

Commentaires et analyses des enjeux liés à
l'élaboration d'un *Plan de gestion intégrée
des ressources énergétiques* en s'appuyant
sur le document « Rapport préliminaire en
vue de l'établissement du PGIRE »

Rapport commandé par la Régie de l'énergie du Québec

Préparé par

Normand Mousseau, Ph.D.

Montréal, le 20 février 2026

Sommaire

L'objectif de ce rapport vise, sur la base du document *Rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE)*, à couvrir la disponibilité, la diversification et la résiliend, sur le court terme (0-5 ans et 5-10 ans) et long terme (10-25 ans et plus) et à dégager des constats et à formuler des recommandations concrètes afin d'appuyer la Régie dans la préparation de son avis à la ministre, en vue de la finalisation du PGIRE.

L'exercice dans lequel s'inscrit le Rapport préliminaire produit par le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie,¹ ci-après *Rapport préliminaire*, découle du projet de loi 69 adopté par l'Assemblée nationale le 7 juin 2025 et qui prévoit l'établissement, aux 6 ans, par le ministre

[d']un plan de gestion intégrée des ressources énergétiques sur une période de 25 ans visant à favoriser le développement énergétique du Québec dans une perspective de transition énergétique.²

Contenu du Rapport préliminaire

Le Rapport préliminaire commence par un bref état des lieux du secteur énergétique au Québec, suivi des résultats de la modélisation de trois scénarios de demande et quatre scénarios d'approvisionnement énergétique ciblant, avant tout, l'horizon 2050 avec, pour principales contraintes, une réduction de 24 % des émissions en 2030 et la carboneutralité en 2050. définie comme la compensation, par des technologies de captage et de séquestration, de 20 % des émissions de 1990 et l'élimination du reste.

Modélisation

La modélisation est réalisée à l'aide d'un modèle technico-économique riche en technologies, NATEM, qui est couplé de manière faible à un modèle d'équilibre général (NAGEM) de type TIMES. Posant la demande en services énergétiques ainsi que la disponibilité et le coût des technologies et de l'énergie sur les marchés internationaux de manière exogène, le modèle projette de manière optimale, d'un point de vue coût, le déploiement des technologies de production, de distribution et de service énergétique.

Bien que le scénario de référence (portrait historique projeté) soit discuté brièvement, aucun résultat de sa modélisation n'est présenté. **Cette absence est hautement inhabituelle et limite grandement la valeur du Rapport préliminaire**; puisque les modèles sont, par leur nature même, incomplets et imparfaits, ce sont les différences entre les divers résultats de modélisation qui ont le plus de valeur.

¹ Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (2026). *Rapport préliminaire en vue e l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE)*, Québec (Québec).

² Projet de loi numéro 69, article 14.2

Les trois scénarios de demande incluent un scénario de sobriété, un scénario médian et un scénario de forte demande énergétique; la différence entre les trois scénarios reste toutefois marginale et repose principalement sur des orientations différentes pour le développement (non précisé) du secteur industriel.

Le Rapport préliminaire examine également quatre scénarios d'offre : nouvelle hydraulique; nucléaire; éolien et solaire; et sources d'énergie décentralisées. Comme pour les scénarios de demande, ces scénarios sont relativement peu développés, tant sur les détails technologiques que sur les questions de déploiement sur le territoire, ce qui rend difficile la compréhension des enjeux de disponibilité et de résilience. La description des scénarios souligne quelques avantages et inconvénients stratégiques pour les différentes options retenues, mais ceux-ci sont malheureusement peu appuyés et pas toujours exacts.

Étonnamment, **chaque scénario d'offre se déploie à compter de 2022 et impose une contrainte technologique à l'horizon 2035, sans tenir compte du *Plan d'action 2035*** d'Hydro-Québec, déjà en cours de déploiement. Aucune explication n'est offerte pour ce choix de contraintes qui semble déjà caduque.

De même, bien que la modélisation couvre la période complète de 2022 à 2050, l'essentiel de l'analyse se concentre sur la structure du système énergétique en 2050, avec très peu de discussion sur les périodes intermédiaires et, donc, sur les trajectoires de transformation, leurs défis et leurs impacts à travers le Québec.

Disponibilité des ressources

La question de la disponibilité des ressources au cours des prochaines années ne se pose pas en absolu : au niveau mondial, la capacité de production d'énergies fossiles et des technologies de production d'électricité renouvelable est supérieure à la demande. L'enjeu réel n'est donc pas la disponibilité de l'énergie dans un sens générique, mais plutôt la transformation du système énergétique visant à respecter les objectifs climatiques du Québec, tout en répondant à ses besoins sociaux et économiques.

Disponibilité des ressources à court terme

Le Rapport préliminaire ne présente que des résultats aux 10 ans (2030, 2040 et 2050); il nous faut interpoler les quelques chiffres disponibles pour 2030 et 2040 tout en considérant le *Plan d'action 2035* d'Hydro-Québec qui se déploie présentement sur le terrain.

Enjeux énergétiques à très court terme : 0 à 5 ans

Sur cinq ans, le modèle prévoit une certaine transformation de la demande :

Véhicules électriques : La chute de 7 TWh dans le secteur des transports, avec des véhicules électriques consommant 66 % moins d'énergie que leur équivalent à essence, suggère une augmentation de 2,3 TWh dans la demande en électrique.

Biénergie au gaz naturel : Une augmentation de 14 % de l'utilisation du gaz naturel entre 2022 et 2030, dont la majorité pour la biénergie.

Thermopompes : Une augmentation non spécifiée de la présence des thermopompes dans le secteur, menant à des gains significatifs de productivité électrique.

Industrie : Une augmentation non précisée de 8 % de la demande énergétique pour le secteur industriel.

Toutefois (i) l'affaiblissement récent des règles concernant les véhicules à zéro émission; (ii) la réticence des citoyens à adopter la biénergie; et des projections de gains en productivité électrique qui demanderaient un renversement majeur de la tendance des dernières années, suggèrent que **les modèles surestiment les transformations de la demande** pour les cinq prochaines années, **tout en sous-estimant l'augmentation des besoins en électricité.**

Cette nouvelle demande ajoutera à la pression actuelle sur le réseau de distribution d'électricité, qui est déjà saturé et vieillissant à plusieurs endroits, mais aussi sur les approvisionnements, puisque peu de nouvelles infrastructures de production sont prévues dans les cinq prochaines années.

Du côté des produits gaziers et pétroliers, on peut s'attendre à un plafonnement de la demande de gaz naturel et peut-être à une réduction de la consommation de pétrole, suivant la tendance des projections, selon le rythme de décroissance du nombre de véhicules à essence dans le parc québécois.

En termes de risques, **l'accès à l'électricité représente l'enjeu le plus important d'ici 2030** suggérant l'augmentation de la tension entre la nouvelle demande et la capacité d'Hydro-Québec de répondre à celle-ci, alors que la plupart des nouveaux approvisionnements promis dans le *Plan d'action 2035* ne seront pas encore disponibles et que les investissements promis sur le réseau de distribution ne seront pas complétés.

Enjeux énergétiques à moyen terme : 5 à 10 ans

Entre 2030 et 2035, la transformation énergétique devrait s'accélérer : avec une augmentation importante du nombre de voitures électriques; une diminution de 10 % de l'utilisation du gaz naturel entre 2030 et 2035, mais une augmentation du rôle de la biénergie; une augmentation non spécifiée de la présence des thermopompes dans le secteur, menant à des gains de 6 % en efficacité électrique; une augmentation de 2,5 % de la demande énergétique pour le secteur industriel; et l'utilisation de technologies de captage et de séquestration du CO₂ pour production de biochar et d'hydrogène à partir du méthane augmente.

Le Rapport préliminaire prévoit une baisse de 4 % de la demande énergétique totale entre 2030 et 2035 due à l'électrification du transport des personnes et à l'installation de thermopompes dans le secteur du bâtiment, alors que la demande énergétique industrielle augmente de 5 TWh.

Du côté des sources d'énergie, les projections suggèrent un gain de 10 TWh en efficacité électrique entre 2030 et 2035; une autre diminution de 10 pour cent de la production de

produits pétroliers est projetée entre 2030 et 2035; une réduction de 10 % également pour le gaz naturel, alors que la part du gaz naturel de source renouvelable (GNR) augmente de manière importante; et une augmentation d'environ 7 TWh de la production de biomasse énergétique de deuxième génération.

En ce qui concerne l'électricité, suivant le *Plan d'action 2035* d'Hydro-Québec, les projets déjà annoncés et l'entente préliminaire avec Terre-Neuve-et-Labrador, on devrait voir entre 2030 et 2035 une augmentation de 50 TWh en approvisionnements en électricité, accompagnée des infrastructures de transport nécessaires. **Cette augmentation devrait permettre de combler l'écart entre la demande et l'offre**, à condition de continuer à contrôler l'arrivée de nouvelles industries énergivores.

Les principaux risques à l'horizon 2035 sont du côté de l'approvisionnement et de la distribution d'électricité : (i) il subsiste des incertitudes quant à l'avenir de l'entente préliminaire avec Terre-Neuve-et-Labrador; (ii) si de nombreux projets en approvisionnement et en transport ont été annoncés, ils sont encore à des étapes préliminaires; (iii) les réseaux dans les grands centres urbains et certains milieux ruraux pourraient être insuffisamment rehaussés, limitant l'électrification et la décarbonation du secteur agricole et des industries en région, ainsi que celle des clients des grands centres; (iv) finalement, le plafonnement des tarifs par le gouvernement du Québec, couplé à des pressions pour plus de redevances, pourrait affecter la capacité d'Hydro-Québec à réaliser les investissements promis.

Enjeux énergétiques à long terme : 10 à 25 ans

L'essentiel des résultats et des discussions du Rapport préliminaire porte sur l'horizon 2050, avec relativement peu de discussion quant à la trajectoire réelle pouvant mener à ces résultats ou aux impacts sur les régions et l'économie au sens large.

De manière générale, on observe une électrification massive des services directement utilisés par les citoyens, alors que les secteurs du transport lourd, de l'industrie et de l'agriculture consomment une plus grande diversité de sources d'énergie.

Dans tous les scénarios, **trois secteurs particulièrement énergivores apparaissent** : (i) les différentes technologies de captage et de séquestration; (ii) la production à grande échelle de biomasse de deuxième génération; (iii) et la production d'hydrogène. Ensemble, ces secteurs représentent un ajout de quelques dizaines de TWh au secteur industriel.

Or, de nombreuses incertitudes persistent quant au développement de nouvelles filières industrielles, mais aussi quant aux technologies à faibles émissions de carbone qui seront utilisées à l'horizon 2050 pour décarboner les procédés industriels. Ces demandes sont difficiles à prévoir, mais peuvent être régulées par une politique industrielle claire.

Les incertitudes étant plus grandes à l'horizon 2050, nous nous concentrons ici sur quelques enjeux critiques :

Produits pétroliers : Le modèle projette une réduction de plus de 55 % de la production de produits pétroliers. Si cette réduction est similaire dans l'ensemble du Canada, on peut s'attendre à une réorganisation importante du secteur de la pétrochimie et à la fermeture d'une ou des deux raffineries en sol québécois.

Gaz naturel : La diminution du rôle du gaz naturel et la part croissante du GNR devrait mener à une réduction importante du nombre de clients causée, en partie, par l'augmentation du coût de cette énergie, menant à une dévalorisation significative des infrastructures de distribution.

Biomasse : Le modèle projette que la production de biomasse énergétique de deuxième génération devrait atteindre 58 TWh en 2050, alors que l'utilisation de la biomasse non-transformée (bois de chauffage et résidus) devrait chuter de 30 TWh à presque zéro. Une telle transformation, qui affectera principalement les régions hors des grands centres urbains, demandera une évaluation rigoureuse du potentiel techno-économique réel de cette ressource et le déploiement d'une stratégie crédible, équilibrée et efficace.

Géothermie et réseaux de chaleur : Selon les projections, les réseaux de chaleur devraient répondre à 33 % des besoins énergétiques des bâtiments neufs, soit plus de 50 % de leurs besoins en chaleur et en climatisation. Atteindre une part aussi forte exige des mesures marquées dès aujourd'hui.

Électricité : L'augmentation de la production d'électricité projetée dans le Rapport préliminaire (70-78 TWh auxquels s'ajoutent 33 TWh d'électricité importée) à l'horizon 2050 est loin de celle prévue par Hydro-Québec (150-200 TWh) et est largement due à des biais méthodologiques qui empêchent de mesurer correctement les besoins et les défis à long terme, quel que soit le scénario d'approvisionnement retenu.

Diversification et résilience

Les divers scénarios modélisés dans le Rapport préliminaire montrent une augmentation significative de la part de l'électricité et de la biomasse énergétique à l'horizon 2050, représentant respectivement 62 et 15 %, alors que la part des combustibles fossiles recule à environ 11 %. Malgré ces chiffres, **l'électricité devrait approvisionner la très grande majorité des services utilisés par les citoyens – communication, éclairage, chauffage et transport individuel – sur un horizon beaucoup plus court, entre 2030 et 2035, vraisemblablement**, alors que le reste de l'économie, incluant le secteur commercial, industriel et des services publics ne réduira sa consommation de combustibles fossiles que beaucoup plus lentement.

Dans l'ensemble, la diversification des approvisionnements en électricité et, dans une moindre mesure, de la biomasse permet d'offrir une diversification aussi grande (et même plus) des approvisionnements énergétiques par rapport à la situation actuelle; une analyse plus détaillée est nécessaire pour valider cette estimation tant au niveau du Québec que des différentes régions en intégrant, plus particulièrement, les aléas climatiques.

Si l’approvisionnement en électricité est diversifié d’ici 2050, des risques subsistent pour les clients. Alors que les communications, l’éclairage, le chauffage et le transport sont électrifiés ou s’électrifient, il ne suffit pas de renforcer le réseau de distribution dans pour réduire le nombre de pannes; **il faut aussi concevoir, dès aujourd’hui, la distribution de l’électricité afin d’améliorer la résilience et de réduire les risques pour la sécurité des citoyens** en cas de perturbation du réseau de distribution, en s’appuyant sur de la production et du stockage d’électricité à plusieurs échelles. **Une société massivement électrifiée peut donc être aussi résiliente (et même plus) que la structure actuelle;** il faut toutefois la planifier et la construire de manière appropriée.

Alors que les modèles suggèrent un rôle accru pour la bioénergie, une stratégie intégrant des chaînes courtes permettrait aussi de contribuer à la résilience énergétique des citoyens.

Gestion de la pointe hivernale et de la flexibilité

Si la flexibilité est souvent associée à la pointe hivernale de la demande énergétique, elle est essentielle afin de limiter le délestage, alors que la part des approvisionnements en électricité intermittente augmente. Ce dernier aspect est largement ignoré par le Rapport préliminaire, mais doit s’intégrer au PGIRE.

En ce qui concerne la gestion de la pointe, le Rapport préliminaire met de l’avant deux éléments importants, sans les chiffrer toutefois : la capacité d’effacement ou de déplacement de la demande en électricité de la part des secteurs commerciaux et industriels, et la contribution des systèmes biénergie, essentiellement gaz naturel et électricité.

Si la modélisation suggère que la pointe diminuera au cours des prochaines années, plusieurs éléments poussent à douter de ces résultats, dont : (i) la persistance des événements de grand froid même avec le réchauffement climatique; (ii) l’efficacité réduite des thermopompes par temps froid combiné; (iii) l’augmentation significative de la consommation énergétique des véhicules par grand froids.

L’évolution de la pointe de demande hivernale électrique exige une analyse rigoureuse qui dépasse celle-ci pour assurer que les infrastructures soient en mesure de répondre aux besoins et d’assurer la sécurité des citoyens. Son contrôle requiert un examen plus large des solutions technologiques permettant de gérer celle-ci de manière efficace sans devoir recourir, comme aujourd’hui, au gaz naturel, fossile ou non.

Ces résultats et analyses nous amènent à tirer, en guise de conclusion, deux principaux constats :

1. La transformation du système énergétique québécois projetée à l’horizon 2050 est d’une ampleur que le Québec n’a jamais connue. Les risques économiques et structurels associés à cette transformation sont importants, particulièrement lorsqu’on considère les choix politiques qui ont mené à des échecs à répétition dans l’atteinte des objectifs climatiques qui sous-tendent cette transition. Ces risques ne sont pas uniformes, toutefois :

- 1.1. La capacité historique d'Hydro-Québec de livrer les infrastructures promises suggère que, sur le long terme, l'accès à l'électricité nécessaire pour réaliser la transition énergétique pourra être assuré, malgré les tensions actuelles;
 - 1.2. Les approvisionnements en hydrocarbures fossiles seront accessibles sans contrainte au cours des prochaines décennies;
 - 1.3. La difficulté pour le Québec de déployer des stratégies industrielles efficaces à un coût acceptable soulève de sérieux doutes sur sa capacité à faire lever les filières de bioénergie, de captage et de séquestration, de géothermie et de réseaux de chaleur nécessaires au respect des objectifs climatiques de 2050;
 - 1.4. La décarbonation de la demande, dans le bâtiment, dans le transport, dans l'industrie et l'agriculture, ne se fera que si l'ensemble de la population est convaincu de la nécessité environnementale, économique et sociale de cette transformation.
2. Une réduction des risques passe par la création d'une structure indépendante et experte dont le mandat serait de planifier et d'organiser la transformation de la demande et de l'approvisionnement énergétique; le tout supervisé par un organisme compétent tel que la Régie de l'énergie.

1	Mandat	12
2	Constats clés	13
2.1	Constat général	13
2.2	Exercice de modélisation	13
2.3	Enjeux à court et à moyen terme	14
2.4	Enjeux à long terme	15
2.5	Gestion de pointe	16
2.6	Innovation et stratégies industrielles	16
3	Commentaires généraux sur le rapport préliminaire	18
3.1	Objectifs du Rapport préliminaire	19
3.2	Contenu du Rapport préliminaire	19
3.2.1	La modélisation	20
3.2.2	État de la situation énergétique au Québec	21
3.2.3	Scénarios	21
3.2.3.1	Scénarios de demande	22
3.2.3.2	Scénarios d'offre	23
3.2.3.3	Résultats de la modélisation	23
3.2.3.4	Évolution des technologies de demande	24
3.2.3.5	Évolution de l'approvisionnement énergétique	25
3.2.3.5.1	Ampleur des besoins énergétiques	25
3.2.3.6	Coûts d'investissement	31
4	Disponibilité des ressources	33
4.1	Disponibilité des ressources à court terme	33
4.1.1	Enjeux énergétiques à très court terme : 0 à 5 ans	33
4.1.1.1	Transformation de la demande	33
4.1.1.2	Gaz naturel	34

4.1.1.3	Efficacité énergétique	35
4.1.1.4	Biomasse	36
4.1.1.5	Autres ressources énergétiques	36
4.1.1.6	Produits pétroliers	36
4.1.1.7	Électricité	37
4.1.2	Enjeux énergétiques à moyen terme : 5 à 10 ans	38
4.1.2.1	Transformation de la demande	38
4.1.2.2	Approvisionnement	39
4.1.3	Enjeux énergétiques à long terme : 10 à 25 ans	40
4.1.3.1	Transformation de la demande	40
4.1.3.2	Approvisionnement	41
4.2	Diversification et résilience	43
4.2.1	Approvisionnement	43
4.2.2	Distribution	44
4.2.3	Gestion de la pointe hivernale et de la flexibilité	45
5	Points de rupture	47
6	Recommandations	49
6.1	Modélisation	49
6.2	Demande	49
6.3	Approvisionnement	50
6.4	Résilience	52
6.5	Autres	52
6.6	Pointe de demande hivernale	52
6.7	Coût des transformations	52
6.8	Gouvernance	53
7	Conditions minimales de réussite	54

Annexe : Liste des constats présentés dans le texte	55
A.1. Modélisation	55
A.2. Enjeux à court et à moyen terme	55
A.3. Enjeux à long terme	56
A.3. Enjeux transversaux	57

1 Mandat

L'objectif de ce rapport vise, sur la base du document *Rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE)*, à couvrir deux dimensions, sur deux horizons — court terme (0-5 ans et 5-10 ans) et long terme (10-25 ans et plus) :

1. **Disponibilité** – assurer un approvisionnement continu et stable en énergie, à court et à long terme;
2. **Diversification et résilience** – assurer la sécurité et la résilience énergétiques du Québec;

et à dégager des constats et à formuler des recommandations concrètes afin d'appuyer la Régie dans la préparation de son avis à la ministre, en vue de la finalisation du PGIRE et de l'identification d'une trajectoire énergétique finale ainsi que des orientations, objectifs et cibles énergétiques à y inscrire.

Ce rapport doit donc analyser, à partir du Rapport préliminaire, la robustesse des options envisagées et des scénarios (offre/demande).

À titre d'exemple, le rapport final produit par l'expert pourrait porter une attention particulière aux éléments suivants :

- les pointes de consommation;
- la capacité à acheminer l'énergie au bon endroit;
- le risque d'exécution (délais, coûts, faisabilité);
- les dépendances critiques (filières, chaîne d'approvisionnement);
- la capacité de maintien de l'approvisionnement en **conditions dégradées**.

2 Constats clés

Le Rapport préliminaire présente une brève analyse de l'état du système énergétique québécois ainsi que les résultats de modélisation de trois scénarios de demande et quatre d'approvisionnements énergétiques qui, tous, respectent les objectifs de carboneutralité à l'horizon 2050. L'exercice de modélisation est vaste et s'appuie sur des modèles riches et bien établis.

2.1 Constat général

C1. La transformation du système énergétique québécois projetée à l'horizon 2050 est d'une ampleur que le Québec n'a jamais connue. Les risques économiques et structurels associés à cette transformation sont importants, particulièrement lorsqu'on considère les choix politiques qui ont mené à des échecs à répétition dans l'atteinte des objectifs climatiques, qui sous-tendent cette transition. Ces risques ne sont pas uniformes, toutefois :

- a. La capacité historique d'Hydro-Québec de livrer les infrastructures promises suggère que, sur le long terme, l'accès à l'électricité nécessaire pour réaliser la transition énergétique pourra être assuré, malgré les tensions actuelles;
- b. Les approvisionnements en hydrocarbures fossiles seront accessibles sans contrainte au cours des prochaines décennies;
- c. La difficulté pour le Québec de déployer des stratégies industrielles efficaces à un coût acceptable soulève de sérieux doutes sur sa capacité à faire lever les filières de bioénergie, de captage et de séquestration, de géothermie et de réseaux de chaleur nécessaires au respect des objectifs climatiques de 2050;
- d. La décarbonation de la demande, dans le bâtiment, dans le transport, dans l'industrie et l'agriculture, ne se fera que si l'ensemble de la population est convaincu de la nécessité environnementale, économique et sociale de cette transformation.

C2. Une réduction des risques passe par la création d'une structure indépendante et experte dont le mandat serait de planifier et d'organiser la transformation de la demande et de l'approvisionnement énergétique; le tout supervisé par un organisme compétent tel que la Régie de l'énergie.

2.2 Exercice de modélisation

C3. Les choix des scénarios retenus ne sont pas clairs; la différence entre les transformations structurelles des trois scénarios de demande reste de très haut niveau, et les avantages et inconvénients des technologies retenues dans les scénarios d'approvisionnement ne sont pas présentés de manière rigoureuse.

- C4. Aucun résultat de modélisation du scénario de référence (portrait historique projeté) n'est présenté. Cette absence est hautement inhabituelle et limite grandement la valeur du Rapport préliminaire. Sans information sur la trajectoire de référence, il est impossible d'évaluer les biais systématiques du modèle, de comprendre les tendances déjà perçues et, donc, de mesurer la signification et la pertinence des résultats.
- C5. L'analyse des transformations projetées du service énergétique, qui se concentre largement sur 2050, offre peu d'emprises pour comprendre l'évolution du système énergétique québécois et les séquences de déploiement des nouvelles technologies — tant du côté des approvisionnements que du service énergétique et de la gestion du CO₂ —, et planifier l'introduction de nouvelles technologies et de nouveaux vecteurs énergétiques.
- C6. Telle que définie, l'efficacité énergétique se résume aux seuls gains en efficacité (ou plutôt en productivité) électrique observés dans le secteur du bâtiment. En plus d'être singulièrement surestimée dans le secteur du bâtiment, cette définition est incomplète et biaisée, puisqu'elle ignore de manière délibérée les gains majeurs obtenus par l'électrification de services énergétiques aujourd'hui fournis par les combustibles fossiles, ainsi que les gains potentiels dans les secteurs manufacturier et industriel. Une définition technologique neutre de l'efficacité énergétique appliquée à l'ensemble des secteurs, couplée à une solide évaluation technico-économique des gains réalisables, devrait être retenue dans la planification intégrée.
- C7. Plusieurs éléments attendus dans le PGIRE sont absents du Rapport préliminaire ou insuffisamment développés, incluant un état de la situation et des besoins énergétiques; une description des infrastructures énergétiques, incluant l'approvisionnement, le transport et la distribution en électricité et en bioénergies, mais aussi pour des énergies dont la demande est en déclin — produits pétroliers et gaz naturel; une discussion des orientations liées à l'innovation; une analyse rigoureuse du potentiel technico-économique de l'efficacité énergétique pour tous les secteurs; et une analyse comparative des coûts, des rendements, ainsi que des avantages et des inconvénients stratégiques des différentes sources et approvisionnements énergétiques.

2.3 Enjeux à court et à moyen terme

- C8. Chaque scénario d'offre se déploie à compter de 2022 et impose une contrainte technologique à l'horizon 2035, alors même que le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec, qui s'appuie avant tout sur l'éolien et l'hydro-électricité, auquel s'ajoute 2,8-3,6 % d'efficacité électrique, est déjà en cours de déploiement. Aucune explication n'est offerte pour ce choix de contrainte qui semble déjà caduque.
- C9. Les projections d'utilisation du gaz naturel, particulièrement en ce qui concerne la biénergie ainsi que les gains en efficacité électrique, semblent surévaluées en

comparaison avec les tendances récentes. L'ensemble des projections résulte en une sous-estimation des besoins réels en électricité.

C10. L'électrification des services utilisés par les citoyens (chauffage, transport, communication, etc.) est déjà très avancée et continue de progresser. Il est donc urgent de planifier et de commencer à déployer des solutions de résilience, qui vont d'un renforcement de la résistance du réseau électrique aux mesures de mitigation visant à limiter l'impact des pannes et interruptions sur les services aux citoyens.

C11. À court terme (0-5 ans), des tensions importantes existent en ce qui concerne la disponibilité des approvisionnements en électricité et l'état du réseau de distribution, ce qui risque de ralentir les efforts de décarbonation du Québec :

- a. L'absence de stratégie visant à proposer des solutions carboneutres pour gérer la pointe est un des principaux freins à l'électrification du chauffage des bâtiments multirésidentiels, commerciaux et institutionnels;
- b. De nombreux clients se voient refuser les ressources en électricité dont ils ont besoin pour se décarboner ou croître;
- c. Les pannes restent à un niveau élevé tant pour leur durée que pour leur nombre.

C12. Les infrastructures prévues par le *Plan d'action 2035* d'Hydro-Québec (approvisionnement, transport et distribution d'électricité) devraient permettre de répondre aux besoins globaux en électricité de sa clientèle à l'horizon 2035 ; les détails sur le rehaussement des capacités régionales, visant à soutenir une électrification de l'ensemble des besoins, sont encore manquants.

2.4 Enjeux à long terme

C13. Tant les biais des scénarios que les limites du modèle génèrent une sous-estimation majeure de la demande en électricité à l'horizon 2050. Celle-ci crée un découplage avec la réalité qui rend les débats publics difficiles et ne permet pas d'évaluer correctement les enjeux liés à l'approvisionnement en électricité à long terme.

C14. L'atteinte des objectifs de carboneutralité à l'horizon 2050 implique vraisemblablement la fermeture d'au moins une des raffineries du Québec et l'abandon d'une grande partie du réseau de distribution de gaz naturel. Ces projections demandent qu'on examine les enjeux pour le Québec en ce qui concerne l'approvisionnement en produits pétroliers non énergétiques, ainsi que les réseaux de distribution d'essence et de diesel.

C15. Les divers scénarios doublent la part de la bioénergie dans le panier énergétique à l'horizon 2050, ce qui représente alors 15 % de la demande totale. Cette projection

soulève plusieurs enjeux qui ne sont pas discutés dans le Rapport préliminaire, incluant : (i) levier économique potentiel ainsi qu'impact d'une utilisation accrue de la biomasse pour les régions; (ii) avantages pour la résilience; (iii) disponibilité des ressources ; (iv) coût et bilan énergétique net des bioénergies de deuxième génération; (v) accès aux ressources produites à l'étranger ; (vi) sources d'énergie de remplacement pour les sources brutes utilisées aujourd'hui.

C16. Le calcul des coûts d'investissement à l'horizon 2050, tel que présenté dans le Rapport préliminaire, semble ignorer les économies, les gains potentiels directs ainsi que les retombées économiques de la transformation du système énergétique. Le portrait résultant est incomplet et ne permet pas de comprendre ce que représentent réellement ces projections.

C17. Dans l'ensemble, la diversification des approvisionnements en électricité et, dans une moindre mesure, de la biomasse, permet d'offrir une diversification aussi grande (et même plus) des approvisionnements énergétiques par rapport à la situation actuelle. Cependant, une analyse plus détaillée est nécessaire pour valider cette estimation tant au niveau du Québec que des différentes régions, en intégrant plus particulièrement les aléas climatiques, afin d'identifier les conditions maximisant la résilience.

2.5 Gestion de pointe

C18. De manière générale, les enjeux de la pointe hivernale semblent sous-estimés par le modèle. L'évolution de la pointe de demande hivernale électrique exige une analyse rigoureuse qui dépasse celle-ci pour s'assurer que les infrastructures soient en mesure de répondre aux besoins et d'assurer la sécurité des citoyens, ainsi qu'un examen plus large des solutions technologiques permettant de gérer celle-ci de manière efficace sans s'appuyer sur le gaz naturel.

2.6 Innovation et stratégies industrielles

C19. L'approvisionnement projeté à l'horizon s'appuie de manière importante sur des technologies de production, de distribution et d'utilisation qui ne sont pas encore développées ou déployées à l'échelle au Québec ou dans le monde en général, dont :

- a. les bioénergies de deuxième génération,
- b. l'hydrogène,
- c. le stockage d'électricité à grande échelle et sur de longues durées par batterie,
- d. les réseaux de chaleur et la géothermie,
- e. ainsi que le captage et la séquestration de CO₂ que ce soit à la source ou directement de l'air.

Sans une stratégie industrielle forte et efficace déployée dans les prochaines années, les risques de ne pas pouvoir déployer ces technologies à l'échelle nécessaire sont grands.

3 Commentaires généraux sur le rapport préliminaire

L'exercice dans lequel s'inscrit le Rapport préliminaire produit par le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie,³ ci-après *Rapport préliminaire*, découle du projet de loi 69 adopté par l'Assemblée nationale le 7 juin 2025 et qui prévoit l'établissement, aux 6 ans, par le ministre

[d']un plan de gestion intégrée des ressources énergétiques sur une période de 25 ans visant à favoriser le développement énergétique du Québec dans une perspective de transition énergétique.⁴

Ce plan doit porter

sur toutes les sources d'énergie consommées au Québec et il contient notamment un état de la situation et des besoins énergétiques au Québec. Il établit des orientations à respecter et des objectifs et cibles à atteindre en matière d'énergie et de sobriété et d'efficacité énergétiques, notamment, pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel, des orientations, objectifs et cibles quant aux approvisionnements, au développement des infrastructures énergétiques et à l'innovation.⁵

Finalement, il doit aussi préciser

la cible des approvisionnements en électricité aux fins de la satisfaction des besoins en cette matière des marchés québécois par Hydro-Québec au terme d'un horizon qu'il indique.⁶

Pour ce faire,

[l]e ministre établit le plan en conformité avec les orientations gouvernementales en matière de développement économique, les principes et les objectifs énoncés dans la politique-cadre sur les changements climatiques prévue à l'article 46.3 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) et la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixée en vertu de l'article 46.4 de cette loi. Il s'adjoit Hydro-Québec ainsi que, notamment, les autres titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité visés au deuxième alinéa de l'article 62 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) et les distributeurs de gaz naturel.⁷

³ Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (2026). *Rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE)*, Québec (Québec).

⁴ Projet de loi numéro 69, article 14.2

⁵ Ibid., article 14.2

⁶ Ibid., article 14.2

⁷ Ibid., article 14.3

Aux fins de l'élaboration du plan, le ministre consulte la population, incluant les communautés autochtones.⁸

Ce plan sera soumis par le ministre à la Régie de l'énergie afin qu'elle donne son avis sur les questions et dans le délai qu'il lui indique.⁹

3.1 Objectifs du Rapport préliminaire

Le Rapport préliminaire représente une étape intermédiaire dans la préparation du PGIRE.

Plus spécifiquement, ce rapport préliminaire doit servir

de base pour consulter le public et les communautés autochtones et demander un avis à la Régie de l'Énergie par rapport à diverses options énergétiques envisageables pour le Québec.¹⁰

Il a pour objectif d'évaluer

les trajectoires d'évolution possibles du système énergétique selon divers scénarios; les options technologiques et les filières énergétiques les plus efficaces pour répondre aux besoins du Québec; les coûts d'investissement associés à la mise en œuvre des différents scénarios; et les effets sur la consommation et la production d'énergie ainsi que sur les émissions de GES.¹¹

3.2 Contenu du Rapport préliminaire

Le Rapport préliminaire se présente de manière autonome, sans lien direct avec les consultations menées dans le cadre de la tournée *Vision énergie*. Il n'intègre pas les différentes orientations, stratégies et plans du gouvernement du Québec, à l'exception des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 37,5 % en 2030 par rapport à 1990, du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE) et de quelques règlements.

Il commence par un bref état des lieux du secteur énergétique au Québec, suivi des résultats de la modélisation de divers scénarios de demande et d'approvisionnement énergétique ciblant, avant tout, l'horizon 2050 avec, pour principale contrainte, la carboneutralité, qui implique, selon les orientations retenues, la compensation, par des technologies de captage et de séquestration, de 20 % des émissions de 1990 (soit 17 Mt.équ.CO₂), et l'élimination du reste, soit 78 % des émissions de 2023 ou 80 % des

⁸ Ibid, article 14.3

⁹ Ibid, article 14.3

¹⁰ Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (2026). *Id.* p. 1

¹¹ Ibid., p. 8

émissions de 1990.¹² Les résultats sont analysés par filière énergétique dans le corps du rapport, alors que divers éléments économiques et techniques sont discutés dans les annexes.

3.2.1 La modélisation

Le Rapport préliminaire présente une modélisation de plusieurs trajectoires d'évolution du système énergétique québécois à l'horizon 2050 sous contrainte d'atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire de 24 % en 2030 et la carboneutralité telle que présentée dans la section précédente tout en répondant aux besoins énergétiques projetés du Québec.

Cette modélisation est réalisée à l'aide d'un modèle technico-économique riche en technologies, NATEM, qui est couplé à un modèle d'équilibre général (NAGEM) de type TIMES. Le modèle NATEM, un modèle bien établi et largement utilisé au niveau international, optimise, dans le temps, les dépenses liées au secteur de l'énergie afin de répondre à la demande totale pour des services énergétiques qui sont définis de manière exogène. En d'autres termes, l'évolution de la demande, que ce soit en transport, en chauffage, pour des procédés industriels ou autres, doit être posée *a priori*. Pour ce faire, il est donc nécessaire d'évaluer de manière externe au modèle la croissance démographique et économique du territoire couvert, la transformation de son système industriel, l'aménagement de son territoire, etc., et de traduire celles-ci en quantité de services énergétiques demandés.

La disponibilité et le coût des technologies et de l'énergie sur les marchés internationaux sont également définis de manière exogène. Les choix de ces valeurs déterminent les solutions retenues par ce modèle, dont l'objet est l'optimisation des coûts totaux du système énergétique.

Pour le Rapport préliminaire, le modèle NATEM est couplé de manière dite *faible* à un modèle d'équilibre général (NAGEM) qui décrit le système économique québécois en imposant un marché parfaitement équilibré entre l'offre et la demande. Ce type de modèle est utilisé, par exemple, par le ministère des Finances. Comme ce modèle intègre l'ensemble de l'économie québécoise à un haut niveau, la précision de ses projections reste limitée lorsqu'on se concentre sur un secteur, comme l'énergie, dont le poids économique demeure relativement faible. Notons que les modèles de type d'équilibre général ne sont pas particulièrement bien adaptés à la description de transformations profondes, telles que décrites par les scénarios du Rapport préliminaire. En effet, ces modèles ne peuvent décrire que les coûts associés à la perte des secteurs existants, sans capturer efficacement les gains économiques qui en découlent de l'innovation et de l'introduction de nouvelles technologies, surévaluant de manière systématique les coûts des avancées technologiques.

La modélisation présentée dans le Rapport préliminaire se fait sur des pas de 3 ans entre 2023 et 2035, puis des intervalles de 5 ans jusqu'en 2050. À l'exception du réseau

¹² Ibid., p. 8

électrique, divisé en cinq sous-régions, la modélisation traite le Québec comme une seule entité. Chaque année est découpée en 16 périodes, avec la possibilité d'ajouter des périodes supplémentaires pour évaluer la pointe de la demande hivernale, par exemple.

3.2.2 État de la situation énergétique au Québec

La première partie du Rapport préliminaire, *l'État de la situation énergétique au Québec*, présente un instantané traditionnel du système énergétique québécois; une information disponible, de manière plus détaillée et plus riche, dans la série annuelle de *l'État de l'énergie au Québec*.¹³

Dans ce contexte, il aurait été utile que cet état de la situation énergétique s'arrime mieux avec la partie modélisation. Par exemple, alors que le rapport préliminaire doit préparer le PGIRE, il n'offre aucune information sur l'évolution du système énergétique au cours des dernières années. Bien que la modélisation s'appuie sur une description fine des technologies de service énergétique — types de véhicules, leur usage, leur consommation; technologies de chauffage ou industrielles—, l'état de la situation est muet sur les technologies d'utilisation de l'énergie et les tendances observées au cours des dernières années. Il est impossible de savoir, alors, ce que représente le rythme de nouvelles technologies énergétiques par rapport à ce qui a été observé au cours des dernières années.

De même, si la distribution d'électricité et de gaz naturel est discutée, aucune information n'est présentée en ce qui concerne la distribution de l'essence et du diesel, ni sur les réseaux de recharge et leur évolution.

Finalement, la section bioénergie est extrêmement pauvre, alors que sa contribution, qui représente déjà 7 % de l'assiette énergétique au Québec, double dans la plupart des scénarios modélisés.

Constat 1 : Un état plus quantitatif et riche de la situation et des tendances récentes dans les secteurs de demande aurait permis de mieux saisir le réalisme et les défis des projections modélisées, particulièrement en ce qui concerne les enjeux à court et à moyen terme (5 à 10 ans).

3.2.3 Scénarios

L'exercice de modélisation présenté ici inclut un scénario de référence (portrait historique projeté ou PHP) et trois scénarios de demande, chacun modélisé selon quatre scénarios d'offre énergétique qui imposent tous la carboneutralité en 2050 selon la définition discutée précédemment.

¹³ Johanne Whitmore et Pierre-Olivier Pineau, *État de l'énergie au Québec*, Chaire de gestion de l'énergie, HEC, série 2014-2026.

Constat 2 : Bien que le scénario de référence (PHP) soit discuté brièvement, aucun résultat de sa modélisation n'est présenté. **Cette absence est hautement inhabituelle et limite grandement la valeur du Rapport préliminaire.** En effet, puisque les modèles sont, par leur nature même, incomplets et imparfaits, ce sont les différences entre les divers résultats de modélisation qui ont le plus de valeur. **Sans information sur la trajectoire de référence,** qui sert pourtant de base au calcul des coûts additionnels, **il est impossible** d'évaluer les biais systématiques du modèle, de comprendre les tendances déjà perçues et, donc, **de mesurer la signification et la pertinence des résultats.**

3.2.3.1 Scénarios de demande

Les trois scénarios de demande incluent un scénario de sobriété, un scénario médian et un scénario de forte demande énergétique. Les bases menant aux demandes totales sectorielles ne sont pas réellement explicitées, ni les coûts, hors énergie, associés à ces choix, ce qui fait qu'il est impossible de savoir si ces scénarios ont une quelconque pertinence structurelle. Par exemple, le scénario de sobriété avance un renforcement des principes d'économie circulaire qui diminue la demande énergétique du secteur de l'aluminium. Est-ce à dire qu'on fermera des usines? Que le Québec limitera les importations de bauxite pour favoriser l'importation de déchets à haute teneur en aluminium? On ne peut répondre à cette question puisque l'information n'est pas disponible.

Notons, malgré tout, que la différence entre les trois scénarios reste relativement marginale et repose principalement sur des orientations différentes pour le développement (non précisé) du secteur industriel.

Ainsi, plus de trois quarts de la différence de 10,5 % en demande énergétique entre le scénario de sobriété et le scénario médian sont dus à l'industrie (en incluant la part du transport qui lui est associée). Même chose pour le scénario de forte croissance, dont la demande est 13 % plus grande que pour le scénario médian et qui est poussée par des projections de croissance accrue du secteur industriel.

Or, il suffit d'une poignée de projets industriels pour basculer d'un scénario de demande à l'autre : la demande totale pour les *bons* projets déposés auprès du ministre de l'Économie en 2024 atteignait 13,5 GW.¹⁴ Avec un facteur d'utilisation de 90 %, ces projets auraient consommé 100 TWh annuellement, soit environ 50 % de la demande actuelle au Québec.

Constat 3 : *Les faibles différences structurelles entre les trois scénarios de demande ne justifient donc pas qu'ils soient réellement traités indépendamment. C'est pourquoi seul le scénario médian est discuté par la suite.*

¹⁴ Hélène Baril, *Fitzgibbon accepte une nouvelle fournée de projets industriels*, La Presse Plus, 21 avril 2024. <https://www.lapresse.ca/affaires/2024-04-02/electricite/fitzgibbon-accepte-une-nouvelle-fournee-de-projets-industriels.php>

3.2.3.2 Scénarios d'offre

Le Rapport préliminaire examine également quatre scénarios d'offre : nouvelle hydraulique; nucléaire; éolien et solaire; et sources d'énergie décentralisées. Comme pour les scénarios de demande, ces scénarios sont relativement peu développés, tant sur les détails technologiques que sur les questions de déploiement sur le territoire, ce qui rend difficile la compréhension des enjeux de disponibilité et de résilience. Par exemple, le scénario Nouvelle hydraulique suggère une augmentation significative de la quantité d'énergie disponible, accompagnée d'une grande flexibilité. Or, les récents projets d'Hydro-Québec, tels que les centrales de la Romaine, ont des réservoirs relativement petits, ce qui limite leur capacité de modulation. Quant aux projets hydro-électriques d'Hydro-Québec détaillés dans son Plan d'action 2035,¹⁵ ceux-ci fournissent avant tout de la flexibilité en puissance, mais ajoutent peu d'énergie au système québécois, à l'exception de la centrale au fil de l'eau de *Gull Island*.

La description des scénarios souligne quelques avantages et inconvénients stratégiques pour les différentes options retenues. Ceux-ci sont malheureusement peu appuyés et pas toujours exacts. Par exemple, on mentionne que le déploiement d'éoliennes à grande échelle réduit les besoins en infrastructures de transport électrique. Or, les parcs éoliens annoncés récemment sont relativement éloignés des grands centres et d'importants projets de lignes de transport ont été annoncés pour faciliter leur raccordement. Cette affirmation aurait donc gagné à être précisée. La description de ce scénario mentionne également la nécessité de déployer des centrales à réserve pompée. Si celles-ci sont intégrées aux grands ouvrages hydro-électriques actuels, il faudra aussi renforcer les lignes de transport reliant ces ouvrages pour assurer la disponibilité de la puissance.

Constat 4 : Étonnamment, chaque scénario d'offre se déploie à compter de 2022 et impose une contrainte technologique à l'horizon 2035, alors même que le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec, qui s'appuie avant tout sur l'éolien (30-35 TWh) et l'hydro-électricité (6-10 TWh), auquel s'ajoute 2,8-3,6 % d'efficacité électrique (7-9 TWh), est déjà en cours de déploiement.¹⁶ Aucune explication n'est offerte pour ce choix de contraintes qui semble déjà caduque.

3.2.3.3 Résultats de la modélisation

Bien que la modélisation couvre la période complète de 2022 à 2050, avec des pas de temps réduits jusqu'en 2035, l'essentiel de l'analyse se concentre sur la structure du système énergétique en 2050, avec très peu de discussion sur les périodes intermédiaires et, donc, sur les trajectoires de transformation, leurs défis et leurs impacts à travers le Québec.

Constat 5 : Le Rapport préliminaire met donc de côté l'essentiel des résultats de modélisation. Même lorsqu'on présente des résultats pour des périodes intermédiaires,

¹⁵ Hydro-Québec (2023). *Vers un Québec décarboné et prospère. Plan d'action 2025*, p. 27

¹⁶ Ibid.

seules les années 2030, 2040 et 2050 sont présentées, ce qui rend impossible une compréhension claire des transformations attendues d'ici 2035.

3.2.3.4 Évolution des technologies de demande

La modélisation de NATEM intègre à la fois l'évolution des technologies de production et de demande énergétique. Malgré la richesse intrinsèque du modèle, peu de détails sont fournis concernant les technologies de services énergétiques.

Les modèles projettent un rythme accéléré de l'électrification du chauffage par thermopompe pour le secteur du bâtiment entre 2030 et 2040 sans qu'on explique ce que cela signifie en ce qui concerne le déploiement des nouvelles technologies ou d'infrastructures de soutien à cette transformation. En parallèle, les projections suggèrent que les systèmes biénergie pourraient représenter 25 % du stock de chauffage résidentiel en 2040, c'est-à-dire plus d'un million de logements,¹⁷ avant que leur nombre ne décroisse par la suite. **Cette projection est fort peu crédible.** En effet, selon Ressources naturelles Canada, seulement 5 % des logements québécois se chauffent au gaz naturel en totalité ou en partie; une multiplication par cinq du rôle du gaz naturel dans le secteur résidentiel apparaît très peu probable, allant à l'inverse des tendances récentes.

De même, la réduction du nombre de systèmes biénergie à compter de 2040, dont on justifie leur pertinence puisqu'ils permettent de réduire la pointe hivernale de la demande électrique, n'est pas expliquée. Quelles technologies remplaceront le gaz naturel à compter de 2040, alors que les événements météorologiques extrêmes ne disparaîtront pas? L'enjeu de la pointe est amplifié alors que les modèles projettent une élimination du chauffage au bois d'ici 2045; or, celui-ci représente la principale source de chauffage ou un appoint important pour près de 600 000 foyers, soit 15 % de l'ensemble des logements québécois. Comment sera gérée la pointe dans ces logements?

Les détails concernant l'évolution de la consommation industrielle restent assez vagues également et ne permettent pas d'évaluer les trajectoires de demande pour ce secteur. Le Rapport préliminaire indique que, pour le scénario médian, la demande en énergie finale croît en raison de l'électrification et du déploiement de solutions de captage et de stockage de CO₂. Or, l'électrification massive devrait permettre, en parallèle, une meilleure utilisation de l'énergie dans le secteur industriel, grâce à l'introduction de technologies plus modernes, une réduction des pertes liées à la combustion et un meilleur contrôle des procédés. L'impact de ces technologies et des gains potentiels en efficacité énergétique pour ce secteur n'est pas discuté.

Presque aucune information n'est donnée, non plus, sur la nature des changements technologiques ou sur l'évolution projetée du tissu industriel ou du captage et de la

¹⁷ Ressources naturelles Canada, *Base de données nationale sur la consommation d'énergie, Tableau 21 : Stock des systèmes de chauffage par type de bâtiment et type de système (Québec)*. <https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP§or=res&juris=qc&year=2022&rn=21&page=0>

séquestration de CO₂ : le document ne présente aucune information concernant la consommation d'électricité, ni la flexibilité modélisée pour ce secteur ou pour les autres secteurs industriels.

Les détails de déploiement manquent aussi en ce qui concerne le secteur des transports. Selon la figure 20,¹⁸ l'électrification possible du secteur des transports, essentiellement le transport individuel, est largement complétée en 2040. Si le texte précise que tous les véhicules individuels sont électrifiés en 2045, alors que les camions moyens et les autobus destinés au transport local le sont en 2050 [p. 42],¹⁹ aucune discussion n'est offerte sur cette transformation, ni sur la trajectoire entre aujourd'hui et 2045.

La modélisation retient principalement les technologies à hydrogène (probablement la pile à combustible) pour le transport lourd et le transport ferroviaire. Aucune information n'est donnée sur les trajectoires de transformation technologique pour ces secteurs, ni sur les options technologiques retenues, leur coût, leurs avantages réels et les besoins en infrastructure nécessaires à leur déploiement. Le Rapport préliminaire mentionne seulement que la part de l'hydrogène dans le secteur énergétique n'augmente rapidement qu'à partir de 2045, sans pour autant fournir de données sur l'évolution du rôle de ce vecteur énergétique entre 2022 et 2045 [p. 38].

De manière générale, l'analyse n'identifie pas les mesures ou les changements d'orientation associés aux divers scénarios de demande ou d'offre. Par exemple, que demande la création à grande échelle de réseaux de chaleur? Comment s'assurer que la pointe hivernale soit prise en compte dans les scénarios d'énergies décentralisées, ou que doit-on revoir en termes de réglementation pour assurer le développement de la biomasse énergétique à l'échelle nécessaire pour répondre à la demande?

Constat 6 : L'analyse des transformations projetées du service énergétique, qui se concentre largement sur 2050, offre peu d'emprise pour comprendre l'évolution du système énergétique québécois sur un horizon de 5 à 10 ans et planifier l'introduction de nouvelles technologies et de nouveaux vecteurs énergétiques. Les discussions sont de haut niveau et fournissent très peu d'informations sur les technologies retenues et les séquences de déploiement, bien que ces informations soient générées par le modèle.

3.2.3.5 Évolution de l'approvisionnement énergétique

Tel que mentionné plus haut, le Rapport préliminaire considère quatre scénarios d'approvisionnement énergétique. Ceux-ci sont principalement commentés à l'horizon 2050 pour le scénario de demande médiane.

3.2.3.5.1 Ampleur des besoins énergétiques

La modélisation du scénario médian projette une baisse nette de 3 % de la demande énergétique au Québec entre 2022 et 2050, malgré la croissance démographique et

¹⁸ Les numéros de figure renvoient au Rapport préliminaire déposé à la Régie de l'énergie.

¹⁹ Les numéros de pages en crochets, dans le texte, renvoient au Rapport préliminaire déposé à la Régie de l'énergie.

économique prévue, principalement attribuée à la productivité énergétique associée à l'électrification des services et à des efforts importants en efficacité énergétique.

Or, l'augmentation de la production d'électricité projetée dans le Rapport préliminaire (70-78 TWh + 33 TWh d'électricité importée) à l'horizon 2050 est presque la moitié de celle prévue par Hydro-Québec (150-200 TWh). Cette différence marquée s'explique par plusieurs facteurs [p.86].

Tout d'abord, pour des raisons qui ne sont pas claires, le rapport considère que le Québec importera au net 33 TWh d'électricité de plus qu'aujourd'hui, de sources qui ne sont pas définies, à un prix qui n'est pas explicité. Ce niveau d'importation a de quoi surprendre, alors que d'importants contrats d'exportation lient le Québec pour les prochaines décennies et que le reste de l'Amérique du Nord prévoit également de grands besoins en électricité.

Le Rapport préliminaire projette 53 TWh en efficacité énergétique (57 TWh, selon la figure 25), dont 52 TWh dans le secteur du bâtiment. Ces chiffres sont proportionnels aux gains en efficacité énergétique promis par Hydro-Québec entre 2022 et 2035 (21 TWh). Cependant, l'échéancier pour son déploiement est accéléré et une partie importante des secteurs est ignorée : (i) le modèle projette des gains de 22,4 TWh dès 2030, puis un rythme réduit mais significatif de près de 1,2 TWh par année, par la suite ; et (ii) seuls les gains en efficacité énergétique, concentrés dans l'utilisation de l'électricité par le secteur du bâtiment, sont considérés. Le Rapport préliminaire ne présente aucune justification pour ce choix, à l'exception de quelques réserves sur leur faisabilité. Puisque la plupart des modèles intègrent les thermopompes rapidement dans le secteur du bâtiment, il est possible de comprendre, en partie, les gains en efficacité énergétique dans les prochaines années; or, les projections maintiennent un rythme important jusqu'en 2050.

Finalement, tel que discuté dans un récent rapport,²⁰ le modèle lui-même sous-estime structurellement la demande énergétique à long terme, en posant que les solutions optimales sont choisies systématiquement, ce qui n'est pas le cas, dans la réalité, pour une variété de raisons valables.

Dans l'ensemble, la sous-estimation de la demande énergétique, la surestimation des gains potentiels en efficacité énergétique (essentiellement électrique) et des niveaux optimistes d'importation d'électricité expliquent pourquoi, malgré une accélération marquée de l'électrification à compter de 2035, la production projetée d'électricité n'augmente que de 20 à 28 TWh par rapport aux ajouts déjà planifiés par Hydro-Québec à l'horizon 2035 (50 TWh), ce qui inclut environ 10 TWh pour le captage et la séquestration de CO₂ selon nos estimations (puisque les chiffres ne sont pas fournis).²¹

²⁰ N. Mousseau et S. Langlois-Bertrand (2025). *Infrastructures : opérationnaliser la transition vers la carboneutralité*. Dans Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Beaumier, L. (Eds.), *Perspectives énergétiques canadiennes, 3e édition*, Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

²¹ *Ibid.*

Constat 7. Tant les biais des scénarios que les limites du modèle entraînent cette sous-estimation majeure de la demande en électricité à l’horizon 2050. Celle-ci crée un découplage avec la réalité qui rend les débats publics difficiles.

3.2.3.5.1.1 Efficacité énergétique

Telle que modélisée, l’efficacité énergétique est avant tout projetée dans le secteur du bâtiment et est obtenue principalement par le remplacement des calorifères électriques par des thermopompes. On parle ici de gains atteignant 35 TWh pour le secteur résidentiel et 17 TWh pour le secteur commercial. Ces gains projetés sont difficilement crédibles : aujourd’hui, le secteur résidentiel consomme environ 60 TWh par année en chauffage, toutes énergies confondues.²²

Cette définition est très étroite et porte à confusion. Ainsi, aucune discussion n’est faite des gains massifs obtenus par l’électrification du secteur des transports, le deuxième secteur le plus énergivore au Québec. Aucune attention n’est accordée à l’efficacité énergétique non plus pour le secteur industriel, qui est pourtant celui qui consomme le plus d’énergie aujourd’hui et à l’horizon 2050. Or, c’est dans le secteur industriel que l’efficacité énergétique a le plus d’impact économique et est la plus pérenne. Même si le modèle ne dispose pas des données pour intégrer cet aspect, il est étonnant de ne lire aucune discussion des possibilités de ce secteur.

Constat 8. Telle qu’utilisée dans le Rapport préliminaire, l’efficacité énergétique se résume aux seuls gains en efficacité (ou plutôt en productivité) électrique observés dans le secteur du bâtiment. Cette définition est bancale et biaisée, puisqu’elle ignore de délibéré les gains majeurs obtenus par l’électrification de services énergétiques aujourd’hui fournis par les combustibles fossiles, ainsi que les gains potentiels dans les secteurs manufacturier et industriel. Une définition technologique neutre de l’efficacité énergétique appliquée à l’ensemble des secteurs, couplée à une solide évaluation technico-économique des gains potentiels, devrait être retenue dans la planification intégrée.

3.2.3.5.1.2 Nouveaux approvisionnements en électricité

Si les scénarios d’approvisionnement explorent diverses filières de production d’électricité —grande hydraulique, éolienne, solaire et nucléaire—, l’analyse des coûts ainsi que des avantages et des inconvénients stratégiques et opérationnels de celles-ci est très limitée. Plusieurs affirmations apparaissent plutôt naïves. Le Rapport préliminaire mentionne, par exemple, que l’utilisation de la chaleur fatale des centrales nucléaires permettrait d’alimenter un réseau de chaleur, augmentant la valeur de cette technologie. Or, bien que cette affirmation soit techniquement correcte, l’ampleur même des pertes thermiques des centrales nucléaires fait que seule une fraction marginale de la chaleur fatale peut être récupérée. Ainsi, un petit réacteur nucléaire modulaire (PRM) de 300 W,

²² Selon la figure 4, le secteur résidentiel consomme 94 TWh. De ce nombre, selon Ressources naturelles Canada environ 64 %, ou 60 TWh, est dédié au chauffage des espaces. Quant au secteur commercial et institutionnel, environ 50 % de sa consommation de 70 TWh est consacrée au chauffage des espaces.

avec une efficacité de 30 %, produirait environ 5,6 TWh de chaleur annuellement. En ne considérant que la chaleur produite l'hiver, un PRM pourrait donc chauffer plus de 400 000 logements, soit environ 28 fois la population actuelle de Bécancour. Puisque les 5,4 GW projetés dans le scénario nucléaire produiraient environ 100 TWh de chaleur fatale, seule une minuscule fraction de celle-ci pourrait être valorisée, dans la réalité, à moins qu'on ne mette en place un très ambitieux programme de déploiement de réseaux de chaleur.

Une discussion naïve similaire est offerte concernant la discussion sur l'utilisation d'une centrale de cogénération au gaz naturel pour les pointes de demande électrique. L'intérêt d'une centrale de cogénération réside dans le fait que la chaleur fatale est largement utilisée pour des applications. Or, il n'est pas rentable de construire des infrastructures capables d'utiliser cette chaleur si la centrale n'est utilisée que quelques dizaines d'heures par année à des moments imprévisibles. C'est ce qui explique qu'Hydro-Québec doit apporter des modifications à la centrale de gaz naturel de TransCanada Énergie pour la transformer en centrale de pointe.

Finalement, le Rapport préliminaire présente les systèmes de stockage d'électricité en confondant capacité et puissance maximale. En effet, il est impossible de comprendre la nature des installations projetées en ne disposant que de l'information sur la puissance : un système de stockage capable de livrer 3 GW durant 10 minutes n'a pas la même ampleur, ni le même avantage opérationnel, qu'un système pouvant assurer cette puissance durant une semaine ou une année.

Constat 9 : L'absence d'une discussion rigoureuse et quantitative des avantages et inconvénients des diverses sources d'approvisionnement en électricité limite la pertinence des différents scénarios d'approvisionnement.

3.2.3.5.1.3 Gaz naturel - fossile et renouvelable

Après une augmentation significative de l'utilisation du gaz naturel à l'horizon 2030 (de 73 à 84 TWh, selon la figure 30), le Rapport préliminaire projette que sa consommation redescendra un peu en dessous de la consommation actuelle en 2040, pour atteindre environ 50 TWh en 2050, dont 40 % (environ 20 TWh) proviendraient de sources renouvelables.

Le Rapport n'est pas très clair à ce sujet, mais il semble que le modèle réserve l'équivalent de 23 TWh de gaz naturel fossile à la production d'hydrogène avec séquestration de CO₂ en 2050. Quant aux 20 TWh de sources renouvelables, produits essentiellement au Québec, le Rapport préliminaire suggère qu'entre les deux tiers et les trois quarts proviendraient de technologies de deuxième génération, malgré les échecs répétés des dernières années.

Aucune discussion n'est vraiment présentée en ce qui concerne le maintien ou la rentabilité des infrastructures de distribution, ni sur l'impact de la diminution de l'utilisation du gaz naturel et du passage du fossile au renouvelable sur le coût pour le client de la distribution et de la molécule. Or, le coût relatif du gaz naturel par rapport à

l'électricité devrait jouer un rôle important dans la part du panier énergétique qu'occupera le gaz naturel.

Constat 10 : Les projections d'utilisation du gaz naturel, y compris en biénergie, ne semblent pas compatibles avec les tendances récentes. Il semble essentiel de fournir des détails quantitatifs solides pour étayer les hypothèses retenues ici.

3.2.3.5.1.4 Produits pétroliers

La part des produits pétroliers dans le panier énergétique du Québec en 2050 devrait chuter à 10 %, soit environ 50 TWh, avec un impact significatif sur les raffineries québécoises qui verraient leur production chuter de plus de moitié par rapport à aujourd'hui, d'un équivalent de 240 TWh à un peu plus de 100 TWh en 2050.

Constat 11 : Les projections sur la production de produits pétroliers demandent qu'on examine les enjeux pour le Québec en ce qui concerne l'approvisionnement en produits pétroliers non énergétiques ainsi que les réseaux de distribution d'essence et de diesel.

3.2.3.5.1.5 Biomasse énergétique et hydrogène

Le Rapport préliminaire projette que la part de la biomasse dans le panier énergétique du Québec doublera d'ici 2050, passant d'environ 35 TWh en 2022 (fig. 5) à 58 TWh (fig. 31). La transformation de ce secteur est même plus grande que ces chiffres pourraient laisser penser, puisque les 30 TWh de matière première qui sont brûlés directement devraient être entièrement transformés à l'horizon 2050.

En effet, le modèle projette que les bioénergies produites devraient provenir principalement de technologies de seconde transformation obtenues à partir de résidus forestiers, agricoles ou de déchets de construction, tandis que jusqu'à 15 TWh seraient associés à la production de biocharbon, permettant des émissions négatives. Une quantité similaire (13,5 TWh) de bioénergies liquides, provenant de la biomasse résiduelle, agricole et forestière, est aussi projetée. Finalement, les scénarios projettent jusqu'à 24 TWh de GNR et de gaz de synthèse brut.

Notons que, pour des raisons de contraintes techniques, le modèle maintient la production de granulés constante à 5 TWh dans tous les scénarios. Les différentes sources de matière première ou leur provenance géographique ne sont toutefois pas chiffrées.

Ces projections sont faites sans discussion des défis technologiques et des ressources qu'elles représentent réellement. La transformation des produits bruts en matière à plus haute valeur ajoutée s'accompagne de pertes énergétiques importantes; cela signifie que doubler la contribution de la biomasse au panier énergétique implique beaucoup plus que de doubler l'extraction de la matière première. De plus, les technologies de deuxième génération, dont on promet l'arrivée imminente depuis plus de deux décennies, ne fournissent, encore aujourd'hui, qu'une part extrêmement faible des biogaz et des bioliquides disponibles sur le marché, en raison du coût des technologies et de leur

difficulté à traiter autre chose que des intrants uniformes, ce qui limite l'utilisation d'une vaste quantité de déchets et de résidus non traités.

En parallèle avec la biomasse énergétique, le modèle projette un rôle chimique et énergétique significatif pour l'hydrogène dans l'industrie, incluant pour le raffinage, pour la réduction du minerai de fer et pour la chaleur (22 TWh). En parallèle, le modèle utilise l'hydrogène comme vecteur énergétique majeur pour le transport lourd (10 TWh), tant routier que ferroviaire, dont le rôle croît rapidement entre 2030 et 2040 (les détails ne sont pas présentés). Selon le Rapport préliminaire, la production d'hydrogène au Québec passerait de 4 TWh aujourd'hui à 15-24 TWh en 2050, alors que 13 TWh proviendraient de l'extérieur. Bien qu'il soit inclus dans les données énergétiques, l'hydrogène est utilisé aujourd'hui principalement comme composé chimique dans des procédés industriels et non pas comme vecteur énergétique.²³ Il serait souhaitable de faire la différence dans la modélisation et les calculs de bilan énergétique.

Le modèle favorise grandement la production d'hydrogène par vaporeformage du méthane, une approche largement utilisée aujourd'hui pour la production de cette molécule, mais à laquelle on ajoute, pour respecter l'atteinte des objectifs climatiques, une procédure de captage et de séquestration (CSC).²⁴ Comme le note le rapport, la solution technologique retenue, le vaporeformage, n'est pas celle qui est préférable pour le CSC. Or, plutôt que d'imposer une contrainte globale sur l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène bas carbone, le modèle ne limite que l'énergie allant à la production de la molécule, sans tenir compte des coûts énergétiques importants du CSC, des coûts qui sont beaucoup plus élevés lorsque l'on doit retirer directement du CO₂ de l'air, faute d'avoir pu le capter à la source.

Quelques points :

1. Il est difficile de comprendre ces résultats à partir de la figure 31, puisque les données fournies pour 2022 (7,9 TWh) sont 4,4 fois plus faibles que celles de la figure 5.
2. Une partie importante de l'utilisation de la biomasse énergétique au Québec est associée à la combustion des écorces par les papetières, ainsi que de la sciure et d'autres résidus par les scieries et autres transformateurs de bois régionaux; si les résidus sont transformés, quelles sources d'énergie seront utilisées par ces industries.

²³ Johanne Whitmore et Pierre-Olivier Pineau, *État de l'énergie au Québec*, Chaire de gestion de l'énergie, HEC, série 2014-2026.

²⁴ Le rapport fait référence de manière systématique au captage, utilisation et stockage de carbone; cette expression, défendue par l'industrie fossile, laisse penser qu'il serait possible d'utiliser une fraction significative du CO₂ ou du carbone capté. Cette proposition est fallacieuse. Décomposer le CO₂ est extrêmement coûteux énergétiquement (c'est ce qui explique la stabilité du CO₂ !) et, 15 millions de tonnes de CO₂, c'est beaucoup de matière. Par comparaison, le Québec produit entre 2,5 et 3 millions de tonnes de ciment annuellement. Il faut donc parler de *captage et séquestration*, indiquant que le CO₂ est retiré de la circulation.

3. Les déchets utilisés par l'industrie des pâtes et papiers sont souvent très contaminés et chargés d'eau; leur transformation risque donc d'être très coûteuse. Or, le coût de divers produits, l'état d'avancement technologique et le rendement énergétique des technologies retenues par le modèle ne sont pas divulgués, ce qui fait qu'il est impossible de traduire les quantités d'énergie en volume de matière première et en impact sur les secteurs forestiers et agricoles.
4. Le traitement de l'hydrogène est confus; en effet, une fraction importante de l'hydrogène produite en 2050 (22 TWh) sert aux procédés, dont une bonne partie est pour un usage non-énergétique, contre 10 TWh pour le transport.
5. Le rapport n'est pas clair en ce qui concerne le bilan énergétique net de la production des diverses formes de biomasse énergétique, d'hydrogène et de gaz naturel synthétique. Est-ce qu'on considère à la fois l'énergie nécessaire à la production de ces produits et l'énergie que ceux-ci contiennent? Est-ce qu'on prend en compte dans le bilan énergétique les produits de biomasse et les gaz servant aux procédés industriels et non à la production d'énergie? Ce manque de précision ajoute de la confusion quant au rôle réel de ces filières pour l'approvisionnement énergétique québécois.

Constat 12 : Les divers scénarios doublent la part de la bioénergie dans le panier énergétique à l'horizon 2050, qui représente alors 15 % de la demande totale. Cette projection soulève plusieurs enjeux qui ne sont pas discutés dans le Rapport préliminaire, incluant : (i) levier économique potentiel ainsi qu'impact d'une utilisation accrue de la biomasse pour les régions; (ii) avantages pour la résilience; (iii) disponibilité des ressources ; (iv) coût et bilan énergétique net des bioénergies de deuxième génération; (v) accès aux ressources produites à l'étranger ; (vi) sources d'énergie de remplacement pour les sources brutes utilisées aujourd'hui.

3.2.3.5.1.6 Flexibilité et pointe

À la lumière des modélisations, le Rapport préliminaire revient également sur les besoins en flexibilité et la gestion de la pointe hivernale de la demande électrique. Comme ces deux questions sont au cœur du mandat dont découle ce rapport, nous reviendrons sur ces questions dans la dernière section de ce document.

3.2.3.6 Coûts d'investissement

En plus de n'offrir aucun détail sur les coûts associés au scénario de référence, le traitement des coûts d'investissement pour la transition présente une vue étroite de cette transformation qui ne permet pas de comprendre réellement les coûts et bénéfices de cette transformation, en ignorant, par exemple, la balance commerciale, les gains de productivité, les avantages importants des nouvelles technologies et les coûts environnementaux de l'inaction.

Par exemple, l'électrification du transport individuel permet d'économiser 10 G\$ par année en essence (coût avant les taxes), soit 150 G\$ entre 2035 et 2050. C'est sans compter le fait que le coût d'entretien des véhicules électriques est largement inférieur à celui des véhicules à essence. De même, le réchauffement climatique favorise la

climatisation des espaces. Si l'on considère que ce coût fait partie du scénario de référence, le coût marginal de la conversion d'une résidence des calorifères électriques à la thermopompe devient insignifiant (quelques centaines de dollars au maximum, pour des économies bien supérieures sur la durée de vie des appareils).

Dans un contexte où le reste de la planète réduit ses émissions de GES, la décarbonation et l'électrification de l'industrie ne sont plus seulement un coût, mais un investissement dans sa compétitivité. La dépense est donc largement compensée par les revenus.

Même à l'intérieur de la définition étroite du calcul, les coûts semblent démesurés. Ainsi, dans son *Plan d'action 2035*, Hydro-Québec prévoit des 50 G\$ pour le maintien d'actifs et 135 G\$ pour l'ajout de 50 TWh, incluant l'ensemble des infrastructures de transport. Or, le scénario D2, servant de base au calcul des investissements, projette une augmentation, d'ici 2050, de 75, incluant les 50 TWh du *Plan d'action 2025*, soit 202 G\$, en supposant un coût constant. Ce montant est très inférieur même aux coûts projetés du scénario de référence (350 G\$ pour la nouvelle production d'électricité).

Constat 13 : En plus de ne être pas détaillé, le calcul des coûts d'investissement à l'horizon 2050, tel que présenté dans le Rapport préliminaire, semble ignorer les économies, les gains potentiels directs ainsi que les retombées économiques de la transformation du système énergétique. Le portrait résultant est incomplet et ne permet pas de comprendre ce que représentent réellement ces projections.

Constat 14 : En s'appuyant sur les investissements décrits dans le Plan d'action 2035, les ajouts en approvisionnements par rapport à 2035 et les économies en énergie fossile importée, le coût net de la transition semble relativement faible. L'enjeu principal est la redistribution équitable des bénéfices de cette transition, un aspect qui ne fait pas partie du Rapport préliminaire.

4 Disponibilité des ressources

La question de la disponibilité des ressources au cours des prochaines années ne se pose pas en absolu : au niveau mondial, la capacité de production d'énergies fossiles — charbon, pétrole et gaz — et des technologies de production d'électricité renouvelable, particulièrement pour les panneaux photovoltaïques et les batteries, est supérieure à la demande; une situation qui devrait le rester au cours des dix prochaines années au moins.

Le Québec, bien intégré aux marchés mondiaux, aura donc accès pour un avenir prévisible à toute l'énergie dont il pourrait avoir besoin. L'enjeu réel n'est donc pas la disponibilité de l'énergie dans un sens générique, mais plutôt celle d'une énergie dont la forme et la nature répondent à ses besoins, tout en maximisant les avantages sociaux et économiques dans le respect de ses objectifs climatiques et environnementaux.

L'orientation qui découle de ces contraintes n'est pas propre au Québec. Au cours des dernières années, on observe à travers le monde une augmentation importante du rôle de l'électricité dans la consommation d'énergie finale, une électricité de plus en plus décarbonée, grâce à la chute vertigineuse du coût des technologies liées à la production d'énergie renouvelable intermittente et aux efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Sans une planification solide, le transfert massif de la demande d'une source d'énergie à l'autre peut causer des tensions dans l'équilibre temporaire et ponctuel entre la disponibilité de sources spécifiques et les besoins. Ces tensions surviennent durant les phases d'ajout de nouvelles infrastructures et de démantèlement d'autres, de déstabilisation des réseaux de distribution et d'équilibre d'accès sur le territoire, et de partage entre les catégories de clients.

4.1 Disponibilité des ressources à court terme

4.1.1 Enjeux énergétiques à très court terme : 0 à 5 ans

Malgré une modélisation aux trois ans entre 2022 et 2035, le Rapport préliminaire offre peu de détails sur l'évolution de la demande et de l'offre d'ici 2030. Sans information sur les hypothèses de croissance démographique ou de croissance économique, il est difficile de comprendre comment certaines des transformations identifiées pourraient se déployer dans la réalité.

4.1.1.1 Transformation de la demande

Sur cinq ans, le modèle prévoit une certaine transformation de la demande :

1. **Véhicules électriques** : La chute de 7 TWh dans le secteur des transports, avec des véhicules électriques consommant 66 % moins d'énergie que leur équivalent à essence, suggère une augmentation de 2,3 TWh dans la demande en électricité.

2. **Biénergie au gaz naturel** : Une augmentation de 14 % de l'utilisation du gaz naturel entre 2022 et 2030, dont la majorité pour la biénergie.
3. **Thermopompes** : Une augmentation non spécifiée de la présence des thermopompes dans le secteur, menant à des gains significatifs de productivité électrique.
4. **Industrie** : Une augmentation non précisée de 8 % de la demande énergétique pour le secteur industriel.

Tel que discuté ci-dessous, l'affaiblissement récent des règles concernant les véhicules à zéro émission et la réticence des citoyens à adopter la biénergie suggèrent que les modèles surestiment les transformations de la demande pour les cinq prochaines années.

On peut prévoir, plutôt, qu'avec une certaine augmentation du nombre de voitures électriques et de thermopompes, il y aura une hausse de la consommation d'électricité chez les clients résidentiels et une augmentation contrôlée par le gouvernement de la demande industrielle. Cette nouvelle demande ajoutera à la pression actuelle sur le réseau de distribution d'électricité, qui est déjà saturé et vieillissant à plusieurs endroits, mais aussi sur les approvisionnements, puisque peu de nouvelles infrastructures de production sont prévues dans les cinq prochaines années.

Du côté des produits gaziers et pétroliers, on peut s'attendre à un plafonnement de la demande de gaz naturel et peut-être de la consommation de pétrole, selon le rythme de décroissance du nombre de véhicules à essence dans le parc québécois..

4.1.1.2 *Gaz naturel*

La figure 30 suggère une augmentation de 14 % de l'utilisation du gaz naturel entre 2022 et 2030 (d'environ 73 à 83 TWh). Si l'origine de cette augmentation n'est pas claire, elle semble être liée à un déploiement massif de la biénergie, avec une augmentation de plus de 34 % des clients résidentiels et commerciaux (puisque environ seulement 29 TWh de gaz sert au chauffage des bâtiments). Puisque des villes comme Montréal interdisent le gaz naturel fossile dans les nouveaux bâtiments, cela signifie des conversions importantes ailleurs au Québec associées, potentiellement, à une extension du réseau de distribution gazier.

1. Quelles régions seront ciblées par ces déploiements? Est-ce que cette transformation est associée à de nouveaux bâtiments seulement ou à une reconversion des systèmes de chauffage déjà installés?
2. Quel sera l'impact de ces investissements sur le prix du service? Comment seront amortis les investissements dans ces infrastructures?
3. Si l'on ajoute le fait que le GNR coûte plus cher que le gaz naturel fossile, quels incitatifs seront déployés pour soutenir cette transformation de courte durée? Aucune information n'est offerte sur l'évolution projetée du coût de l'utilisation.

Constat 15 : Le scénario d'augmentation de 14 % de l'utilisation du gaz naturel d'ici 2030 est peu probable. En effet, seuls 3015 clients se seraient convertis à la biénergie en 2023-2024 et 2025 selon un bilan déposé à la Régie, soit 5 fois moins que ce qui était projeté. Notons que l'évolution de la part du gaz naturel est, en partie, déterminée par les politiques d'Hydro-Québec, qui soutiennent la biénergie dans le secteur résidentiel tout en limitant fortement l'électrification du chauffage dans les bâtiments multi-résidentiels, commerciaux et institutionnel.²⁵

4.1.1.3 Efficacité énergétique

La modélisation projette des gains d'efficacité électrique de 22,4 TWh d'ici 2030, deux fois plus vite que le *Plan d'action 2035* d'Hydro-Québec. Ces gains proviennent essentiellement, pour environ 20 TWh, de l'installation de thermopompes dans les secteurs résidentiels et commerciaux (fig. 25), ce qui mène (fig. 20) à une légère réduction de la demande dans le secteur des bâtiments entre 2022 et 2030 (162 à 157 TWh). Cette projection reste peu crédible puisque, entre 2013 et 2022, ce secteur a plutôt connu une *augmentation* de sa consommation (145 à 157 TWh - sans correction climatique).²⁶ Or, pour obtenir une réduction de 11 % de la demande énergétique, en ignorant la croissance de la part de logements, il faudrait qu'environ 20 % de tous les bâtiments passent des calorifères électriques à la thermopompe. Si on permet la biénergie à grande échelle, moins efficace énergétiquement, ce sont 30 % des bâtiments qui devraient passer du calorifère à la thermopompe pour atteindre ces chiffres.

Il faut noter que les gains d'efficacité énergétique les plus importants, pourtant ignorés par le Rapport préliminaire, sont obtenus par l'électrification du transport individuel; ceux-ci sont d'environ 70 %, puisque la consommation d'une voiture électrique représente environ 30 % de celle d'une voiture à essence.

1. Quelles mesures —subventions, réglementation— permettraient des gains en efficacité électrique de 22 TWh en 5 ans? Quels sont les effets sur la main-d'œuvre?
2. Pourquoi considère-t-on seulement l'efficacité quand il s'agit d'électricité, alors que le PGIRE doit proposer une vision intégrée de l'énergie? Est-ce que cette analyse biaisée risque de ralentir l'électrification de secteurs dépendants aujourd'hui des combustibles fossiles, malgré les gains importants en productivité pouvant être réalisés dans la conversion vers des électro-technologies?

Constat 16 : Une évaluation simple des transformations nécessaires pour atteindre les gains d'efficacité énergétique projetés à l'horizon 2030 suggère que ceux-ci sont grandement surévalués, produisant une sous-estimation des besoins réels en électricité.

²⁵ F. Pedroli et N. Mousseau (2022). *Enjeux leviers et freins de la décarbonation des bâtiments commerciaux et institutionnels au Québec*. Transition Accelerator Reports Vol. 4, Numéro 1, P. 1-31. ISSN 2562-6272.

²⁶ Ressources naturelles Canada, Statistique de la consommation d'énergie, Tableau 2 - Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES par utilisation finale, secteur commercial et Institutionnel, et résidentiel.

4.1.1.4 Biomasse

La figure 31 montre l'expansion rapide de la production de biomasse énergétique transformée entre 2022 et 2030, celle-ci passant de 8,9 TWh à 17,6 TWh. Cette augmentation est à la fois faible et importante.

Elle est faible, puisqu'elle ne considère qu'une partie de la biomasse énergétique réellement utilisée. Ainsi, puisque, en 2022, l'ensemble de la biomasse énergétique fournissait 35 TWh (fig. 5). Alors que la production de granulés de bois est maintenue constante dans cet intervalle, à 5,1 TWh entre 2022 et 2030, le Rapport préliminaire n'explique pas ce que deviennent les 26 TWh de biomasse énergétique non transformée, essentiellement des résidus et du bois de chauffage, ni par quelle source d'énergie cette dernière est remplacée. Il faut donc poser que les 9 TWh de nouvelle production s'ajoutent au net à la production actuelle avec le triplement de la production de bioénergies transformées (de 3,8 à 12,5 TWh), principalement par des technologies de deuxième génération.

1. Le Rapport préliminaire ne discute pas de l'origine des sources de matière ni des bénéfices et des inconvénients potentiels sur les diverses filières de biomasse et les régions qui les produisent.
2. Les échecs coûteux des dernières années au Québec concernant les bioénergies de deuxième génération montrent qu'il ne suffit pas de vouloir une production accrue de bioénergie. Il est nécessaire de déployer une approche efficace et compétente, intégrant une solide compréhension des barrières scientifiques et techniques jusqu'à la mise en marché.
3. Le rendement des diverses technologies de transformation et leur coût énergétique net de production, par rapport à l'utilisation de la biomasse brute, varient grandement; une analyse des volumes bruts, des pertes et des alternatives est donc essentielle pour optimiser les retombées de ces ressources.

4.1.1.5 Autres ressources énergétiques

On ne retrouve aucune information du côté des réseaux de chaleur et du développement de la géothermie. Or, ces technologies impliquent des infrastructures lourdes qui prennent du temps à être déployées.

Constat 17 : Pour que les réseaux de chaleur et la géothermie deviennent significatifs en 2050, des programmes et des stratégies devront être déployés rapidement, avant 2030, afin d'intégrer ces technologies aux nouveaux quartiers, ce qui permettra de réduire leur coût marginal.

4.1.1.6 Produits pétroliers

La figure 33 suggère une réduction de plus de 10 % de la production de produits pétroliers entre 2022 et 2030. Le lien entre cette production et la consommation au Québec n'est pas clair, toutefois, ni l'effet sur la rentabilité des opérations de raffinage au Québec. D'ici 2030, la demande pour les produits pétroliers devrait rester

suffisamment forte pour ne pas affecter l’approvisionnement ni le réseau de distribution actuel.

4.1.1.7 Électricité

L’accès à l’électricité représente l’enjeu le plus important d’ici 2030 pour plusieurs raisons, suggérant l’augmentation de la tension entre la nouvelle demande et la capacité d’Hydro-Québec de répondre à celle-ci :

1. La plupart des nouveaux approvisionnements promis dans le *Plan d’action 2035* ne seront pas disponibles avant 2030;
2. Les contrats d’exportation fermes avec New York et le Massachusetts réduisent l’énergie et la puissance électriques disponibles pour la clientèle québécoise;
3. La longue période de faible hydraulité qui se poursuit de manière inattendue contribue également à diminuer l’énergie électrique disponible sur le territoire;
4. Le rôle croissant de l’électricité dans les nouvelles industries crée une pression additionnelle, notamment du côté des centres de données et de l’intelligence artificielle;
5. Une demande accrue d’électricité de la part des clients résidentiels, commerciaux et institutionnels actuels, qui souhaitent l’utiliser pour se décarboner ou accéder à des technologies de services plus modernes et plus efficaces;
6. Des gains en efficacité électrique réels sont plus faibles que ceux modélisés;
7. Un manque d’intérêt de la population pour des solutions qui s’appuient sur le gaz naturel.

Même si leur impact ne permet pas de compenser la tendance vers l’électrification des services, quelques facteurs pourraient contribuer à ralentir l’augmentation prévue de la demande en électricité d’ici 2030 :

1. Le coût du gaz naturel devrait rester relativement bas au cours des prochaines années, même avec l’augmentation réglementaire de GNR dans le réseau, ce qui permettra de conserver les clients actuels;
2. La réglementation affaiblie concernant les véhicules électriques ralentira sans conteste l’électrification du parc automobile, réduisant peut-être de quelques TWh par année la pression sur HQ à l’horizon 2030;
3. Le refus courant d’Hydro-Québec, en raison d’un réseau de distribution n’ayant pas les capacités suffisantes, d’électrifier le service de chauffage de clients multi-résidentiels, commerciaux et institutionnels.

À l’enjeu d’approvisionnement s’ajoute celui de l’état du réseau de distribution. Ainsi, encore cet hiver, d’importantes pannes, entre autres dans l’ouest de l’île de Montréal, soulignent la vétusté de certains équipements et les besoins importants en investissement pour maintenir et étendre le réseau. Ceci devrait faire partie du *Plan*

d'action 2035, mais d'ici à ce que les travaux soient réalisés, les clients d'Hydro-Québec risquent de vivre encore d'importantes pannes.

Constat 18 : Le Rapport préliminaire ne discute pas des nouveaux approvisionnements en électricité d'ici 2030. Aucun des autres enjeux présentés ci-haut n'est exploré dans le Rapport préliminaire.

4.1.2 Enjeux énergétiques à moyen terme : 5 à 10 ans

Les informations permettant de comprendre les enjeux de disponibilité des ressources entre 2030 et 2035 sont largement absentes du Rapport préliminaire puisque, au mieux et malgré des simulations plus détaillées pour cette période, les quelques résultats présentés le sont pour 2030 et 2040. Cette absence de données nous force à faire une interpolation linéaire naïve afin de saisir l'état projeté de la demande et de la production énergétique en 2035.

4.1.2.1 Transformation de la demande

Entre 2030 et 2035, la transformation énergétique devrait s'accélérer :

1. **Véhicules électriques** : Une chute additionnelle de 8,5 TWh dans le secteur des transports, avec des véhicules électriques consommant 66 % moins d'énergie que leur équivalent à essence, suggère une augmentation d'environ 4 TWh dans la demande en électricité.
2. **Biénergie au gaz naturel** : Une diminution de 10 % de l'utilisation du gaz naturel entre 2030 et 2035, mais une augmentation du rôle de la biénergie.
3. **Thermopompes** : Une augmentation non spécifiée de la présence des thermopompes dans le secteur, menant à des gains de 6 % en efficacité électrique selon la figure 20, si on ne tient pas compte de l'augmentation du parc du bâtiment.
4. **Industrie** : Une augmentation de 2,5 % de la demande énergétique pour le secteur industriel.
5. **CSC et hydrogène** : L'utilisation du CSC lié à la production de biochar et d'hydrogène à partir du méthane augmente, atteignant, dans le cas de l'hydrogène, environ 4 TWh. Puisque cette production devrait être réservée à des procédés industriels, il s'agit d'un coût énergétique net dont il faut assurer l'approvisionnement. Les besoins énergétiques pour cette production et le CSC qui l'accompagne, bien qu'inclus dans la modélisation, ne sont pas discutés dans le rapport.

De la figure 20, on peut conclure que le Rapport préliminaire prévoit une baisse significative de la demande énergétique totale entre 2030 et 2035, qui pourrait atteindre 20 TWh, soit 4 % de la consommation actuelle, due à l'électrification du transport des personnes (-17 TWh) et à l'installation de thermopompes dans le secteur du bâtiment (-

8,5 TWh), malgré la croissance économique et démographique (non précisées dans le Rapport), alors que la demande énergétique industrielle augmente de 5 TWh.

4.1.2.2 Approvisionnement

Efficacité électrique : Les projections suggèrent un ralentissement des gains en efficacité électrique. Ceux-ci représenteront tout de même environ 10 TWh entre 2030 et 2035 (Fig. 25). Pour des raisons qui ne sont pas claires, cela mènerait pourtant à une réduction nette de la demande énergétique pour le secteur des bâtiments de 8,5 TWh, alors qu'elle n'était que de 5 TWh entre 2022 et 2030 (associée, pourtant, à une efficacité électrique de 20 TWh pour le secteur).

Produits pétroliers : Une autre diminution de 10 pour cent de la production de produits pétroliers est projetée entre 2030 et 2035. Alors que les projections internationales suggèrent que les prochaines années verront la demande mondiale plafonnée, cette réduction ne devrait pas affecter l'approvisionnement en produits pétroliers. Notons qu'aucune discussion n'est faite de l'impact de cette réduction de plus de 20 % entre aujourd'hui et 2035 sur l'industrie pétrolière et de la pétrochimie.

Gaz naturel : La consommation de gaz naturel devrait diminuer d'environ 10 % (-8 TWh) entre 2030 et 2035, alors que la production de GNR produit localement devrait s'approcher de 10 TWh tout en maintenant les infrastructures en place. Les secteurs réduisant leur consommation ne sont pas précisés.

Biomasse : Entre 2030 et 2035, le modèle projette une augmentation d'environ 7 TWh de la production de biomasse énergétique de deuxième génération, essentiellement pour le GNR et le biochar, avec les premières productions de gaz de synthèse.

Géothermie et réseaux de chaleur : Aucune information n'est disponible sur le niveau de développement de ces technologies à l'horizon 2035, qui jouent pourtant un rôle important selon le modèle.

Électricité : Selon le *Plan d'action 2035*, les projets déjà annoncés et l'entente préliminaire avec Terre-Neuve-et-Labrador, on devrait voir entre 2030 et 2035 une augmentation des approvisionnements en électricité, provenant d'éoliennes, mais aussi de centrales hydroélectriques nouvellement construites et remises à niveau, menant à une augmentation de plus de 20 % (50 TWh) de l'approvisionnement en électricité sous contrat à long terme d'ici 2035. Cette augmentation devrait permettre de combler l'écart entre la demande et l'offre, à condition de continuer une politique qui contrôle l'intégration de nouvelles industries énergivores.

Si Hydro-Québec a annoncé la construction de lignes de transport permettant d'intégrer ces nouveaux approvisionnements, la planification pour la mise à niveau du réseau aux niveaux inférieurs n'est pas aussi détaillée et ne permet pas de garantir, aujourd'hui, que l'ensemble des clients d'Hydro-Québec pourront s'électrifier à leur niveau souhaité. Il n'est donc pas certain que les réseaux dans les grands centres urbains et certains milieux ruraux soient suffisamment rehaussés pour permettre, à la fois, l'électrification et la

décarbonation du secteur agricole et des industries en région, ainsi que celle des clients des grands centres.

De même, le plafonnement des tarifs par le gouvernement du Québec, couplé à des pressions pour plus de redevances, pourrait affecter la capacité d'Hydro-Québec à réaliser les investissements promis, ce qui pourrait l'empêcher de répondre pleinement à la demande des clients qui désirent s'électrifier.

Il existe un important décalage entre les projections du Rapport préliminaire et les investissements annoncés dans le *Plan d'action 2035* à l'horizon 2035. En effet, Hydro-Québec prévoit d'ajouter 50 TWh d'ici 2035, alors que les modèles projettent entre 69 et 79 TWh de plus entre 2022 et 2050 pour le scénario D2. Le décalage entre les rythmes de croissance n'est pas expliqué.

Constat 19 : Si les infrastructures prévues par le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec devraient permettre de répondre aux besoins globaux en électricité de sa clientèle ; les détails sur le rehaussement des capacités régionales, visant à soutenir une électrification de l'ensemble des besoins, sont encore manquants.

4.1.3 Enjeux énergétiques à long terme : 10 à 25 ans

L'essentiel des résultats et des discussions du Rapport préliminaire porte sur l'horizon 2050, avec relativement peu de discussion quant à la trajectoire réelle pouvant mener à ces résultats ou aux impacts sur les régions et l'économie au sens large.

4.1.3.1 Transformation de la demande

Pour tous les scénarios, la modélisation impose la carboneutralité à l'horizon 2050, avec le captage et la séquestration de 20 % du niveau des émissions de 1990 et l'élimination du reste (environ 78 % du niveau de 2023).

De manière générale, on observe une électrification massive des services directement utilisés par les citoyens, alors que les secteurs du transport lourd, de l'industrie et de l'agriculture consomment une plus grande diversité de sources d'énergie.

Au-delà de ces observations, quelques points importants émergent, que l'on peut classer en deux catégories :

Transformation du secteur industriel

1. Dans tous les scénarios, trois secteurs particulièrement énergivores apparaissent : les différentes technologies de captage et de séquestration, la production à grande échelle de biomasse de deuxième génération et la production d'hydrogène. Ensemble, ces secteurs représentent un ajout de quelques dizaines de TWh au secteur industriel.
2. De nombreuses incertitudes persistent quant au développement de nouvelles filières industrielles, mais aussi quant aux technologies à faibles émissions de carbone qui seront utilisées à l'horizon 2050 pour décarboner les procédés

industriels. Ces demandes sont difficiles à prévoir, mais peuvent être régulées par une politique industrielle claire. C'est dans l'ampleur de la croissance des industries énergivores que diffèrent essentiellement les trois scénarios de demande.

Électrification des services

1. Le modèle intègre relativement peu de technologies électriques dans le transport lourd et l'industrie; cette situation pourrait changer rapidement, alors que d'autres pays déploient déjà des solutions électriques. Il se pourrait donc que les projections à long terme sous-estiment la part de l'électricité dans ces secteurs.

Constat 20 : Devant l'importance des technologies de captage et de séquestration de CO₂ à la source ou pour des émissions négatives pour l'atteinte de la carboneutralité, il est essentiel de développer rapidement des stratégies industrielles permettant d'évaluer les performances des diverses solutions technologiques, afin de réduire les risques associés à leur déploiement à l'échelle.

4.1.3.2 Approvisionnement

Les incertitudes étant plus grandes à l'horizon 2050, nous nous concentrons ici sur quelques enjeux critiques :

Produits pétroliers : Sans égard au scénario, le modèle projette une réduction de plus de 55 % de la production de produits pétroliers. Si cette réduction est similaire dans l'ensemble du Canada, on peut s'attendre à une réorganisation importante du secteur de la pétrochimie et à la fermeture d'une ou des deux raffineries en sol québécois. Cette situation est d'autant plus probable que la majorité de ces produits serait alors exportée, avec une demande interne chutant de 75 %. En cas de fermeture de ces raffineries, l'ensemble des produits pétroliers devra alors être importé. Si cette dépendance peut créer des tensions ponctuelles, la disponibilité des ressources ne devrait pas poser de problème. Notons qu'en parallèle, le secteur de la distribution verra son ampleur réduite, alors que le parc de véhicules de promenade sera presque entièrement électrifié. Si, pour les grands centres, une telle rationalisation ne pose pas de problème majeur, il sera nécessaire de s'assurer que les régions gardent un accès aux ressources pétrolières suffisant pour répondre à leurs besoins.

Gaz naturel : Si la part du gaz naturel dans le panier énergétique reste importante, le GNR est appelé à représenter de 30 à 40 % du total (15 à 20 TWh), le restant étant principalement composé de gaz fossile. Deux enjeux se posent : (i) la production et le coût du GNR, qui détermineront en partie l'importance réelle de cette source d'énergie à l'horizon 2050; (ii) la perte de valeur du réseau de distribution dans un contexte d'électrification importante du chauffage pour la clientèle résidentielle et commerciale. À moins que la clientèle électrifiée ne soit contrainte, tel que poussé par Hydro-Québec, à subventionner les consommateurs de gaz, l'augmentation des coûts d'infrastructure par client restant risque fort d'accélérer un mouvement d'abandon du service.

Biomasse : Le modèle projette que la production de biomasse énergétique de deuxième génération devrait atteindre 58 TWh en 2050, alors que l'utilisation de la biomasse non-transformée (bois de chauffage et résidus) devrait chuter de 30 TWh à presque zéro. Étant donné les pertes énergétiques associées aux procédés de transformation, les besoins en biomasse destinés à l'énergie ainsi que le coût du joule final seront donc beaucoup plus que doublés. Le développement d'une filière capable de livrer la matière première, qui doit se déployer de manière différente dans chaque région, en fonction des ressources disponibles et de son intégration avec les secteurs forestier et agricole, exige une stratégie à long terme visant à optimiser la valeur des ressources et accompagnée de mesures visant à créer et à soutenir des marchés capables d'intégrer cette ressource. Les difficultés récentes de cette filière montrent que l'approche actuelle ne pourra pas livrer les quantités projetées dans le Rapport préliminaire.

Géothermie et réseaux de chaleur : Étonnamment, selon les scénarios, les réseaux de chaleur devraient répondre à 33 % des besoins énergétiques des bâtiments neufs, soit plus de 50 % de leurs besoins en chaleur et en climatisation. Atteindre une part aussi forte exige des mesures marquées dès aujourd'hui. Aucune discussion ne vient expliquer comment on pourrait atteindre une telle proportion ni justifier l'intérêt économique ou énergétique de cette technologie qui viendrait déplacer les thermopompes aériennes.

Or, le déploiement de telles infrastructures exige de répondre à plusieurs questions : Qui gèrera cette nouvelle distribution d'énergie? La Régie de l'énergie? Quels encadrements réglementaires? Quelle efficacité énergétique par rapport aux thermopompes individuelles?

Électricité : Les projections concernant l'approvisionnement en électricité à l'horizon 2050 sont discutées en détail dans la section *Évolution de l'approvisionnement énergétique*. Quelques points méritent d'être examinés à nouveau. Tout d'abord, l'absence de discussion sur les avantages et les inconvénients, y compris le coût, des différentes technologies de production explorées ne permet pas de se positionner par rapport à celles-ci. Ensuite, les nouveaux besoins en approvisionnement semblent largement sous-estimés, alors que les modèles intègrent des taux d'efficacité électrique qui dépassent de beaucoup ce qu'on pourrait espérer, en plus de compter sur des importations massives. Il en va de même pour la part des bioénergies, qui paraît également très élevée, soutenue en partie par des importations importantes.

Constat 21 : L'atteinte des objectifs de carboneutralité à l'horizon 2050 implique vraisemblablement la fermeture d'au moins une des raffineries du Québec et l'abandon d'une grande partie du réseau de distribution de gaz naturel.

Constat 22 : L'approvisionnement projeté à l'horizon s'appuie de manière importante sur des technologies de production, de distribution et d'utilisation qui ne sont pas encore développées ou déployées à grande échelle au Québec ou dans le monde en général, et dont le coût est très incertain. Celles-ci incluent les bioénergies de deuxième génération, l'hydrogène, le stockage d'électricité à grande échelle et sur de longues durées par batterie, les réseaux de chaleur et la géothermie, ainsi que le captage et la séquestration

de CO₂ que ce soit à la source ou directement de l'air. Sans stratégie industrielle forte et efficace, les risques de ne pas pouvoir livrer ces technologies sont grands.

4.2 Diversification et résilience

Puisque ces questions s'inscrivent dans la durée et se recoupent, nous traiterons des enjeux dans leur ensemble en mettant l'accent sur les aspects importants selon les échéanciers.

4.2.1 Approvisionnement

Les divers scénarios modélisés dans le Rapport préliminaire montrent une augmentation significative de la part de l'électricité et de la biomasse énergétique à l'horizon 2050, représentant respectivement 62 % et 15 %, alors que la part des combustibles fossiles recule à environ 11 %.

L'augmentation du rôle de l'électricité dans le panier énergétique global à l'horizon 2050 cache une transformation inégale selon les secteurs d'activité économique. Ainsi, **l'électricité devrait approvisionner la majorité des services utilisés par les citoyens – communication, éclairage, chauffage et transport individuel – sur un horizon beaucoup plus court, d'ici 2035, vraisemblablement**, alors que le reste de l'économie, incluant le secteur commercial, industriel et des services publics, ne réduira sa consommation de combustibles fossiles que beaucoup plus lentement.

Il est important de noter que cette dépendance accrue envers un vecteur énergétique **ne représente pas un enjeu de diversification en soi**. La question de diversification se pose plutôt de manière indépendante (i) dans la production d'électricité et (ii) dans sa distribution. Ainsi, des sources d'approvisionnement diversifiées augmentent la résilience du système; on peut ainsi compter sur le nucléaire et le vent en période de faible hydraulité, ce qui réduit la pression et les risques sur le système.

Or, l'ensemble des scénarios de production d'électricité étudiés propose une diversification significative des approvisionnements en électricité par rapport à la situation actuelle. Ces scénarios s'appuient sur la grande hydraulité avec réservoir (dont la capacité n'est pas précisée), sur l'éolien et sur le nucléaire, avec, en parallèle, certaines variations dans la production d'électricité distribuée, principalement du solaire photovoltaïque. À ces approvisionnements, les modèles intègrent 33 TWh d'électricité importée. Cette quantité est importante, eu égard aux importations actuelles (puisqu'elles dépassent largement les prévisions de l'entente avec TN-L), mais la contribution réelle de cette électricité à la diversification et à la résilience n'est pas claire.

Tel que mentionné ci-haut, l'importance de la biomasse énergétique à l'horizon 2050, particulièrement sous forme de produit transformé de deuxième génération, est étonnante. Cela dit, les sources de biomasse au Québec sont variées; bien distribuées, elles offrent la possibilité de renforcer également la diversification énergétique et la résilience énergétique du Québec par une approche qui favorise l'autonomie énergétique.

Constat 23 : Dans l'ensemble, la diversification des approvisionnements en électricité et, dans une moindre mesure, celle de la biomasse, permet d'offrir une diversification tout aussi grande (et même plus) des approvisionnements énergétiques par rapport à la situation actuelle. Toutefois, une analyse plus détaillée est nécessaire pour valider cette estimation tant au niveau du Québec que des différentes régions, en intégrant, plus particulièrement, les aléas climatiques.

4.2.2 Distribution

Si l'approvisionnement global en énergie semble résilient, que ce soit à court, à moyen ou à long terme, la distribution représente un angle mort du rapport préliminaire. Qu'en est-il de la diversité des sources d'énergie pour le client, surtout dans un contexte où ces sources doivent être à faibles émissions de carbone ? Même si l'électricité est produite par des sources diverses, si la distribution s'appuie sur un seul réseau sans redondances suffisantes, alors les risques d'accès à l'énergie et de résilience face aux tensions et aux événements météorologiques ou autres deviennent importants. Alors que les communications, l'éclairage, le chauffage et le transport sont électrifiés, il ne suffit pas de renforcer le réseau de distribution dans le but de réduire le nombre de pannes; il faut aussi concevoir la distribution de l'électricité afin d'améliorer la résilience et de réduire les risques pour la sécurité des citoyens en cas de perturbation du réseau de distribution.

Pour ce faire, il faut profiter de la diversification des sources d'approvisionnement, mais aussi des infrastructures de stockage d'électricité, qui vont inévitablement s'intégrer dans le réseau à mesure que le coût de ces technologies et des sources d'électricité intermittentes évoluent. **Une société massivement électrifiée peut donc être aussi résiliente (et même plus) que la structure actuelle;** il faut toutefois la planifier et la construire de manière appropriée.

Constat 24 : Alors que l'électrification des services aux citoyens est déjà en voie d'être réalisée, c'est à court terme qu'on doit planifier et commencer à déployer des solutions de résilience, qui vont d'un renforcement de la résistance du réseau électrique aux mesures de mitigation visant à limiter l'impact des pannes et interruptions sur les services aux citoyens.

Dans cette optique, puisque la biomasse énergétique sera produite dans les différentes régions du Québec, il est possible d'assurer des chaînes de distribution courtes qui permettent aux diverses régions d'augmenter leur résilience énergétique. Selon les modèles, l'augmentation du rôle de la biomasse énergétique devrait se produire entre 2035 et 2050.

Constat 25 : L'utilisation répandue de la bioénergie, incluant la matière première, permet d'augmenter la résilience. Or, les scénarios proposés ici visent à transformer l'ensemble de la biomasse énergétique en produits de deuxième génération, pour des usages plus spécialisés. Une approche équilibrée exige qu'une stratégie intégrant aussi des chaînes courtes soit développée.

4.2.3 Gestion de la pointe hivernale et de la flexibilité

Si la question de la pointe hivernale de la demande énergétique revient à plusieurs endroits dans le Rapport préliminaire, l'analyse des besoins en flexibilité reste sommaire, ciblant principalement son importance pour répondre à la demande lors des périodes de pointe. Or, alors que la part des approvisionnements en électricité intermittente augmente, la flexibilité est aussi nécessaire pour minimiser les besoins en délestage lorsque la production dépasse la demande, une situation qui risque de se produire régulièrement alors que les approvisionnements éoliens devraient atteindre 14 GW dès 2035, selon le Plan d'action d'Hydro-Québec.²⁷ En effet, pour des raisons environnementales et techniques, la puissance minimale du réseau hydro-électrique du Québec est d'environ 8 GW,²⁸ alors que la demande minimale l'été peut passer sous la barre des 15 GW.

En ce qui concerne la gestion de la pointe, le Rapport préliminaire met de l'avant deux éléments importants : la capacité d'effacement ou de déplacement de la demande en électricité de la part des secteurs commerciaux et industriels, et la contribution des systèmes biénergie, essentiellement gaz naturel et électricité.

Comme les contributions des secteurs commercial et industriel ne sont pas chiffrées, il est impossible de dégager un portrait complet de la prise en compte de la pointe de demande électrique hivernale. En revanche, certains résultats présentés dans le Rapport préliminaire demandent discussion.

L'évolution de la pointe électrique calculée par rapport à la puissance moyenne présentée à la figure 29 soulève des questions. En effet, la modélisation conclut que celle-ci diminuera rapidement, chutant de 1,5 MW entre 2024 et 2030, pour demeurer relativement constante jusqu'en 2050. Or, plusieurs éléments poussent à douter de ces résultats.

Premièrement, le réchauffement climatique devrait contribuer à réduire la puissance moyenne liée aux besoins en chauffage des espaces et au transport, sans nécessairement réduire les événements météorologiques extrêmes, y compris les grands froids. Le réchauffement climatique devrait donc contribuer à augmenter la pointe de demande en énergie telle que définie à la figure 29.

Deuxièmement, le déploiement massif de thermopompes pour le chauffage des espaces, tel que modélisé, s'il diminue également la puissance moyenne nécessaire pour ce service, contribue moins à réduire la pointe de demande, puisque l'efficacité de cette technologie est diminuée par période de grands froids. Pour des raisons thermodynamiques, les thermopompes contribuent également à creuser l'écart entre la demande moyenne et la pointe électrique.

²⁷ Hydro-Québec (2023). *Op. Cit.*

²⁸ Communication privée.

Troisièmement, l'électrification du transport individuel ajoute à la pointe électrique. La demande énergétique nécessaire pour déplacer un véhicule sur les routes augmente en hiver pour plusieurs raisons — plus de friction entre les pneus et la chaussée, due à la présence de neige ou de gadoue; la densité de l'air accrue, qui demande plus d'énergie pour être déplacée; efficacité moindre due à la température du carburant ou à celle de la batterie; besoin additionnel d'énergie pour le chauffage de l'habitacle dans le cas des véhicules électriques. Avec l'électrification massive du transport personnel, cette augmentation de la demande énergétique se traduit par une augmentation parallèle de la demande en électricité liée au transport lors des périodes de grands froids. Une demande additionnelle qui peut causer une augmentation de la consommation de 30 à 40 % par rapport à la période automnale, correspondant, pour une recharge uniforme sur 24 heures, à une surcharge de plus de 2,5 GW, par rapport au minimum annuel.²⁹

Finalement, l'argument selon lequel l'augmentation de la puissance de base, entre autres par une plus grande industrie, diminue la pointe n'est pas correct d'un point de vue formel. Cela étant dit, la puissance récupérable par un effacement de la demande industrielle lors des périodes de pointe augmente, bien sûr, avec l'importance de ce secteur.

Constat 26 : De manière générale, les enjeux de la pointe hivernale semblent sous-estimés par le modèle. L'évolution de la pointe de demande hivernale électrique exige une analyse rigoureuse qui dépasse celle-ci pour assurer que les infrastructures soient en mesure de répondre aux besoins et d'assurer la sécurité des citoyens, ainsi qu'un examen plus large des solutions technologiques permettant de gérer celle-ci de manière efficace.³⁰

Constat 27 : À court terme, l'absence de solution carboneutre pour gérer la pointe est un des principaux freins à l'électrification du chauffage des bâtiments multirésidentiels, commerciaux et institutionnels. Il est urgent de développer des stratégies viables à long terme plutôt que de favoriser le gaz naturel, comme le fait Hydro-Québec aujourd'hui.

Constat 28 : Les analyses de flexibilité du réseau doivent inclure la capacité de stocker ou d'utiliser l'électricité intermittente efficacement afin de limiter le délestage.

²⁹ F. Lavictoire, S. Brassard, A. Philippe, M. Trépanier & N. Mousseau (2025). *Impact of the car fleet evolution on electricity demand in Québec. Sustainable Futures*, 10, 101296.

³⁰ Voir, par exemple, É. Edom et N. Mousseau (2025). *Une définition intégrée de la pointe de demande d'électricité dans les régions de climat froid : intérêts, et avantages stratégiques et opérationnels*. Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

5 Points de rupture

Malgré les objectifs climatiques, les plans et les programmes financés par le Fonds vert et son successeur, le système énergétique québécois fait largement du surplace depuis 40 ans, à l'exception du lent retrait du chauffage au mazout et de l'arrivée des véhicules électriques, dont les récents objectifs ont été revus à la baisse, et il a raté tous ses objectifs climatiques et énergétiques depuis 2012.

Dans ce contexte, l'atteinte des objectifs visant l'approvisionnement en électricité comporte des risques limités puisque celui-ci est sous la responsabilité d'Hydro-Québec, qui a su montrer, au fil des ans, ses capacités de maître d'œuvre. Ici, **le risque principal** est lié à la politisation des analyses et des décisions entourant le développement électrique. Les autres risques sont les suivants :

1. Non-renouvellement du contrat avec Terre-Neuve-et-Labrador
2. Hydraulicité plus faible que prévue, dans un contexte de changements climatiques
3. Capacité d'Hydro-Québec à se procurer les équipements nécessaires alors que la demande mondiale est forte

Au-delà de l'approvisionnement, l'atteinte des objectifs du PGIRE, liés aux objectifs de carboneutralité, exige une transformation des sources d'énergie ainsi que des technologies de service énergétique et de gestion du carbone. Ici, les principaux points de rupture pouvant compromettre l'atteinte des objectifs à long terme du PGIRE sont, par ordre d'importance:

1. La capacité limitée du Québec à développer et mener avec succès des politiques industrielles sophistiquées capables de soutenir ses objectifs climatiques et énergétiques. Tous les scénarios considérés dans le Rapport préliminaire impliquent une transformation profonde du système énergétique québécois sur un horizon de 25 ans, alors que ce système est largement inchangé depuis 40 ans. Ces transformations incluent :
 - a. Électrifier les véhicules légers et les véhicules semi-lourds assurant un service de proximité; déployer un réseau et des stratégies de recharge visant à minimiser les contraintes sur le réseau électrique.
 - b. Compléter l'électrification du chauffage des bâtiments, tout en maximisant la productivité et l'efficacité énergétique, et en réduisant la pointe de demande hivernale. Selon le Rapport préliminaire, cela implique : déployer massivement les technologies de thermopompe; revoir le code du bâtiment; déployer à grande échelle l'utilisation des réseaux de chaleur et de la géothermie; investir dans de coûteuses rénovations des enveloppes des bâtiments.

- c. Développer une industrie de la bioénergie de seconde génération capable de produire une énergie à un coût compétitif et de créer un marché intégrant ces énergies;
 - d. Déployer des infrastructures de production d'hydrogène et un réseau de distribution pour le transport lourd en parallèle avec la croissance du parc de camions lourds fonctionnant à l'hydrogène; intégrer l'hydrogène à grande échelle dans les procédés industriels afin de remplacer l'utilisation de combustibles fossiles;
 - e. Créer de toutes pièces les infrastructures de captage et de séquestration de CO₂ capables de retirer 17 Mt de gaz annuellement à partir de zéro.
2. Les coûts élevés au Québec, par rapport à d'autres pays développés, pour la construction d'infrastructures.
 3. Une politisation à outrance des orientations et des choix liés au déploiement du PGIRE. S'il est normal que le politique joue un rôle, ces interventions devraient être limitées aux objectifs et non pas être multipliées à toutes les étapes. Un exemple de mauvaise pratique est la limite imposée sur l'augmentation des tarifs d'électricité résidentielle, sans compensation, qui nuit à la capacité d'Hydro-Québec de faire les investissements nécessaires pour maintenir et développer son réseau.
 4. Des projections et des aspirations qui ne sont pas ancrées dans des données et des analyses de risque rigoureuses. Ainsi, le Rapport préliminaire favorise des solutions qui semblent s'appuyer plus sur des tendances à la mode — bioénergies de deuxième génération, hydrogène, etc. — que sur des données solides.
 5. L'absence de données publiques précises, complètes et à jour :
 - a. Sur les technologies de services énergétiques déployées, leur utilisation, leurs performances réelles et leur rythme de transformation;
 - b. Sur les performances, la faisabilité technique et les coûts des diverses technologies, y compris celles touchant à l'efficacité énergétique, considérées pour l'atteinte des objectifs du PGIRE ;
 - c. Sur l'efficacité des mesures, des programmes et des stratégies visant à soutenir l'atteinte des objectifs du PGIRE.

6 Recommandations

Selon notre compréhension, le Rapport préliminaire constitue une analyse partielle en vue de la préparation du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE). Plusieurs éléments attendus dans le PGIRE sont absents du Rapport préliminaire ou insuffisamment développés, incluant un état de la situation et des besoins énergétiques; une description des infrastructures énergétiques, incluant l'approvisionnement, le transport et la distribution en électricité et en bioénergies, mais aussi pour des énergies dont la demande est en déclin — produits pétroliers et gaz naturel; une discussion des orientations liées à l'innovation; une analyse rigoureuse du potentiel technico-économique de l'efficacité énergétique pour tous les secteurs; et une analyse comparative des coûts, des rendements, ainsi que des avantages et des inconvénients stratégiques des différentes sources et approvisionnements énergétiques.

Les recommandations ci-dessous touchent à la fois le service énergétique et l'ensemble des approvisionnements et vecteurs énergétiques, afin de permettre à la Régie de l'énergie de commenter sur l'ensemble des aspects du Rapport préliminaire, sans égard au cadre réglementaire habituel de la Régie.

6.1 Modélisation

1. Que la Régie souligne l'importance de publier les détails des hypothèses du scénario de référence, élément essentiel à la compréhension de la signification des divers scénarios; les hypothèses et les paramètres des autres scénarios doivent aussi être rendus publics.
2. Que la Régie demande une cohérence entre le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec et le PGIRE, ce qui n'est pas le cas avec les scénarios étudiés dans le Rapport préliminaire; que la Régie demande également la publication des résultats de modélisation sur des pas de 3 ans entre 2022 et 2035.

6.2 Demande

3. Afin de comprendre les enjeux de la transformation de la demande énergétique, particulièrement à court terme (0-5 ans) et à moyen terme (5-10 ans), la Régie doit intégrer l'évolution récente des technologies de consommation énergétique dans son avis.
4. Que la Régie souligne l'importance de scénarios de réduction de la demande crédibles, qui évaluent correctement le potentiel de transformation structurelle de la demande, par l'aménagement du territoire, le développement d'offres de transport collectif ou l'orientation du tissu manufacturier et industriel.
5. Que la Régie souligne l'importance et la nécessité d'évaluer le potentiel technico-économique de l'ensemble des mesures d'efficacité et de productivité énergétique pour tous les secteurs, y compris le secteur industriel, premier consommateur d'énergie au Québec, et le secteur des transports, ainsi que les sources d'énergie, y compris les gains de conversion d'une source à l'autre.

6.3 Approvisionnement

6. À court terme, plusieurs questions relatives à l'électricité doivent être soulevées par la Régie :
 - 6.1. Combien de clients représentant quelle quantité d'électricité et quelle puissance se font refuser l'électrification demandée chaque année? Pour quels services et dans quels secteurs d'activité? Quelle est la tendance estimée au cours des prochaines années? Comment cette clientèle est-elle répartie à travers le Québec?
 - 6.2. Quel est l'impact des attributions ministérielles de blocs de puissance électrique sur la capacité de la clientèle à obtenir le service électrique requis? Il est urgent d'adopter des règles plus claires, transparentes et équitables pour la distribution de blocs d'électricité; la situation actuelle, qui dépend de l'humeur du ministre, représente un frein réel à la décarbonation du Québec, en défavorisant les clients actuels.
 - 6.3. Quelle est la feuille de route d'HQ ou du gouvernement pour rétablir l'équilibre entre la demande et la production d'électricité?
 - 6.4. Est-ce que les investissements dans le réseau de distribution sont bien ciblés afin de réduire les pannes importantes?
 - 6.5. Alors que l'électrification des services aux citoyens est déjà largement actée; c'est à court terme qu'on doit planifier et commencer à déployer des solutions de résilience, qui vont d'un renforcement de la résistance du réseau électrique aux mesures de mitigation visant à limiter l'impact des pannes et interruptions sur les services aux citoyens.
7. Que la Régie se préoccupe des risques importants qui demeurent concernant la livraison des infrastructures prévues par le Plan d'action 2035 entre 2030 et 2035 :
 - 7.1. Alors que le gouvernement limite la hausse des tarifs et demande plus de redevances, Hydro-Québec aura-t-elle les moyens de réaliser les investissements promis et nécessaires?
 - 7.2. Les projets promis seront-ils livrés à temps? Sinon, comment Hydro-Québec entend-elle gérer le manque d'électricité?
 - 7.3. La mise à niveau du réseau de distribution sera-t-elle suffisante pour permettre à l'ensemble des clients, tant dans les grands centres qu'en région, d'électrifier leurs services?
 - 7.4. Quelles sont les alternatives aux approvisionnements prévus par l'entente préliminaire avec Terre-Neuve-et Labrador?
8. À l'horizon 2050, que la Régie :
 - 8.1. Évalue, par elle-même, l'ampleur de la sous-estimation des besoins en électricité présentée dans le Rapport préliminaire afin d'éclairer le contenu du PGIRE, particulièrement à long terme (2050); cette sous-estimation provient, en partie,

- d'une sur-estimation importante du rôle des bioénergies et de l'efficacité électrique;
- 8.2. Demande des précisions en ce qui concerne les projections d'importation nette d'électricité de 33 TWh et d'hydrogène de 14 TWh, en examinant les enjeux liés à une production locale;
 - 8.3. Demande une analyse rigoureuse et quantitative des avantages et des inconvénients des diverses sources d'approvisionnement en électricité intégrées aux différents scénarios afin de soutenir une discussion pertinente des enjeux liés à ces technologies;
 - 8.4. Souligne le besoin d'évaluer l'ampleur et le rythme de croissance attendus des infrastructures de production, de transport et de consommation nécessaires à soutenir les nouveaux secteurs — bioénergie de deuxième génération, hydrogène et captage et séquestration de CO₂, de même que les occasions d'innovation et de création de marchés.
9. Que la Régie examine l'impact de la croissance extrêmement forte de l'utilisation des bioénergies de deuxième génération, qui atteindrait 15 % du panier énergétique en 2050, en s'attardant aux avantages — levier économique pour les régions, avantages pour la résilience— ainsi qu'aux défis — coût du produit final, disponibilité des ressources, faible efficacité énergétique pour les bioénergies de deuxième génération, accès aux ressources de l'étranger. Plus spécifiquement qu'elle examine :
 - 9.1. Les détails régionaux sur les projections de production et de consommation des produits de biomasse énergétique
 - 9.2. Le potentiel réel du coût et du rendement énergétique des technologies de transformation de la biomasse de deuxième génération
 - 9.3. L'impact de cette production sur les autres produits de la biomasse et une stratégie concrète liant production et marché, adaptée à la réalité des régions du Québec
 - 9.4. Considérant que l'énergie finale provenant de la biomasse devrait doubler d'ici 25 ans, la conception d'une stratégie crédible au cours des prochaines années devrait commencer par le déploiement des mesures pour structurer cette nouvelle industrie.
 10. Que la Régie évalue la pertinence d'une stratégie régionale appropriée et des mesures sur les réseaux de chaleur et la géothermie ciblant, avant tout, les nouveaux développements, qui doivent également être réalisés et déployés très rapidement, incluant :
 - 10.1. Quel est l'intérêt économique ou énergétique des réseaux de chaleur? Dans quelles conditions sont-ils intéressants?
 - 10.2. Qui doit superviser ces infrastructures? La Régie de l'énergie?
 - 10.3. Comment favoriser, lorsque pertinent, la croissance de la part de ces technologies de chauffage?

11. Que la Régie souligne la nécessité de prendre en compte le rôle actuel et potentiel de la biomasse énergétique pour la résilience, particulièrement dans les régions, lors de la préparation du PGIRE.
12. De manière générale, la Régie demande que soient publiées les pertes énergétiques associées aux divers vecteurs intégrés dans la modélisation, y compris le gaz naturel, les produits pétroliers, le captage et la séquestration de CO₂, l'hydrogène et les bioénergies de deuxième génération.

6.4 Résilience

13. Alors que les sources d'énergie sont appelées à changer de manière importante au cours des 25 prochaines années, que la Régie demande une analyse des risques associés à cette nouvelle configuration — incluant les approvisionnements et la distribution sur une base régionale.

6.5 Autres

14. Étant donné l'importance de ces technologies pour l'atteinte de la carboneutralité, la Régie souligne l'urgence de développer une véritable stratégie industrielle autour des technologies de captage et de séquestration du CO₂, tant à la source que pour des émissions négatives.

6.6 Pointe de demande hivernale

15. En ce qui concerne le court et moyen terme (5-10 ans), que la Régie s'intéresse aux stratégies de gestion de pointe de la demande hivernale :
 - 15.1. Le modèle actuel, selon Hydro-Québec, s'appuie d'abord sur la biénergie électricité-gaz naturel. Cependant, la croissance nécessaire pour le déploiement de cette solution dépasse largement la réalité sur le terrain et n'est pas tenable dans la durée, favorisant des investissements en infrastructures qui devront être remplacés avant la fin de leur durée de vie réelle. Des solutions carboneutres et durables devraient être privilégiées.
 - 15.2. Dans ce contexte, un plan pour une gestion de la pointe carboneutre couplée à une obligation pour HQ d'électrifier les services de base de **l'ensemble de ses clients** — chauffage des espaces et de l'eau — devrait être intégré.
16. Que la Régie souligne la sous-estimation importante de la pointe de demande hivernale électrique à long terme, qui affecte le calcul des besoins en approvisionnement et en flexibilité.

6.7 Coût des transformations

17. Que la Régie souligne la nécessité de présenter le coût utilisé pour les différentes technologies (tant en termes de coûts d'immobilisation que de coûts intégrés comparables).

18. Que la Régie s'intéresse aux enjeux d'équité alors que les bénéfices des transformations du système énergétique, incluant à court et à moyen termes, pourraient ne pas être redistribués équitablement entre les utilisateurs d'énergie.

6.8 Gouvernance

19. Que la Régie souligne l'importance d'assurer une structure de gouvernance capable de livrer les importantes transformations industrielles et structurelles nécessaires à l'atteinte des objectifs climatiques et au succès du PGIRE à l'horizon 2050.

7 Conditions minimales de réussite

Les conditions minimales de réussite s'appuient simplement sur les meilleures pratiques.^{31 32}

1. Dépolitisation de l'implémentation du PGIRE : (i) en laissant à Hydro-Québec la responsabilité de livrer les approvisionnements prévus en électricité, tout en lui assurant la capacité de financer les projets nécessaires; (ii) par la création d'une agence dont le mandat sera explicitement d'atteindre les objectifs du PGIRE en ce qui concerne la transformation du service énergétique et le développement des filières énergétiques autres que celle gérée par Hydro-Québec.
2. Accompagnement par un organisme indépendant, tel que la Régie de l'énergie du Québec, chargé de faire le suivi régulier du déploiement du plan, d'évaluer l'efficacité des stratégies, des mesures et des programmes.
3. La définition d'un jalon avec des indicateurs quantifiés évalués sur une base annuelle.
4. Une réévaluation annuelle du PGIRE et de son déploiement; une révision aux trois ans afin d'intégrer les transformations technologiques rapides qui se produisent dans le secteur de l'énergie.

³¹ R. Lanoue et N. Mousseau, N. (2014). *Maîtriser notre avenir énergétique. Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*. Commission sur les enjeux énergétiques du Québec.

³² L. Bernier et al (2018). **État des lieux**. Initiative « Le climat, l'État et nous », Montréal. et L. Bernier et al (2018). *Proposition pour une gouvernance environnementale efficace*, Initiative « Le climat, l'État et nous », Montréal. <https://iet.polymtl.ca/climat-etat-nous/>

Annexe : Liste des constats présentés dans le texte

A.1. Modélisation

Constat 2 : Bien que le scénario PHP soit discuté brièvement, aucun résultat de sa modélisation ne s'est présenté. Cette absence est hautement inhabituelle et limite grandement la valeur du Rapport préliminaire. En effet, puisque les modèles sont, par leur nature même, incomplets et imparfaits, ce sont les différences entre les divers résultats de modélisation qui ont le plus de valeur. Sans information sur la trajectoire de référence, qui sert pourtant de base au calcul des coûts additionnels, il est impossible d'évaluer les biais systématiques du modèle, de comprendre les tendances déjà perçues et, donc, de mesurer la signification et la pertinence des résultats.

Constat 3 : Les faibles différences structurelles entre les trois scénarios de demande ne justifient donc pas qu'ils soient réellement traités indépendamment. C'est pourquoi seul le scénario médian est discuté ici.

A.2. Enjeux à court et à moyen terme

Constat 1 : Un état plus riche et quantitatif de la situation et des tendances récentes dans les secteurs de demande aurait permis de mieux saisir le réalisme et les défis des projections modélisées, particulièrement en ce qui concerne les enjeux à court et à moyen terme (5 à 10 ans).

Constat 4 : Étonnamment, chaque scénario d'offre se déploie à compter de 2022 et impose une contrainte technologique à l'horizon 2035, alors même que le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec, qui s'appuie avant tout sur l'éolien (30-35 TWh) et l'hydro-électricité (6-10 TWh), auquel s'ajoute 2,8-3,6 % d'efficacité électrique (7-9 TWh), est déjà en cours de déploiement. Aucune explication n'est offerte pour ce choix de contrainte qui semble déjà caduque.

Constat 5 : Le Rapport préliminaire met donc de côté l'essentiel des résultats de modélisation. Même lorsqu'on présente des résultats pour des périodes intermédiaires, seules les années 2030, 2040 et 2050 sont présentées, ce qui rend impossible une compréhension claire des transformations attendues d'ici 2035.

Constat 6 : L'analyse des transformations projetées du service énergétique, qui se concentre largement sur 2050, offre peu d'emprise pour comprendre l'évolution du système énergétique québécois sur un horizon de 5 à 10 ans et planifier l'introduction de nouvelles technologies et de nouveaux vecteurs énergétiques. Les discussions sont de haut niveau et fournissent très peu d'informations sur les technologies retenues et les séquences de déploiement, bien que ces informations soient générées par le modèle.

Constat 10 : Les projections d'utilisation du gaz naturel, incluant la biénergie, ne semblent pas compatibles avec les tendances récentes. Il semble essentiel de fournir des détails quantitatifs solides pour étayer les hypothèses retenues ici.

Constat 15 : Le scénario d'augmentation de 14 % de l'utilisation du gaz naturel d'ici 2030 est peu probable. En effet, seuls 3015 clients se seraient convertis à la biénergie en 2023-2024 et 2025 selon un bilan déposé à la Régie, soit 5 fois moins que ce qui était projeté. Notons que l'évolution de la part du gaz naturel est, en partie, déterminée par les politiques d'Hydro-Québec, qui soutiennent la biénergie dans le secteur résidentiel tout en limitant fortement l'électrification du chauffage dans les bâtiments multi-résidentiels, commerciaux et institutionnel.

Constat 16 : Une évaluation simple des transformations nécessaires pour atteindre les gains d'efficacité énergétique projetés à l'horizon 2030 suggère que ceux-ci sont grandement surévalués, produisant une sous-estimation des besoins réels en électricité.

Constat 18 : Le Rapport préliminaire ne discute pas des nouveaux approvisionnements en électricité d'ici 2030. Aucun des autres enjeux présentés ci-haut n'est exploré dans le Rapport préliminaire.

Constat 19 : Si les infrastructures prévues par le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec devraient permettre de répondre aux besoins globaux en électricité de sa clientèle ; les détails sur le rehaussement des capacités régionales, visant à soutenir une électrification de l'ensemble des besoins, sont encore manquants.

Constat 24 : Alors que l'électrification des services aux citoyens est déjà en voie d'être réalisée, c'est à court terme qu'il faut planifier et commencer à déployer des solutions de résilience, qui vont d'un renforcement de la résistance du réseau électrique aux mesures de mitigation visant à limiter l'impact des pannes et interruptions sur les services aux citoyens.

Constat 27 : À court terme, l'absence de solution carboneutre pour gérer la pointe est un des principaux freins à l'électrification du chauffage des bâtiments multirésidentiels, commerciaux et institutionnels. Il est urgent de développer des stratégies viables à long terme plutôt que de favoriser le gaz naturel, comme le fait Hydro-Québec aujourd'hui.

A.3. Enjeux à long terme

Constat 7. Tant les biais des scénarios que les limites du modèle entraînent cette sous-estimation majeure de la demande en électricité à l'horizon 2050. Celle-ci crée un découplage avec la réalité qui rend les débats publics difficiles.

Constat 9 : L'absence d'une discussion rigoureuse et quantitative des avantages et des inconvénients des diverses sources d'approvisionnement en électricité limite la pertinence des différents scénarios d'approvisionnement.

Constat 11 : Les projections sur la production de produits pétroliers demandent qu'on examine les enjeux pour le Québec en ce qui concerne l'approvisionnement en produits pétroliers non énergétiques, ainsi que les réseaux de distribution d'essence et de diesel.

Constat 12 : Les divers scénarios doublent la part de la bioénergie dans le panier énergétique à l'horizon 2050, qui représente alors 15 % de la demande totale. Cette projection soulève plusieurs enjeux qui ne sont pas discutés dans le Rapport préliminaire, incluant : (i) levier économique potentiel ainsi qu'impact d'une utilisation accrue de la biomasse pour les régions; (ii) avantages pour la résilience; (iii) disponibilité des ressources ; (iv) coût et bilan énergétique net des bioénergies de deuxième génération; (v) accès aux ressources produites à l'étranger ; (vi) sources d'énergie de remplacement pour les sources brutes utilisées aujourd'hui.

Constat 13 : En plus de ne être pas détaillé, le calcul des coûts d'investissement à l'horizon 2050, tel que présenté dans le Rapport préliminaire, semble ignorer les économies, les gains potentiels directs ainsi que les retombées économiques de la transformation du système énergétique. Le portrait résultant est incomplet et ne permet pas de comprendre ce que représentent réellement ces projections.

Constat 14 : En s'appuyant sur les investissements décrits dans le Plan d'action 2035, les ajouts en approvisionnements par rapport à 2035 et les économies en énergie fossile importée, le coût net de la transition semble relativement faible. L'enjeu principal est la redistribution équitable des bénéfices de cette transition, un aspect qui ne fait pas partie du Rapport préliminaire.

Constat 21 : L'atteinte des objectifs de carboneutralité à l'horizon 2050 implique vraisemblablement la fermeture d'au moins une des raffineries du Québec et l'abandon d'une grande partie du réseau de distribution de gaz naturel.

Constat 26 : De manière générale, les enjeux de la pointe hivernale semblent sous-estimés par le modèle. L'évolution de la pointe de demande hivernale électrique exige une analyse rigoureuse qui dépasse celle-ci pour s'assurer que les infrastructures soient en mesure de répondre aux besoins et d'assurer la sécurité des citoyens, ainsi qu'un examen plus large des solutions technologiques permettant de gérer celle-ci de manière efficace.

A.3. Enjeux transversaux

Constat 8. Telle qu'utilisée dans le Rapport préliminaire, l'efficacité énergétique se résume aux seuls gains en efficacité (ou plutôt en productivité) électrique observés dans le secteur du bâtiment. Cette définition est bancale et biaisée, puisqu'elle ignore de délibérément les gains majeurs obtenus par l'électrification de services énergétiques aujourd'hui fournis par les combustibles fossiles, ainsi que les gains potentiels dans les secteurs manufacturier et industriel. Une définition technologique neutre de l'efficacité énergétique appliquée à l'ensemble des secteurs, couplée à une solide évaluation

technico-économique des gains potentiels, devrait être retenue dans la planification intégrée.

Constat 17 : Pour que les réseaux de chaleur et la géothermie deviennent significatifs en 2050, des programmes et des stratégies devront être déployés rapidement, avant 2030, afin d'intégrer ces technologies aux nouveaux quartiers, ce qui permettra de réduire leur coût marginal.

Constat 20 : Devant l'importance des technologies de captage et de séquestration de CO₂ à la source ou pour des émissions négatives pour l'atteinte de la carboneutralité, il est essentiel de développer rapidement des stratégies industrielles permettant d'évaluer les performances des diverses solutions technologiques, afin de réduire les risques associés à leur déploiement à grande échelle.

Constat 22 : L'approvisionnement projeté à l'horizon s'appuie de manière importante sur des technologies de production, de distribution et d'utilisation qui ne sont pas encore développées ou déployées à grande échelle au Québec ou dans le monde en général, et dont le coût est très incertain. Celles-ci incluent les bioénergies de deuxième génération, l'hydrogène, le stockage d'électricité à grande échelle et sur de longues durées par batterie, les réseaux de chaleur et la géothermie, ainsi que le captage et la séquestration de CO₂ que ce soit à la source ou directement de l'air. Sans stratégie industrielle forte et efficace, les risques de ne pas pouvoir livrer ces technologies sont grands.

Constat 23 : Dans l'ensemble, la diversification des approvisionnements en électricité et, dans une moindre mesure, celle de la biomasse, permet d'offrir une diversification tout aussi grande (et même plus) des approvisionnements énergétiques par rapport à la situation actuelle. Toutefois, une analyse plus détaillée est nécessaire pour valider cette estimation tant au niveau du Québec que des différentes régions, en intégrant, plus particulièrement, les aléas climatiques.

Constat 25 : L'utilisation répandue de la bioénergie, incluant la matière brute, permet d'augmenter la résilience. Or, les scénarios proposés ici visent à transformer l'ensemble de la biomasse énergétique en produits de deuxième génération, pour des usages plus spécialisés. Une approche équilibrée exige qu'une stratégie intégrant également des chaînes courtes soit développée.

Constat 28 : Les analyses de flexibilité du réseau doivent inclure la capacité de stocker ou d'utiliser l'électricité intermittente efficacement afin de limiter le délestage.