 2023 à 2025, Hydro-Québec a vécu une période de faible hydraulicité similaire à ce qui a été vécu au début des années 1960, totalisant -108 TWh sur la période. Cet épisode met en évidence le caractère pluriannuel de l'aléa hydrique, dont les effets sont pris en compte sur un horizon de plusieurs années dans l'attestation de fiabilité énergétique.

7.1.3. Attestation de fiabilité énergétique

Jusqu'à présent, la fiabilité énergétique fait l'objet de deux démonstrations distinctes.

D'une part, le Distributeur doit démontrer qu'il peut satisfaire un scénario de besoins situé à un écart-type au-delà du scénario moyen, à cinq ans d'avis, sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année (décision D-2022-062). Ce scénario tient compte de l'aléa de la demande et de l'aléa climatique. La pièce HQD-2, Document 3 présente la démonstration établie selon le critère actuel, à la différence que les besoins résiduels sont fournis par Hydro-Québec sans que cela implique nécessairement un recours aux marchés de court terme.

D'autre part, le Producteur doit démontrer qu'il dispose d'une réserve énergétique suffisante pour respecter ses engagements envers le Distributeur. Cette réserve doit permettre de combler un déficit d'apports hydriques cumulé sur deux et quatre ans, dont la probabilité d'occurrence est de 2 % (décision D-2023-109).

Cette démonstration séparée entre le Distributeur et le Producteur n'a toutefois plus la même portée dans le nouveau cadre réglementaire, puisque le Distributeur ne réalise plus directement les achats requis sur les marchés hors Québec et qu'Hydro-Québec doit assurer de manière suffisante, sécuritaire et fiable la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois.

Il est donc proposé de faire évoluer les attestations de fiabilité afin qu'elles permettent d'évaluer la fiabilité selon une perspective tenant compte de l'ensemble des besoins du Québec et de considérer conjointement les principales sources de risque susceptibles d'affecter l'équilibre énergétique. Les modalités de cette approche sont également présentées dans la pièce HQD-2, Document 3.

7.1.4. Attestation de fiabilité en puissance

Hydro-Québec doit disposer d'une capacité suffisante pour satisfaire les besoins québécois en période de pointe, en tenant compte notamment des aléas climatiques, des indisponibilités d'équipements et des contraintes pouvant limiter la disponibilité de certaines ressources.

Jusqu'à présent, la démonstration de la fiabilité en puissance reposait sur plusieurs exercices portant sur des périmètres distincts. Le Distributeur déposait annuellement un bilan comparant ses besoins prévus à la pointe, incluant la réserve requise, aux approvisionnements et autres moyens considérés pour y répondre. Un bilan distinct était également établi pour le Producteur afin de comparer ses engagements aux ressources disponibles. Hydro-Québec évaluait par

ailleurs l'adéquation des ressources de la zone de réglage du Québec dans le cadre des processus du NPCC.

Ces démonstrations distinctes doivent être adaptées au nouveau cadre réglementaire et aux responsabilités désormais confiées à Hydro-Québec. L'attestation de fiabilité en puissance doit donc évoluer afin d'offrir une perspective tenant compte de l'ensemble des besoins et ressources de la zone de réglage du Québec.

Les ajustements proposés à l'attestation sont présentés dans la pièce HQD-2, Document 3.

7.2. Risques liés à l'évolution tendancielle de la demande

La demande future n'est jamais connue avec certitude. L'électrification des transports et du chauffage, la décarbonation des procédés industriels et l'émergence d'usages énergivores soutiennent une part importante de la croissance prévue, mais leur ampleur et leur rythme demeurent incertains. Un écart dans un sens ou dans l'autre n'entraîne pas les mêmes conséquences et n'implique pas les mêmes solutions.

7.2.1. Demande inférieure aux prévisions

Une croissance de la demande plus faible que prévue pourrait conduire à des besoins d'approvisionnement inférieurs à ceux du scénario de référence et ainsi exposer la clientèle au coût de volumes contractés devenus excédentaires. Le recours à des modalités flexibles pour les approvisionnements fournis par Hydro-Québec, tant patrimoniaux que postpatrimoniaux, permet d'atténuer ce risque. Des modalités cyclables, qui permettent d'ajuster les volumes facturés aux quantités effectivement consommées, réduisent l'exposition financière de la clientèle advenant une révision à la baisse de la trajectoire de demande. Cependant, les modalités définitives de fourniture des volumes postpatrimoniaux par Hydro-Québec seront déterminées ultérieurement, en tenant compte de ces risques.

7.2.2. Demande supérieure aux prévisions

À l'inverse, ces mêmes facteurs peuvent progresser plus rapidement qu'anticipé. Ce risque est celui dont les conséquences seraient les plus lourdes, puisqu'il met en cause la capacité de répondre aux besoins de la clientèle. Sur les premières années du Plan, le Distributeur peut compter sur les volumes flexibles des approvisionnements postpatrimoniaux fournis par Hydro-Québec, dont le volume maximal est supposé cohérent avec les volumes établis dans le dossier de la demande tarifaire, soit 7,2 TWh, sans être pleinement utilisés sur les premières années du Plan. Au-delà, le Distributeur s'appuiera sur la flexibilité de la stratégie décrite à la section 6.3 pour ajuster ses approvisionnements en conséquence.

7.3. Risques concernant la réalisation des approvisionnements

Le risque que les approvisionnements prévus ne se matérialisent pas comme escompté est inhérent à tout processus d'acquisition. Il peut prendre la forme de retards de construction ou de raccordement, d'une sous-performance des installations, de l'abandon d'un projet ou de l'incapacité de prolonger un approvisionnement existant.

Le nouveau cadre réglementaire accorde au Distributeur une plus grande latitude dans le choix de ses modes d'acquisition, l'obligation de procéder par appel d'offres ayant été retirée. Le Distributeur peut ainsi mettre en œuvre plus rapidement de nouveaux approvisionnements, en ajuster la séquence à l'évolution des besoins et réagir plus rapidement lorsqu'un projet connaît des difficultés. Cette souplesse élargit les leviers dont il dispose pour gérer les risques de réalisation, tout en maintenant les mêmes standards de diligence. La gestion de ces risques repose sur la combinaison de mécanismes contractuels, d'un suivi continu des approvisionnements et d'un ajustement périodique des hypothèses de planification.

7.3.1. Mécanismes contractuels et suivi des contreparties

Pour les approvisionnements acquis auprès de tiers, les exigences contractuelles, adaptées aux caractéristiques des projets, laissent aux promoteurs une part importante des risques de développement, de réalisation et de performance tout au long du cycle de vie des projets. Quel que soit le mode d'acquisition, le Distributeur applique notamment :

- des exigences de qualification et de solidité financière ;
- des garanties financières et de bonne exécution ;
- des jalons contractuels assortis de pénalités et de dommages.

Pour les contrats conclus de gré à gré, des processus internes d'évaluation permettent en outre d'évaluer la capacité financière et technique du partenaire, d'exiger les garanties appropriées et de documenter les risques résiduels.

Le Distributeur assure un suivi continu auprès de ses contreparties. Certaines installations en exploitation peuvent présenter des enjeux opérationnels ou financiers susceptibles d'affecter leur contribution avant l'échéance de leur contrat. Ce suivi permet de les détecter rapidement et d'évaluer les mesures appropriées, en collaboration avec les fournisseurs lorsque pertinent, afin de préserver les approvisionnements prévus et d'en limiter l'incidence sur les bilans. La répartition des approvisionnements entre de nombreux fournisseurs et projets limite par ailleurs la dépendance à l'égard d'une contrepartie en particulier.

7.3.2. Réalisation des projets déjà sous contrat

Les bilans tiennent compte de la mise en service des projets issus des appels d'offres de 2021 et 2023. Leur réalisation demeure exposée à divers facteurs, notamment l'obtention des autorisations requises, les contraintes territoriales, l'acceptabilité sociale ainsi que les conditions de réalisation des projets. Le Distributeur en assure un suivi continu et dispose de leviers contractuels pour favoriser leur réalisation et préserver les capacités sous contrat, notamment par la reconfiguration ou, lorsque pertinent, la relocalisation de certains projets.

7.3.3. Prolongation des contrats arrivant à échéance

Une partie de la stratégie repose sur la prolongation des contrats qui arrivent à échéance au cours de l'horizon du Plan. Le principal risque tient à l'incapacité de conclure les ententes requises (prolongations, renouvellements ou amendements) ou de mettre en œuvre les solutions assurant la continuité des approvisionnements pris en compte aux bilans. Les

ententes de prolongation peuvent en outre comporter des engagements différents de ceux des contrats initiaux, notamment quant aux volumes. La transition vers le rééquipement des parcs éoliens peut aussi entraîner des interruptions temporaires de livraison.

Le Distributeur entreprend les démarches requises en tenant compte des échéances contractuelles et du contexte propre à chaque dossier, et adapte son approche à chaque filière :

- pour l'éolien, des ententes de prolongation et la participation aux rondes de rééquipement de l'A/O 2026-01 ;
- pour la petite hydraulique, l'exercice des clauses de renouvellement prévues aux contrats ;
- pour la cogénération, une évaluation au cas par cas, en tenant compte du cadre contractuel et réglementaire applicable.

7.3.4. Réalisation des nouvelles capacités

Une part importante des besoins repose sur la mise en service de nouvelles capacités sur l'horizon du Plan. Leur réalisation peut être affectée par l'obtention des autorisations requises, l'acceptabilité sociale, la disponibilité de la main-d'œuvre, les chaînes d'approvisionnement, les conditions économiques ainsi que les échéanciers de développement et de raccordement. Ce risque est particulièrement important pour les projets de grande envergure, qui représentent une part significative du comblement des besoins futurs. L'ampleur et le rythme des mises en service prévues supposent également la réalisation, en temps opportun, des travaux requis pour leur intégration sur le réseau de transport.

Ces risques sont partagés selon le modèle de développement retenu. Pour les projets de tiers issus d'appels d'offres, les promoteurs assument une part importante des risques de développement, de construction et de performance. Hydro-Québec assume ceux liés à la planification des approvisionnements, à l'intégration des nouvelles capacités et à l'évolution des infrastructures de raccordement.

Le séquençage des appels d'offres, comme celui prévu à l'A/O 2026-01, permet en outre d'ajuster les volumes à l'évolution des besoins et de la capacité d'intégration du réseau, ce qui limite l'exposition à la défaillance d'un projet isolé. Des mécanismes contractuels, comme les garanties financières et les dispositions relatives aux retards de livraison, encouragent la mise en service aux dates convenues. Le Distributeur suit en continu l'avancement des projets et ajuste périodiquement ses hypothèses de planification et ses stratégies d'acquisition selon leur maturité et l'évolution des besoins. De plus, la diversification du portefeuille d'approvisionnements avec de nouveaux développements dans les filières solaire et stockage par batteries vise à favoriser la mise en place d'un écosystème offrant davantage d'options d'ajustement et de correction à la trajectoire de la stratégie.

En résumé :

- Les risques découlant des conditions météorologiques, comme l'aléa climatique sur la demande ou l'aléa hydrique, sont assumés par Hydro-Québec, qui démontre sa capacité à y faire face au moyen d'attestations de fiabilité en énergie et en puissance.
- La flexibilité du portefeuille permet de répondre aux écarts de demande, dans un sens comme dans l'autre.
- Enfin, le cadre réglementaire actuel donne au Distributeur davantage de leviers pour mettre en œuvre de nouveaux approvisionnements et gérer les risques de réalisation, tout en maintenant ses standards de diligence et un suivi continu des projets.

8. Conclusion

Le présent Plan est le premier qu'Hydro-Québec dépose sous le régime de la Loi 24. Il couvre un horizon de quinze ans, s'élabore dans le respect du PGIRE et s'inscrit dans un cadre où l'appel d'offres ne tient plus lieu de mécanisme unique de sélection des approvisionnements. Ces changements ne modifient pas l'objectif fondamental de l'exercice : alimenter de façon fiable l'ensemble des consommateurs québécois.

Cet exercice s'inscrit dans un contexte de forte croissance des besoins en électricité, portée essentiellement par l'électrification des transports, les secteurs émergents et la décarbonation industrielle, et ce, malgré des efforts importants déployés par Hydro-Québec pour encourager l'efficacité énergétique.

Face à ces besoins croissants, l'électricité patrimoniale est pleinement utilisée dès 2028 et divers approvisionnements arrivent à échéance sur l'horizon du Plan. Des volumes significatifs de nouveaux approvisionnements sont requis dès 2029 et l'écart s'accentue ensuite pour atteindre plus de 67 TWh et 15 000 MW en 2041.

La stratégie d'approvisionnement se déploie en trois volets. Elle préserve d'abord les approvisionnements existants, dont le maintien constitue généralement le premier moyen à considérer, sous réserve de son intérêt économique et opérationnel pour répondre aux besoins. Elle développe ensuite de nouvelles capacités dans cinq filières complémentaires : l'éolien et la grande hydraulique comme piliers de l'équilibre énergétique, complétés par le solaire, le thermique de pointe et le stockage par batteries. Le séquencement tient compte des délais propres à chacune.

Les orientations et les filières retenues donnent une direction claire sur l'ensemble de l'horizon du Plan. Au-delà de 2035, la répartition précise des nouveaux approvisionnements entre les filières conserve toutefois une plus grande flexibilité afin de pouvoir s'adapter à l'évolution des besoins et au rythme de déploiement des ressources. Le Plan ne prétend pas lever toutes les incertitudes. Il établit l'ampleur du besoin avec prudence, prévoit les moyens pour y répondre sur l'ensemble de l'horizon, et conserve la marge de manœuvre nécessaire pour ajuster la trajectoire si les conditions devaient différer de celles qui sont anticipées aujourd'hui. Les plans d'approvisionnement subséquents rendront compte de cette évolution et préciseront, à mesure que l'information se consolidera, la répartition des moyens au-delà de 2035. C'est la continuité d'un exercice de planification régulier, révisable et transparent qui offre la meilleure garantie de fiabilité aux consommateurs québécois.