

Perspectives énergétiques canadiennes
**Infrastructures : opérationnaliser
la transition vers la carboneutralité**
3^e édition



Auteurs
Normand Mousseau
Simon Langlois-Bertrand



Auteurs

Normand Mousseau,

Ph. D - Directeur scientifique, Institut de l'énergie Trottier ;
professeur de physique, Université de Montréal

Simon Langlois-Bertrand,

Ph. D. - Associé de recherche, Institut de l'énergie Trottier

Révision

Louis Beaumier, MASc

Graphisme et mise en page

Norman Terrault

À propos de l'Institut de l'énergie Trottier (IET)

L'IET a été créé en 2013 grâce à un don exceptionnel de la Fondation familiale Trottier à Polytechnique Montréal.

Depuis, l'IET prend part à tous les débats énergétiques au pays. À l'origine de grandes réflexions collectives, l'équipe mobilise les savoirs, analyse les données, vulgarise les enjeux et recommande des plans d'action justes et efficaces. L'IET contribue également à la recherche et à la formation universitaires. Son indépendance lui confère une neutralité essentielle à l'approche collaborative qu'il préconise et facilite le travail avec les acteurs les plus aptes à faire avancer la transition énergétique, tout en lui permettant d'être librement critique lorsque cela s'avère pertinent.

Alors que le mandat initial d'une durée de dix ans arrivait à échéance, la Fondation familiale Trottier a choisi de renouveler sa confiance à l'égard de l'IET et d'accorder un nouveau don. L'IET s'étant forgé un statut d'institution incontournable et au vu de la portée de ses actions, il a été jugé souhaitable de prolonger son mandat. L'équipe pourra ainsi continuer d'offrir des avis fondés sur la science et d'enrichir le dialogue sociétal, ceci afin de faire progresser la façon dont nous produisons, convertissons, distribuons et utilisons l'énergie.

Institut de l'énergie Trottier

Polytechnique Montréal

2900, boul. Édouard-Montpetit

2500, chemin de Polytechnique

Montréal (Québec) H3T 1J4

Web : iet.polymtl.ca

Clause de non-responsabilité

La responsabilité du contenu de ce rapport incombe exclusivement à ses auteurs. Toutes les précautions raisonnables ont été prises par les auteurs pour vérifier la fiabilité du matériel contenu dans cette publication. Ni les auteurs ni aucune personne agissant en leur nom ne peuvent être tenus responsables de l'utilisation qui pourrait être faite de ces informations.

Citation

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

© 2025 Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

version 20250529

ISBN : 000-0-000000-00-0

Résumé

Comme le montrent les modélisations des plus récentes *Perspectives énergétiques canadiennes* (PEC) de l'IET,¹ les objectifs climatiques canadiens ne pourront être atteints qu'en adoptant des changements technologiques majeurs qui touchent l'ensemble des secteurs énergétiques. Ces mêmes modélisations ne décrivent cependant pas comment les nouvelles technologies énergétiques transformeront notre quotidien, et ce, de manière plus profonde qu'on ne peut le croire.

L'atteinte de la carboneutralité passe par une électrification massive des services, ce qui permet de réduire la demande énergétique totale de 9 % d'ici 2050, malgré l'augmentation de la population et du produit intérieur brut. Cette transformation exige, toutefois, un changement profond dans les technologies qui supportent le service énergétique dans presque tous les secteurs économiques.

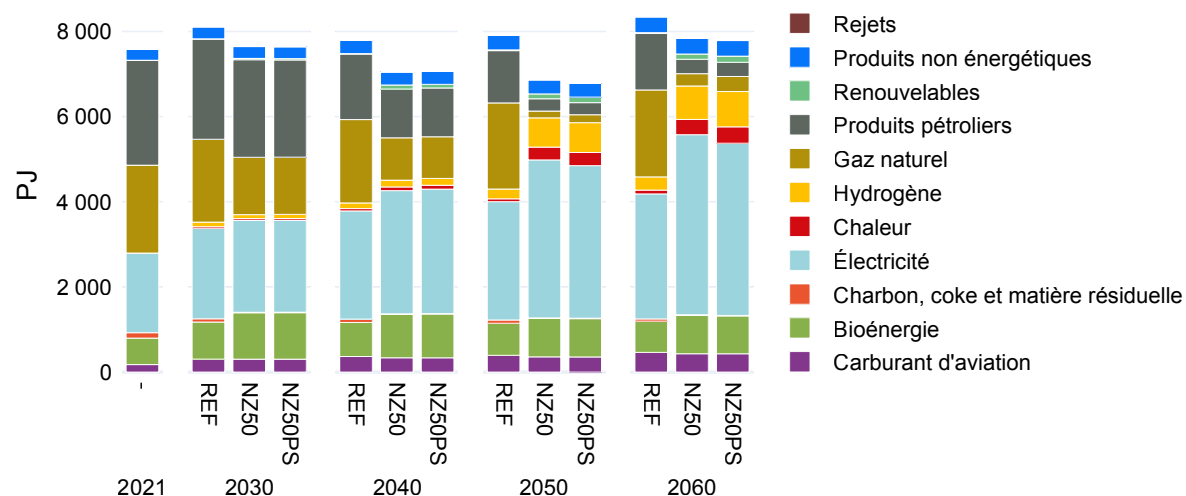
Comprendre l'ampleur des défis de l'opérationnalisation

Ces transformations profondes exigeront des infrastructures capables de fournir l'électricité à la puissance et au moment désirés, le développement de nouvelles technologies pour la décarbonation des procédés, et ultimement la maîtrise d'importantes infrastructures de captage et de séquestration du CO₂ pour compenser les émissions inévitables de certains secteurs.

D'un point de vue opérationnel, cette transformation devra s'accompagner de la création de nouvelles chaînes d'approvisionnement et de la disparition de plusieurs autres qui sont en place aujourd'hui. Elle impliquera l'adaptation de différentes filières de service dans le but de répondre aux nouveaux besoins manufacturiers, d'utilisation, d'installation et de réparation.

Dans ce rapport, nous évaluons d'abord la nature des transformations nécessaires dans les secteurs du bâtiment et du transport, ainsi que les technologies émergentes liées au captage et à la séquestration du CO₂. Dans un second temps, cette analyse nous permet d'aborder de manière plus pertinente les questions liées à la production, au transport et à la distribution de l'énergie nécessaire à ces services énergétiques.

Figure R1 – Consommation finale d'énergie par source (en excluant l'énergie nécessaire à la production d'énergie) projetée selon trois scénarios : un scénario de référence, qui inclut les mesures en places en 2024, mais n'impose pas de cible sur les émissions de GES, et deux scénarios qui imposent la carboneutralité en 2050 (NZ50 et NZ50PS).



Source : Langlois-Bertrand et al. 2024

L'électrification des services comme pièce maîtresse des transformations

L'atteinte de la carboneutralité passe par une électrification massive des services, ce qui permet de réduire la demande énergétique totale de 9 % d'ici 2050 (Figure R1), malgré l'augmentation de la population et du produit intérieur brut. Cette réduction importante de la consommation énergétique totale s'appuie sur deux tendances opposées. La première tendance est une réduction spectaculaire du rôle des combustibles fossiles dans un Canada carboneutre. La deuxième tendance vient compenser, partiellement, la première et consiste en un doublement de la production d'électricité jusqu'à 2050. L'évolution marquée du bouquet énergétique canadien s'accompagne donc d'une transformation en profondeur de l'ensemble des secteurs économiques canadiens, puisqu'elle affecte à la fois la production énergétique et sa consommation, sous toutes les formes.

¹ Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Vaillancourt, K., Bourque, M. 2024. Trajectoires pour un Canada carboneutre – Horizon 2060. Dans Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Beaumier, L. (Dir.), *Perspectives énergétiques canadiennes* 3^e édition, Institut de l'énergie Trottier – Polytechnique Montréal [En ligne] <https://iet.polymtl.ca/fr/perspectives-energetiques>

Agir rapidement sur les bâtiments résidentiels et commerciaux

Puisque les systèmes de chauffage ont une durée de vie entre 20 et 30 ans, il faut dès maintenant s'assurer que les technologies de chauffage installées, au moment de la construction comme lors de remplacements, soient carboneutres.

Si ces technologies à bas carbone existent, le défi le plus important est de faire en sorte que le système d'approvisionnement énergétique soit capable de répondre à l'augmentation importante liée à l'hiver et aux pointes encore plus fortes générées par les grands froids.

L'électrification du chauffage amène une modification profonde du patron de demande électrique, avec un marquage saisonnier beaucoup plus prononcé. Ainsi, pour répondre à la demande hivernale, les distributeurs canadiens devront augmenter de 50 à 70 % leur puissance maximale, par rapport à la pointe estivale, allant jusqu'à plus de 100 % pour répondre à la pointe hivernale (Figure R2).

Afin de réduire les besoins en infrastructure, il est essentiel de déployer des stratégies de déplacement et de réduction de la demande, particulièrement celle liée au chauffage, sans affecter la qualité du service énergétique.

La décarbonation inégale des services de transport

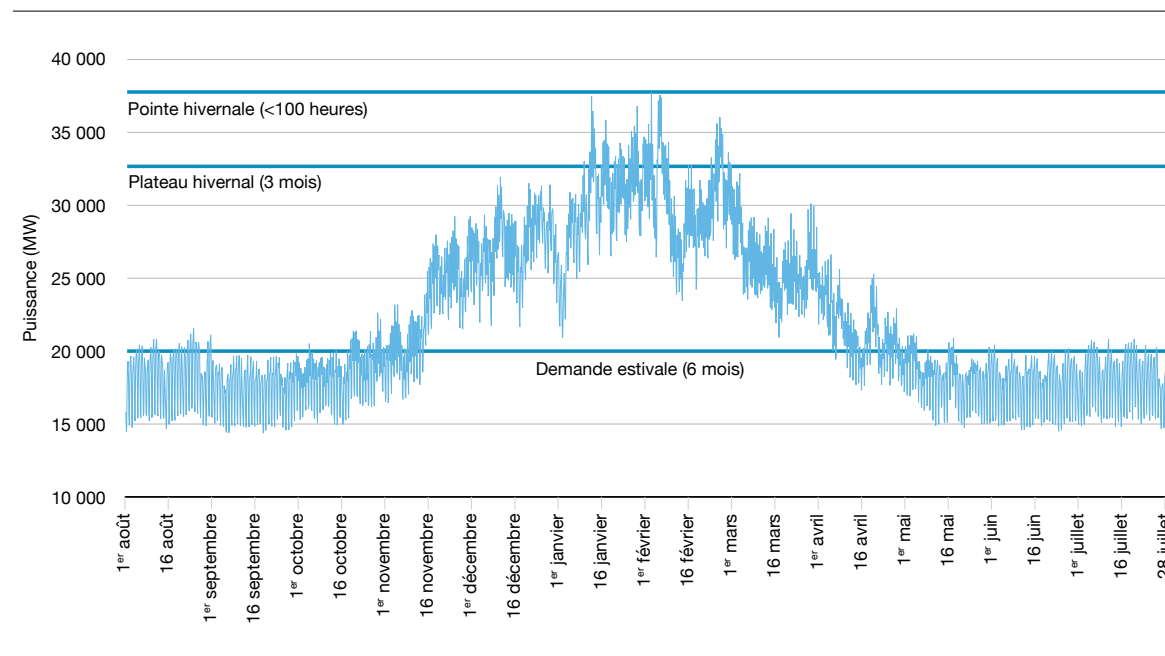
Si les infrastructures de recharge publiques sont encore insuffisantes dans plusieurs provinces, l'obligation de vente de véhicules zéro-émission, qui cible les véhicules personnels, devrait permettre de décarboner ce secteur d'ici 2050.

Les stratégies de décarbonation du transport lourd font encore défaut, toutefois. Comme plusieurs alternatives à faible carbone sont possibles, incluant l'hydrogène, les batteries et les caténaires, mais que chacune demande des infrastructures importantes, il est essentiel que le Canada identifie rapidement la voie qu'il veut pousser et déploie les projets pilotes nécessaires à sa validation.

La décarbonation des secteurs maritime et aérien, qui présente encore de nombreux enjeux, demande une coordination internationale importante. Disposant de ressources potentielles importantes en bio-énergies et en énergie électrique à bas-carbone, mais aussi d'une industrie aéronautique de premier rang, le Canada gagnerait à s'impliquer et à piloter les efforts de décarbonation de ces secteurs.

Même chose du côté du ferroviaire, où les solutions développées et déployées au Canada pourraient être adoptées dans de nombreux pays où ce secteur reste propulsé par les combustibles fossiles.

Figure R2 – Demande électrique horaire moyenne sur deux ans (2021-2022; 2022-2023) pour le réseau d'Hydro-Québec. Sont indiqués les niveaux de demande maximum en été, le plateau hivernal et la pointe de demande lors des grands froids.



Source : Hydro-Québec 2024a

Les infrastructures à développer et à déployer pour décarboner le secteur du transport sont plus importantes et plus diverses que celles qui sont nécessaires pour décarboner le secteur du bâtiment. D'un côté, cette diversité permet au Canada de se positionner comme chef de file dans diverses niches qui sont encore sous-exploitées. Pour ce faire, le Canada doit agir rapidement, car chaque jour qui passe permet à une industrie ailleurs dans le monde de développer la propriété intellectuelle et le savoir-faire pour combler celles-ci.

De l'autre, elle permet aussi de s'appuyer sur une main-d'œuvre plus large, provenant d'un plus grand nombre de secteurs, ce qui permet d'assurer la décarbonation du pays sans nuire aux autres secteurs économiques.

Le rôle crucial mais incertain du captage de carbone

Tous les modèles indiquent que le Canada devra capter et séquestrer entre 100 et 200 millions de tonnes de CO₂ annuellement afin d'atteindre la carboneutralité. Le Canada a l'occasion de s'inscrire en chef de file dans ce domaine, qui fait du surplace au niveau mondial.

Les défis sont nombreux, mais le Canada dispose de trois avantages significatifs : une géologie prometteuse, de l'énergie bas-carbone à grande échelle et une industrie pétrolière riche qui devra réduire ses émissions de GES de manière significative si elle veut rester compétitive au niveau mondial.

Il ne manque plus qu'une stratégie réelle et crédible accompagnée d'une réglementation capable de motiver les investisseurs.

La création d'une infrastructure de captage et de séquestration à l'échelle nationale demande de relever au moins trois importants défis qui sont (i) augmenter significativement le taux de captage du CO₂; (ii) réduire les coûts énergétiques associés au captage et à la séquestration; et (iii) valider les ressources et les techniques de séquestration.

La transformation de la production énergétique

Les PEC montrent que l'atteinte de la carboneutralité passe par une augmentation massive du recours à l'électricité. Le scénario d'atteinte de la carboneutralité en 2050 des PEC indique que, avec une structure industrielle qui demeure constante, la production d'électricité, qui était de 650 TWh en 2021, devrait plus que doubler d'ici 2050 à 1 281 TWh.

De plus, la plupart des modèles sous-estiment la hausse de la demande en électricité au cours des prochaines décennies, une hausse poussée par l'électrification du chauffage et des transports, mais aussi par les nouveaux secteurs économiques liées à une économie numérique en pleine explosion. Une chose est certaine : le Canada aura besoin de beaucoup d'énergie propre au cours des prochaines décennies. Il faut commencer à construire cette capacité dès maintenant.

Alors qu'on vise la décarbonation complète de la production d'électricité, on ne peut se contenter d'ajouter des sources intermittentes; il faut aussi déployer des infrastructures bas-carbone qui permettent d'aligner la production d'énergie avec la demande. À l'exception des grands réservoirs hydro-électriques, aucune province n'a encore de stratégie à ce sujet. Or, les variations importantes de la demande en électricité sur une annuelle font que des solutions purement nucléaires, solaire ou éoliennes seront soit trop coûteuses, soit incapable de répondre aux besoins.

Le Canada doit, dès maintenant, explorer des solutions de stockage à grande échelle, qu'il soit chimique, physique ou géologique, afin de réduire les investissements nécessaires en infrastructures tout en offrant la sécurité d'approvisionnement essentielle à une société moderne.

Deux stratégies s'offrent au Canada pour relever le défi de l'électrification. La première stratégie consiste à multiplier les projets et les technologies, pour permettre aux acteurs canadiens de participer à leur développement et, potentiellement, devenir un fournisseur de ces technologies pour le reste de la planète. En suivant le modèle établi pour les autres technologies renouvelables, la deuxième stratégie consiste à attendre que les technologies gagnantes émergent et à se positionner comme un simple preneur des nouvelles technologies, ce qui réduit les risques mais aussi les retombées potentielles.

Quoiqu'il en soit, il est probablement préférable d'éviter de réduire les choix en déterminant trop rapidement les technologies retenues jusqu'à 2050, comme semble vouloir le faire l'Ontario qui mise fortement sur la filière nucléaire pour l'essentiel de la transition énergétique. Une approche stratégique s'assurerait que les projets permettent de répondre aux besoins prévus une dizaine d'années à l'avance, pas plus.

Le coût de la transition

Malgré une hausse réelle des tarifs d'électricité causée par les investissements importants dans le secteur, les investissements annoncés ne mènent pas à une explosion du coût du portefeuille énergétique des Canadiens, mais bien à des économies de système. Sans un effort spécifique de la part des gouvernements, néanmoins, ces économies ne seront pas redistribuées de manière équitable chez tous les consommateurs d'énergie.

Qu'on extrapole les coûts projetés ou qu'on s'appuie sur des plans d'investissements plus concrets de sociétés de services publiques, les constats sont les mêmes : l'électrification massive de nos services permettra de réduire les coûts totaux des services énergétiques.

Par contre, tous ne bénéficieront pas des mêmes économies et certains citoyens, particulièrement ceux qui utilisent peu de combustibles fossiles aujourd'hui, risquent de faire les frais de la transition énergétique.

Au-delà des économies de système, il faudra donc repenser les mécanismes tarifaires afin d'assurer une certaine équité dans la transition énergétique, un défi qui ne relève pas du génie, mais du politique.

L'approche économique traditionnelle maintient que ce n'est qu'en augmentant le prix du carbone que le Canada pourra se décarboner. Or, les modélisations des dernières années montrent que les coûts de la décarbonation chutent continuellement dans de nombreux secteurs (mais pas tous).

Il est donc possible de déployer des stratégies sectorielles qui permettent de cibler l'outil le plus approprié (réglementation, coût de la pollution, soutien au développement technologique) pour chaque service et secteur.

Le rythme et le calendrier

Il suffit de revoir la liste des infrastructures construites au Canada entre 1960 et 1980, où celles déployées par la Chine entre 2000 et 2020, pour conclure que le Canada a les moyens et les capacités de mener à bien la transition vers la carboneutralité en 2050.

Pour ce faire, le Canada doit s'attaquer aux barrières qui ralentissent les investissements aujourd'hui et font exploser les coûts bien au-delà de ce qu'on observe en Europe par exemple. En plus de libérer du capital, une telle révision aurait des retombées immédiates à travers l'économie canadienne.

Conclusions

Divers exercices de modélisation technico-économique, tels que les Perspectives énergétiques canadiennes de l'IET, ont permis d'étudier différents scénarios de décarbonation. Ces scénarios semblent imposer des transformations structurelles extrêmement rapides à l'économie canadienne. Toutefois, une évaluation des défis à relever dans divers secteurs de consommation et de production énergétique montre qu'un rythme soutenu est possible à la fois structurellement et financièrement pour les secteurs dont les technologies de décarbonation sont déjà bien identifiées. Parmi ceux-ci figurent les bâtiments, une partie du transport, le captage et la séquestration du CO₂ (CSC) et la production d'électricité. Mieux encore, le coût des technologies carboneutres (excluant le CSC) chute rapidement, ce qui signifie que cette transformation peut déjà se faire à coût total nul ou même avec bénéfices par rapport à une mise à jour des technologies basées sur les énergies fossiles.

Ces bénéfices ne sont toutefois pas encore visibles pour les secteurs, et l'on devrait consentir des efforts particuliers au développement de solutions carboneutres compétitives pour le transport de marchandises, ainsi que les secteurs du transport aérien et maritime.

Pour rester compétitif, le Canada a intérêt à déployer des stratégies qui permettront aux citoyens et aux entreprises d'ici d'accéder aux technologies existantes à des prix similaires à ce que l'on observe à l'étranger. Le Canada aurait aussi intérêt à identifier des technologies soutenant la carboneutralité lui permettant aussi de développer une propriété intellectuelle valable. C'est le cas des technologies de CSC, incluant le biochar, et de certaines technologies à bas carbone dans des secteurs niches liés à l'aéronautique et au transport lourd. Le reste du monde progresse vite, néanmoins, et il est donc crucial pour le Canada de ne plus tarder.

Quoi que le Canada décide, les progrès remarquables observés au cours des dernières années dans le développement et le déploiement des technologies à bas carbone soulignent l'accord beaucoup plus grand que prévu entre productivité et décarbonation. Il restera à voir jusqu'où le Canada voudra en profiter.

Table des matières

Résumé	III
1. Introduction	1
2. Opérationnaliser la transition	2
3. Ampleur attendue des transformations	3
3.1. Bâtiment	4
3.2. Transport	7
3.3. Captage et séquestration du CO ₂	12
4. Production énergétique	16
4.1. La sous-estimation de la demande	17
4.2. Comprendre la valeur des diverses sources d'électricité	18
4.3. Comment planifier les investissements ?	20
4.4. L'opérationnalisation	21
5. Peut-on se payer la transition énergétique ?	22
5.1. Coûts de la mise à niveau du système électrique	22
5.2. Prix marginal du carbone	24
5.3. Coûts de système vs coûts pour les individus	25
6. Est-il possible de respecter le calendrier de réalisation ?	26
7. Conclusions	27
8. Références	28

1. Introduction

Comme le montrent les modélisations des plus récentes *Perspectives énergétiques canadiennes* de l'IET (Langlois-Bertrand *et al.*, 2024), les objectifs climatiques canadiens ne pourront être atteints qu'en adoptant des changements technologiques majeurs qui touchent l'ensemble des secteurs énergétiques.

Ces mêmes modélisations ne décrivent cependant pas comment les nouvelles technologies énergétiques transformeront notre quotidien, et ce, de manière plus profonde qu'on ne peut le croire. En effet, la livraison et l'utilisation d'énergie propre, dominée par l'électricité, ouvre la voie à de nouvelles façons de faire qu'il n'est pas facile d'imaginer aujourd'hui. Autant il était difficile, au début du XX^e siècle, de prévoir les retombées de l'utilisation de cette nouvelle forme d'énergie qu'était le pétrole, autant il est hasardeux, aujourd'hui, de prétendre comprendre l'ensemble des retombées et des changements qui accompagneront la transition en cours. Ainsi, si le pétrole, énergie dense et facile à stocker, a ouvert la voie au transport abordable à l'échelle mondiale, le solaire, couplé à des solutions de stockage énergétique peu coûteuses, promet une indépendance énergétique au niveau individuel : une révolution, particulièrement là où l'infrastructure de distribution énergétique est encore peu développée.

Afin de mieux comprendre les enjeux opérationnels liés à la transition de l'économie canadienne vers la carboneutralité, ce rapport explore la nature des transformations que les infrastructures canadiennes devront subir pour nous permettre d'atteindre la carboneutralité. S'appuyant sur les plus récents résultats de modélisation technico-économique ainsi que sur les dernières avancées technologiques dans la production et l'utilisation de l'énergie à faible émission de carbone, il décrit les voies qui permettent le déploiement de ces infrastructures. Il cherche ainsi à rendre plus concrets les défis structureaux qui accompagneront la transition énergétique dans un contexte essentiellement canadien, tout en intégrant le contexte international lorsque cela est approprié.

2. Opérationnaliser la transition

Les modèles technico-économiques prévoient une transformation profonde du système énergétique. Celle-ci exigera des infrastructures capables de fournir l'électricité à la puissance et au moment désirés, le développement de nouvelles technologies pour la décarbonation des procédés, et ultimement la maîtrise d'importantes infrastructures de captage et de séquestration du CO₂ pour compenser les émissions inévitables de certains secteurs.

D'un point de vue opérationnel, cette transformation devra s'accompagner de la création de nouvelles chaînes d'approvisionnement et de la disparition de plusieurs autres qui sont en place aujourd'hui. Elle impliquera l'adaptation de différentes filières de service dans le but de répondre aux nouveaux besoins manufacturiers, d'utilisation, d'installation et de réparation.

Bien que ces transformations touchent la question des procédés de fabrication et des choix de consommations, nous nous concentrerons sur l'évolution des technologies de production et de consommation énergétiques. En effet, la question des procédés nécessite des analyses approfondies par sous-secteur d'activité, ce qui dépasse l'objectif de ce rapport.

Dans un premier temps, nous évaluons la nature des transformations nécessaires dans les secteurs du bâtiment et du transport, ainsi que les technologies émergentes liées au captage et à la séquestration du CO₂. Dans un second temps, cette analyse nous permet d'aborder de manière plus pertinente les questions liées à la production, au transport et à la distribution de l'énergie nécessaire à ces services énergétiques.

3. Ampleur attendue des transformations

L'atteinte de la carboneutralité passe par une électrification massive des services, ce qui permet de réduire la demande énergétique totale de 9 % d'ici 2050, malgré l'augmentation de la population et du produit intérieur brut.

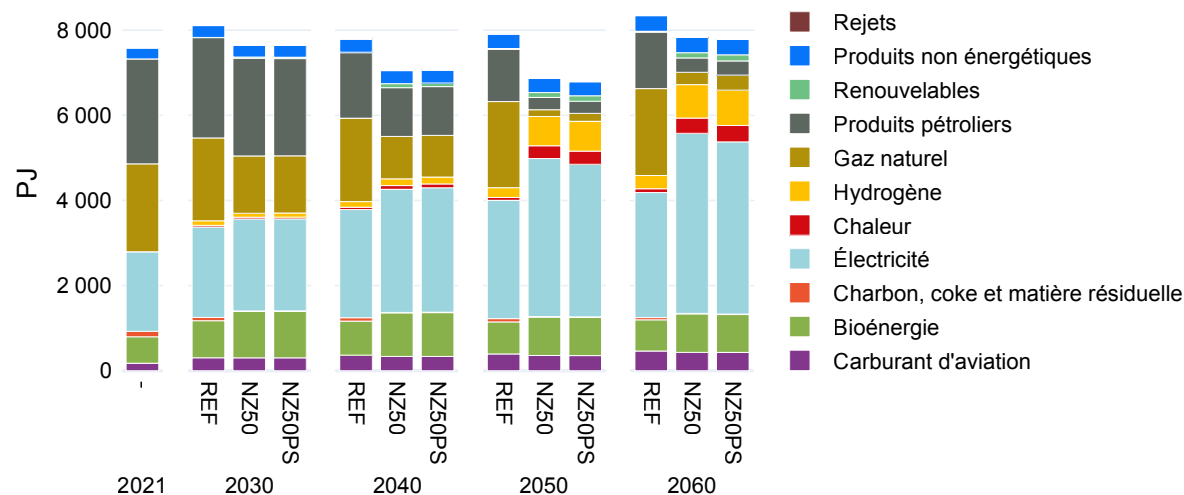
Cette transformation exige, toutefois, un changement profond dans les technologies qui supportent le service énergétique dans presque tous les secteurs économiques.

La troisième édition des *Perspectives énergétiques canadiennes* (PEC) de l'IET montre que pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES et mener le Canada à la carboneutralité en 2050, il faudra réaliser une transformation en profondeur du système énergétique du pays, tant du côté de la production que de la consommation énergétique (Langlois-Bertrand et al., 2024).

L'épicentre de cette transformation est illustré à la Figure 1. Celle-ci montre l'évolution de la demande totale en énergie pour le Canada, en excluant l'énergie utilisée directement pour sa production. On observe que la demande totale en énergie pour le Canada diminue de 9 % entre 2021 et 2050 dans le scénario NZ50 (carboneutre en 2050) malgré la croissance démographique et économique du pays au cours de ces trente années. Cette diminution notable s'explique par le fait que les modèles favorisent une électrification massive qui, pour assurer la décarbonation des différents secteurs, s'appuie sur des technologies efficaces sur le plan énergétique, ce qui permet une augmentation importante de la productivité énergétique, comme nous l'expliquons un peu plus loin.

Cette réduction importante de la consommation énergétique totale s'appuie sur deux tendances opposées. La première tendance est une réduction spectaculaire du rôle des combustibles fossiles dans un Canada carboneutre, ceux-ci passant de 5 400 PJ en 2021 à 800 PJ en 2050. La deuxième tendance vient compenser, partiellement, la première et consiste en le doublement de la production d'électricité qui passe de 1 900 PJ en 2021 à 3 700 PJ en 2050. L'évolution marquée du bouquet énergétique canadien s'accompagne donc d'une transformation en profondeur de l'ensemble des secteurs économiques canadiens, puisqu'elle affecte à la fois la production énergétique et sa consommation, sous toutes les formes, comme on le voit dans cette section.

Figure 1 – Consommation finale d'énergie par source (en excluant l'énergie nécessaire à la production d'énergie) projetée selon trois scénarios : un scénario de référence, qui inclut les mesures en places en 2024, mais n'impose pas de cible sur les émissions de GES, et deux scénarios qui imposent la carboneutralité en 2050 (NZ50 et NZ50PS).



Source : Langlois-Bertrand et al. 2024

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

3.1. Bâtiment

Puisque les systèmes de chauffage ont une durée de vie entre 20 et 30 ans, il faut dès maintenant s'assurer que les technologies de chauffage installées, au moment de la construction comme lors de remplacements, soient carboneutres.

Si ces technologies à bas carbone existent, le défi le plus important est de faire en sorte que le système d'approvisionnement énergétique soit capable de répondre à l'augmentation importante liée à l'hiver et aux pointes encore plus fortes générées par les grands froids.

Dans les PEC, l'atteinte de la carboneutralité en 2050 passe par une décarbonation presque complète du secteur du bâtiment. Dans ce secteur, la part des combustibles fossiles chute ainsi de 52 à 2 pour cent entre 2021 et 2050. Les combustibles fossiles sont presque entièrement remplacés par l'électricité, que ce changement s'appuie sur des thermopompes à air ou géothermiques, des réseaux de chaleur décarbonés ou du solaire thermique. Seuls 3 pour cent de la demande énergétique pour le bâtiment sont encore assurés par des combustibles d'origine biologique ou de synthèse.

Comme le montrent les Tableaux 1 et 2, une telle transformation exige le remplacement de plus de la moitié des systèmes de chauffage résidentiels et d'une fraction encore plus grande de ces systèmes dans le secteur industriel, commercial et institutionnel (ICI). Il s'agira la plupart du temps de remplacer des fournaies au gaz naturel ou au mazout par des appareils sophistiqués où l'électricité sert à transporter la chaleur plutôt qu'à la produire.

Tableau 1 – Nombre de ménages par principale source d'énergie pour le chauffage en 2021 (en milliers)

Électricité	Gaz naturel	Mazout/Charbon/Propane	Bois de chauffage	Total
6 702	7 337	773	353	15 164
44 %	48 %	5 %	2 %	100 %

Source : Ressources naturelles Canada 2025

Tableau 2 – Consommation d'énergie secondaire pour le chauffage des locaux ICI par source d'énergie en 2021 (en PJ)

Électricité	Gaz naturel	Mazout/Charbon/Propane	Total	Superficie de plancher totale
86	550	34	671	765 Mm ²
13 %	82 %	5 %	100 %	

Source : Ressources naturelles Canada 2025

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

3.1.1. Déploiement

Puisque les systèmes de chauffage ont une durée de vie de 20 à 30 ans, le rythme des transformations projetées par les PEC pour atteindre la carboneutralité est compatible avec celui du remplacement naturel de ces systèmes. Il importe donc d'imposer, dès maintenant, que le remplacement des unités alimentées par des combustibles fossiles se fasse par des technologies à zéro émission.

Bien que les technologies de chauffage bas carbone à coûts raisonnables existent déjà, l'ampleur de leur déploiement demande une analyse stratégique des défis et des opportunités les concernant.

D'un point de vue technologique, le Canada a largement fait du surplace en ce qui concerne les technologies de chauffage depuis plusieurs décennies. Ainsi, il ne jouit pas d'une avancée particulière dans le domaine des thermopompes, que celles-ci soient résidentielles, commerciales ou industrielles, ou encore à air ou à géothermie. Alors que les marchés mondiaux avancent rapidement vers la maturité, le Canada dispose de peu de temps pour développer une industrie de fabrication de ces systèmes avancés. La plus-value canadienne se fera donc dans le secteur de l'adaptation des systèmes disponibles aux spécificités des clients et des bâtiments, à l'installation, à l'opération et à l'entretien de ceux-ci, particulièrement pour les bâtiments multirésidentiels, commerciaux et institutionnels (MCI). En effet, le passage d'une technologie de chauffage alimentée aux combustibles fossiles à une technologie plus complexe techniquement requiert des efforts additionnels de planification et de conception ainsi que des compétences différentes pour l'installation et la mise en service de ces nouveaux systèmes.

Dans la réalité, l'avantage des thermopompes sur le gaz naturel est parfois réduit, particulièrement pour le secteur MCI qui n'a pas accès à des produits normalisés, contrairement aux plus petits bâtiments. Or, la barrière à l'installation de thermopompes pour le secteur MCI est souvent liée aux risques additionnels, réels ou perçus, causés par des systèmes personnalisés, le manque de main-d'œuvre qualifiée et des normes qui traitent de manière différente les fournaies et les thermopompes. Pour soutenir l'installation de ces équipements, les gouvernements doivent appuyer la formation technique de la main-d'œuvre, imposer la standardisation des équipements et structurer le marché afin de lever les barrières à leur installation et réduire les coûts liés à leur acquisition et leur opération.

3.1.2. Un rehaussement nécessaire du réseau électrique

L'électrification du chauffage amène une modification profonde du patron de demande électrique, avec un marquage saisonnier beaucoup plus prononcé. Ainsi, pour répondre à la demande hivernale, les distributeurs canadiens devront augmenter de 50 à 70 % leur puissance maximale, par rapport à la pointe estivale, allant jusqu'à plus de 100 % pour répondre à la pointe hivernale.

Afin de réduire les besoins en infrastructure, il est essentiel de déployer des stratégies de déplacement et de réduction de la demande, particulièrement celle liée au chauffage, sans affecter la qualité du service énergétique.

La faisabilité de la décarbonation du secteur du bâtiment ne repose toutefois pas que sur la capacité d'installer les nouveaux équipements de chauffage. S'appuyant sur une électrification massive du chauffage dans un contexte nordique, la décarbonation aura des effets marqués sur la demande électrique, faisant glisser, dans la plupart des provinces, la pointe de demande électrique de l'été vers l'hiver.

Tout d'abord, elle implique la création d'un nouveau palier de demande en puissance et en énergie durant les 3 ou 4 mois d'hiver, alors que, hormis le chauffage, la variation quotidienne de la demande en électricité est relativement constante pendant toute l'année. Par exemple, au Québec, dont le secteur du bâtiment est le plus électrifié au Canada, la demande en chauffage fait grimper d'environ 65 pour cent la demande moyenne d'électricité, celle-ci passant de moins de 20 GW à près de 33 GW.

À cette augmentation saisonnière s'ajoutent également de fines pointes de demande, corrélées aux périodes de froid extrême et représentant typiquement un total de moins d'une centaine d'heures par année. Au Québec, ces périodes de pointes peuvent faire exploser de 20 % la demande hivernale moyenne, pour atteindre 42 GW. Si cette demande n'est pas gérée correctement, ces pointes pourraient imposer un surinvestissement additionnel majeur.

Pour soutenir la décarbonation du chauffage, il est alors essentiel de rehausser de manière significative le niveau de production d'électricité et la capacité du réseau de transport et de distribution. Cela est nécessaire pour être à même de répondre à la demande hivernale de base, tout en déployant des mesures qui contrôleront la fine pointe de demande électrique associée aux périodes de grand froid (pour plus de détails, voir Edom et Mousseau, 2025). Notons que puisque l'essentiel du nord de l'Amérique du Nord connaîtra un patron de demande simi-

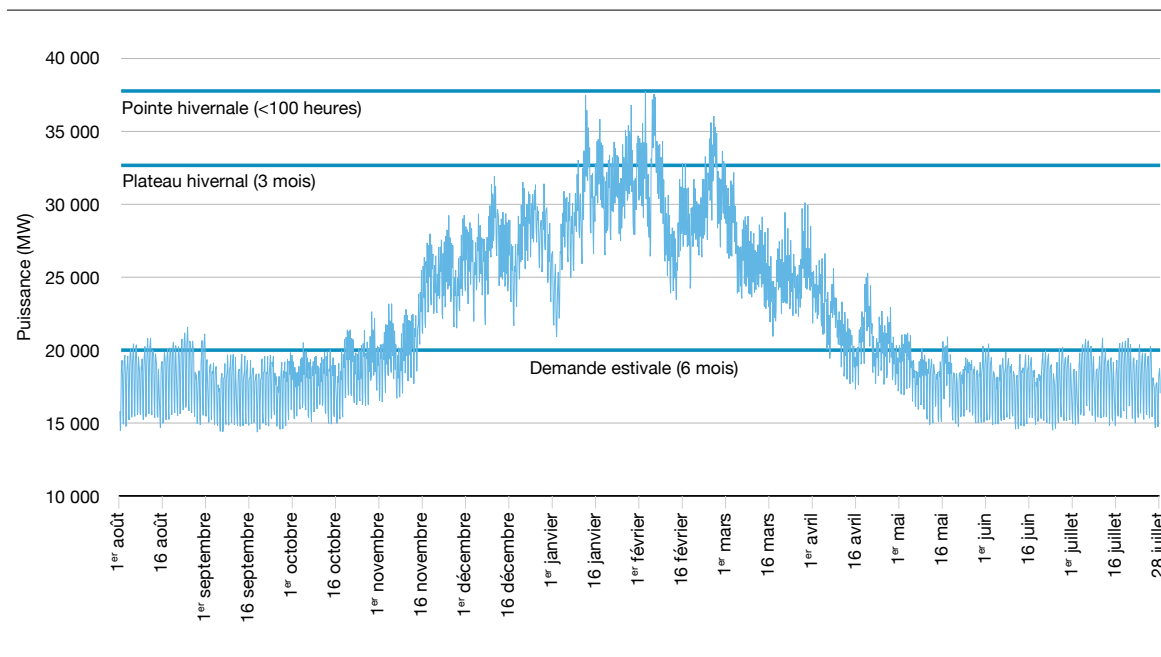
3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

laire, il ne sera pas possible de s'appuyer simplement sur des échanges avec les provinces et les États voisins pour répondre à la demande hivernale et encore moins aux fines pointes de quelques heures. Chaque juridiction devra donc s'assurer d'avoir accès à des infrastructures électriques importantes qui ne serviront que durant un tiers à un quart de l'année seulement et même, pour la pointe extrême, pendant quelques heures annuellement.

Répondre à ces variations de demande saisonnière a pour conséquence que l'on ne peut pas simplement s'assurer de produire suffisamment d'énergie sur une base annuelle. Les réseaux devront en effet être en mesure de fournir la puissance additionnelle pour répondre aux nouvelles demandes de pointes saisonnières et celles liées aux périodes de grand froid. Au Québec, par exemple, Hydro-Québec refuse déjà depuis quelques années que des clients électrifient entièrement leur chauffage, faute de puissance disponible pour répondre aux fines pointes de demande sur les réseaux de distribution (Pedroli et Mousseau, 2022). Il est plus que vraisemblable que des situations similaires se produisent ailleurs au pays. Or, chaque refus de la part d'un distributeur retarde de 20 à 25 ans la décarbonation d'un bâtiment; une telle situation favorise en effet le renouvellement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles plutôt que d'encourager le développement et l'implantation de solutions de gestion de pointes de la demande qui soient carboneutres.

En résumé, le remplacement des systèmes de chauffage alimentés aux combustibles fossiles par des solutions électrifiées ne pose pas, en soi, de problème fondamental en matière de main-d'œuvre et d'échéancier. Bien sûr, le faible prix du gaz naturel, même en incluant une tarification carbone, ne favorise pas l'installation de technologies alternatives. Celles-ci, en effet, sont souvent plus chères à l'achat et même, dans certains cas, sur la durée de vie de l'équipement, et ce, particulièrement à l'extérieur du marché résidentiel. Ces barrières pourraient toutefois être considérablement abaissées avec l'introduction de programmes gouvernementaux stratégiques favorisant l'apprentissage, la standardisation et le développement de marché et, partant, la réduction des coûts. Ces programmes pourraient reprendre des approches qui ont permis de rendre la production d'électricité à faible impact carbone et les véhicules électriques très compétitifs par rapport aux solutions basées sur les énergies fossiles.

Figure 2 – Demande électrique horaire moyenne sur deux ans (2021-2022; 2022-2023) pour le réseau d'Hydro-Québec. Sont indiqués les niveaux de demande maximum en été, le plateau hivernal et la pointe de demande lors des grands froids.



Source : Hydro-Québec 2024a

Le défi structurel de l'élimination des combustibles fossiles se trouve plutôt du côté des distributeurs d'électricité. En effet, ce sont donc le rehaussement des réseaux de distribution, nécessaire à l'électrification du chauffage, et le déploiement de stratégies pour réduire la fine pointe hivernale qui posent les défis les plus importants dans la planification et le déploiement des ressources énergétiques permettant d'appuyer la décarbonation de ce secteur. Nous y revenons en détails un peu plus loin.

3.2. Transport

Comme le montrent les modèles, la décarbonation du secteur du transport est plus complexe que celle du secteur du bâtiment du fait de la diversité des modes, des usages et des niveaux de maturité des solutions à bas carbone qui s'offrent à ce secteur. C'est la raison pour laquelle il est nécessaire de discuter séparément des divers segments qui forment les transports. Ceux-ci sont présentés ci-dessous à l'exception du transport hors route, que nous traitons de manière exhaustive dans un rapport séparé qui lui est consacré (Langlois-Bertrand et Mousseau, 2025).

3.2.1. Le transport routier

Si les infrastructures de recharge publiques sont encore insuffisantes dans plusieurs provinces, l'Obligation de vente de véhicules zéro-émission, qui cible les véhicules personnels, devrait permettre de décarboner ce secteur d'ici 2050.

Les stratégies de décarbonation du transport lourd font encore défaut, toutefois. Comme plusieurs alternatives à faible carbone sont possibles, incluant l'hydrogène, les batteries et les caténaires, mais que chacune demande des infrastructures importantes, il est essentiel que le Canada identifie rapidement la voie qu'il veut pousser et déploie les projets pilotes nécessaires à sa validation.

Dans les projections des PEC, le secteur des véhicules personnels est presque totalement électrifié en 2050 grâce aux obligations de vente sur les véhicules à zéro émission qu'on retrouve à la fois au niveau fédéral et dans certaines provinces, mais aussi en accord avec l'évolution mondiale du secteur. Nous observons plus d'incertitude en ce qui concerne les technologies de décarbonation qui seront retenues pour les autres types de véhicules routiers. Ainsi, s'il est vraisemblable que la distribution locale de marchandises se fasse dans des camions à batteries, grâce à des batteries toujours plus performantes et moins coûteuses, les options potentielles apparaissent plus diverses pour le transport de marchandises sur de longues distances, ce qui complique la planification des infrastructures. Ces incertitudes sont bien saisies par les PEC qui projettent que le parc des véhicules de promenade sera électrifié et à batterie à plus de 99 % dans tous les scénarios, incluant le scénario de référence. En revanche, les PEC prévoient qu'un transport routier de marchandises décarboné utiliserait une diversité de solutions répartie entre l'hydrogène (47 %), les batteries (29 %) et les caténaires

(24 %). Il est toutefois peu probable que l'on observe cette diversité, car chacune de ces technologies exige ses propres infrastructures, qui sont à la fois lourdes et coûteuses. Les résultats suggèrent plutôt le manque d'expériences réalisées sur le terrain qui nous permettraient de mieux identifier les bénéfices et les désavantages de chacune de ces solutions.

Ainsi, la recharge rapide de batteries pour les poids lourds pourrait se faire par la permutation des batteries ou, plus probablement, grâce à des chargeurs de haute puissance. Cette technologie sera vraisemblablement dominante en Europe grâce à une réglementation visant à sécuriser l'industrie. L'Union européenne impose ainsi aux poids lourds une vitesse maximale limitée à 90 km/h en plus d'une pause de 45 minutes toutes les 4,5 heures aux camionneurs (Union européenne). Dans ce contexte, une batterie capable d'assurer 500 km et rechargeable en 20 minutes – ce qui est possible aujourd'hui – est donc suffisante.

En l'absence d'une telle réglementation, l'avantage des batteries pour le transport de marchandises de longue distance est moins net en Amérique du Nord, ce qui explique la diversité des options qui apparaît dans les modèles. Or, déployer des caténaires ou un réseau de distribution d'hydrogène et de puissants chargeurs à grande échelle est coûteux; il est donc probable que ces deux technologies ne puissent pas coexister partout sur le continent. Faute d'orientation claire, le choix des vecteurs énergétiques est lié, dans bien des cas, à des effets de levier encore incertains. Ainsi, les coûts nets du déploiement d'un réseau de production et de distribution d'hydrogène à bas carbone, qu'il soit bleu ou vert, seront fonction de son utilisation générale dans la société. Si l'hydrogène bas carbone trouve sa place à grande échelle, comme vecteur énergétique ou intrant chimique dans les secteurs de l'industrie et du bâtiment, le déploiement d'une offre d'hydrogène dans les stations-service sera beaucoup plus facile; ce déploiement pourra en effet s'appuyer à la fois sur le savoir-faire et les investissements privés et publics développés pour d'autres secteurs. De son côté, l'installation de caténaires au-dessus des autoroutes exigera vraisemblablement un rôle beaucoup plus proactif de la part des gouvernements, même si les études montrent que des frais d'utilisation raisonnables permettraient de récupérer ces sommes sur la durée (Kayser-Bril *et al.*, 2021).

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

Le choix des vecteurs énergétiques affectera les investissements dans les réseaux électriques. En effet, tant la recharge des batteries que les caténaires exigent une production accrue d'électricité de même qu'un alignement plus fin de la puissance proposée aux besoins du secteur des transports, ce qui augmente le besoin de fiabilité du réseau électrique. Pour sa part, l'hydrogène produit par électrolyse générerait une demande encore plus grande en électricité, pour compenser les importantes pertes qui surviennent lors de la production, du transport et de l'utilisation de ce gaz. Néanmoins, cette solution permet une plus grande flexibilité sur la demande en électricité grâce à la capacité de stockage qu'offre l'hydrogène. Notons, de plus, que l'hydrogène ajoute un élément de résilience en découplant temporellement la production de ce vecteur énergétique de l'état instantané du réseau électrique : ainsi, une coupure électrique régionale ne signifierait pas la paralysie complète du transport sur ce territoire.

Le rôle des gouvernements et des organismes publics dans le déploiement des infrastructures de recharge pour le transport des personnes et des marchandises sur de courtes distances ne doit pas être négligé. Ainsi, la nature du service dans ces segments, plus distribué, avec des batteries plus petites sur les véhicules, est compatible avec une gestion agressive de la demande en électricité et une combinaison d'investissements privés et publics à échelle réduite. Cette compatibilité est conditionnelle, toutefois, à ce que les distributeurs d'électricité rehaussent leur approvisionnement et une partie de leur réseau afin d'assurer que la puissance et l'énergie sont disponibles pour soutenir l'électrification du secteur.

De son côté, la décarbonation du transport de marchandises sur de longues distances exige une planification plus conséquente en raison de la nature fondamentale de ce sous-secteur. En effet, les camions traversent de nombreuses juridictions et doivent pouvoir circuler durant de longues heures et compter sur un approvisionnement énergétique fiable. Pour réduire les coûts et les risques, les infrastructures devront donc être standardisées, planifiées et soutenues par des acteurs capables de travailler de manière régionale, voire continentale.

Les modèles, en projetant des solutions parallèles pour le transport routier de marchandises, montrent bien l'ampleur des incertitudes techniques et économiques qui subsistent – et les limites de la modélisation. Réduire les risques implique que certains acteurs déploient rapidement des projets pilotes à grande échelle pour faire la démonstration des technologies et comparer celles-ci afin de faciliter les choix technologiques. À ces sommes, il faut ajouter les investissements nécessaires pour déployer les véhicules utilisant ces technologies.

À moins de prendre une position de chef de file dans la décarbonation du transport lourd, le Canada risque de se voir imposer les choix technologiques faits par les États voisins au sud de sa frontière. Ce faisant, il risque aussi de ne pas pouvoir profiter de ce changement pour favoriser l'émergence d'entreprises canadiennes capables de se positionner en chef de file du secteur. Sans une vision stratégique, le Canada ne pourra pas identifier suffisamment rapidement les technologies ou les services qui pourraient être développés avec succès au Canada et s'imposer dans le reste du continent ou de la planète.

Notons, en terminant, qu'au-delà de la décarbonation des véhicules, la transition énergétique offre l'occasion de repenser le rôle des modes de transport utilisés pour les marchandises. Si le transport routier a gagné en intérêt, pour des raisons de vitesse et de flexibilité, l'automatisation, qui peut accompagner l'électrification, permet de repenser l'équilibre entre transport routier, maritime et ferroviaire. Ici encore, le Canada gagnerait à développer une approche stratégique pour être en mesure de profiter pleinement de ses diverses infrastructures de transport.

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

3.2.2. Le transport ferroviaire, maritime et aérien

La décarbonation des secteurs maritime et aérien, qui présente encore de nombreux enjeux, demande une coordination internationale importante. Disposant de ressources potentielles importantes en bio-énergies et en énergie électrique à bas-carbone, mais aussi d'une industrie aérospatiale de premier rang, le Canada gagnerait à s'impliquer et à piloter les efforts de décarbonation de ces secteurs.

Même chose du côté du ferroviaire, où les solutions développées et déployées au Canada pourraient être adoptées dans de nombreux pays où ce secteur reste propulsé par les combustibles fossiles.

Les modèles présentent la même diversité dans les vecteurs énergétiques pour le secteur ferroviaire que pour le transport routier de marchandises. À l'horizon 2050, celui-ci est décarboné à part égale grâce à l'électricité et à l'hydrogène, tandis que les secteurs maritime et aérien restent majoritairement dépendants des combustibles fossiles (le gaz naturel liquéfié pour le transport maritime et le kérozène pour l'aviation).

Basé au sol, dominé par quelques acteurs privés, le **secteur ferroviaire** devrait être en mesure de converger vers des solutions régionales ou même continentales qui éviteront la duplication d'infrastructures. Déjà, des consortiums sont au travail pour répartir les projets pilotes et les tests de diverses technologies (Transport Canada, 2023). Si la modélisation souligne les incertitudes en ce qui concerne les avantages comparatifs des diverses technologies, un peu de pression additionnelle apportée par la réglementation devrait permettre d'accélérer les tests et les projets pilotes. En effet, ce secteur ne manque pas de ressources financières pour soutenir une transition qui devrait être économiquement rentable dans la durée. Si les compagnies ferroviaires rechignent déjà à faire les investissements nécessaires au maintien de leurs infrastructures (Latragna, 2023), les profits records des dernières années montrent qu'elles disposent de revenus suffisants pour mener à bien la transition vers la carboneutralité sans dépendre du soutien des contribuables. Cela dit, une contribution gouvernementale permettrait d'arrimer les choix du secteur ferroviaire aux autres infrastructures, facilitant les efforts visant à structurer les meilleures solutions d'ensemble.

Les modélisations technico-économiques présentées dans les PEC montrent l'absence de solutions décarbonées viables pour le **secteur de l'aviation**. Le scénario NZ50 maintient donc le kérozène pour ce secteur en ajoutant, pour compenser, des émissions négatives générées par l'utilisation de la biomasse et l'extraction directe du CO₂ dans l'air. Bien sûr, les modèles n'offrent pas de prédictions; ils permettent plutôt de mieux comprendre l'état de nos connaissances sur les technologies d'aujourd'hui. Les résultats du scénario NZ50 soulignent donc l'importance de soutenir la recherche et le développement pour des vecteurs énergétiques propres appropriés au secteur aérien. L'histoire récente de l'éolien, du solaire et de la voiture électrique montre qu'une politique industrielle efficace couplée à des réglementations prévisibles et ambitieuses peut mener à des transformations d'une ampleur et d'une rapidité surprenantes.

Les PEC suggèrent que le **secteur maritime** se trouve technologiquement quelque part entre le rail et l'aviation. Si des solutions technico-économiques existent pour réduire les émissions de ce secteur, elles impliquent un changement de combustible fossile et le passage du bunker au gaz naturel associé à l'achat d'émissions négatives. L'absence de solutions crédibles, même à long terme, découle en partie du fait que l'industrie maritime s'inscrit à la marge des réglementations. Ainsi, les armateurs choisissent de manière préférentielle les pavillons de complaisance qui leur permettent de réduire leurs coûts au minimum, avec peu d'égards, entre autres, pour l'environnement. Sans une réglementation forte de la part des pays qui accueillent ces navires dans leurs ports, il est très peu probable que cette industrie réalise les investissements nécessaires pour développer des solutions carboneutres à l'horizon 2050.

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

3.2.3. Déploiement

Les infrastructures à développer et à déployer pour décarboner le secteur du transport sont plus importantes et plus diverses que celles qui sont nécessaires pour décarboner le secteur du bâtiment.

D'un côté, cette diversité permet au Canada de se positionner comme chef de file dans diverses niches qui sont encore sous-exploitées. Pour ce faire, le Canada doit agir rapidement, car chaque jour qui passe permet à une industrie ailleurs dans le monde de développer la propriété intellectuelle et le savoir-faire pour combler celles-ci.

De l'autre, elle permet aussi de s'appuyer sur une main-d'œuvre plus large, provenant d'un plus grand nombre de secteurs, ce qui permet d'assurer la décarbonation du pays sans nuire aux autres secteurs économiques.

Les infrastructures à développer pour décarboner le secteur du transport sont plus importantes que celles qui sont nécessaires pour décarboner le secteur du bâtiment. Ces infrastructures exigent des déploiements à des échelles multiples et présentent, pour plusieurs sous-segments du secteur, suffisamment d'incertitudes pour permettre des trajectoires de déploiement parallèles mais potentiellement incompatibles. En raison de la nature du service, une partie des investissements devra être assurée par le secteur privé, mais il est certain qu'un leadership public, incluant financement et réglementation, permettrait de réduire les risques et d'accélérer la transition. Étant donné que plusieurs sous-secteurs sous-tendent des mouvements transfrontaliers, certains choix technologiques devront être faits de manière concertée.

L'exemple du Québec dans le déploiement des bornes de recharge pour les véhicules électriques montre qu'il est possible d'agir de manière efficace et précoce en respectant ces contraintes. En effet, dès 2012, alors que le Québec ne comptait que 600 véhicules électriques, Hydro-Québec a créé le Circuit électrique avec le soutien de quatre partenaires, soit l'Agence métropolitaine de transport, un réseau de quincailleries et deux chaînes de restaurants et de supermarchés. Le Circuit électrique a alors mis à la disposition du public une trentaine

de bornes de niveau 2 installées dans des endroits où les automobilistes peuvent magasiner, manger ou même laisser leur voiture pour prendre le transport en commun pendant que la recharge s'effectue. Hydro-Québec, qui est propriétaire du Circuit électrique, poursuit ses efforts pour offrir un réseau de bornes publiques toujours plus puissantes et accessibles à la grandeur de la province et dans l'est de l'Ontario. Ce réseau fiable contribue de manière significative à rassurer les automobilistes québécois lorsqu'ils passent au tout-électrique. Ils savent qu'ils peuvent toujours compter sur la présence d'une borne de recharge appropriée dans leurs déplacements, tant le long des axes autoroutiers principaux, qu'en ville et en région. Avec une approche pro-active, le Circuit électrique a aussi favorisé l'émergence d'un écosystème de production et de gestion de bornes électriques dont les équipements et les savoir-faire peuvent être exportés.

Quelles que soient les technologies retenues, l'électricité demeure au cœur de la décarbonation et de la modernisation du transport. Elle représente la solution préférable, et de loin, pour le transport personnel, bien sûr, mais aussi pour une partie du transport routier et ferroviaire de marchandises. Que l'énergie soit fournie sur demande, par des caténaires, ou stockée dans le véhicule sous forme chimique (hydrogène) ou dans une batterie, l'électrification du transport améliore le contrôle et les performances des divers services tout en augmentant leur productivité.

Le choix des technologies peut toutefois affecter le réseau électrique. Ainsi, le stockage par batterie et, encore plus, le stockage sous forme de composés chimiques permettent de mieux utiliser les cycles de demande ou de production d'électricité que les caténaires, ce qui réduit d'autant les investissements nécessaires dans le réseau électrique. Le choix des vecteurs influencera également la nature et le montant des investissements, de même que la main-d'œuvre nécessaire. Selon qu'on retienne l'hydrogène, les batteries ou les caténaires, les emplois requis exigeront des compétences différentes. Dans certains cas, il sera possible de faire des transferts directs de main-d'œuvre de l'industrie fossile, par exemple pour l'hydrogène, tandis que d'autres secteurs présentent déjà une forte demande, comme celui de l'électricité.

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

Alors qu'il est possible de changer le système de chauffage d'un bâtiment existant, la décarbonation du transport requiert généralement une conception révisée des appareils de traction, qu'il s'agisse du camion au complet, du tracteur-remorque ou de la locomotive. Selon les technologies, la décarbonation des avions et des navires pourrait aussi imposer une conception adaptée. Cette nécessité ouvre la voie à des gains de productivité additionnels comme on le voit avec la voiture électrique, qui est déjà aujourd'hui moins chère et plus fiable que la voiture à essence². On peut donc s'attendre à ce que le coût net de la mise à niveau des appareils soit nul ou même négatif pour la production de série.

Tout comme pour le secteur de l'automobile, il y a lieu de prévoir des bouleversements qui affecteront les divers écosystèmes associés aux sous-secteurs du transport. On assistera à l'apparition de nouveaux manufacturiers qui proposeront des produits innovants et repensés en profondeur pour compétitionner avec les acteurs établis en s'appuyant sur des bases nouvelles. Ces bouleversements se feront en grande partie à l'aide d'effectifs constants ou réduits, puisque les manufacturiers en profiteront pour adopter les méthodes de fabrication les plus modernes. Pour se placer en position de tête, le Canada devra élaborer des stratégies sectorielles spécifiques, efficaces et intégrées permettant d'attirer des investissements importants afin de développer les produits et créer des infrastructures de production. Comme l'ont compris les gouvernements fédéral et provinciaux avec le secteur des batteries, cette transformation représente une occasion idéale pour le Canada de se positionner pour certains produits cruciaux, grâce à des stratégies d'innovation associées à des approches agressives de développement de marché. Ces stratégies comportent bien sûr des risques, mais ceux-ci peuvent être atténués par la mise en place, en parallèle, de stratégies de création de marché.

² Sans les tarifs douaniers de 100 pour cent sur les voitures chinoises, les automobilistes canadiens pourraient acheter des véhicules électriques disponibles à des prix nettement inférieurs aux véhicules à moteur à combustion interne équivalents.

3.3. Captage et séquestration du CO₂

Tous les modèles indiquent que le Canada devra capter et séquestrer entre 100 et 200 millions de tonnes de CO₂ annuellement afin d'atteindre la carboneutralité.

En s'appuyant sur son industrie pétrolière et autres, le Canada a l'occasion de s'inscrire en chef de file dans ce domaine, qui fait du surplace au niveau mondial.

Les défis sont nombreux, mais le Canada dispose de trois avantages significatifs : une géologie prometteuse, de l'énergie bas-carbone à grande échelle et une industrie pétrolière riche qui devra réduire ses émissions de GES de manière significative si elle veut rester compétitive au niveau mondial.

Il ne manque plus qu'une stratégie réelle et crédible accompagnée d'une réglementation capable de motiver les investisseurs.

Selon les PEC, le captage et la séquestration du CO₂ (CSC) à grande échelle, incluant le biochar, sont essentiels pour nous permettre d'atteindre la carboneutralité. En 2050, les PEC projettent qu'il faudra capter et séquestrer jusqu'à 160 Mt.éq.CO₂ annuellement, ce qui représente 23 pour cent des émissions actuelles du Canada ou 2 fois les émissions totales du Québec pour 2022. Ces quantités sont importantes : elles équivalent, en masse, à la production annuelle de pétrole des sables bitumineux (187 Mm³ ou environ 170 Mt en 2023) (Statistiques Canada, 2024). En 2023, les projets de CSC au Canada n'ont permis de capter qu'environ 1,5 Mt.éq.CO₂ et d'en séquestrer peut-être 1,2 Mt. Pour atteindre les projections des modèles, il faudrait donc multiplier par environ 130 les efforts actuels. En comparaison, la production de pétrole à partir des sables bitumineux a été multipliée par un facteur d'un peu moins de 8 entre 1995 et 2023.

Les modèles identifient trois sources dominantes de carbone pouvant être capté et séquestré : le CO₂ provenant de la combustion et des procédés industriels, le CO₂ extrait directement dans l'air et le carbone emmagasiné dans la biomasse. Si chacune de ces sources demande des infrastructures de captage différentes, les technologies de captage de même que les infrastructures de transport et de séquestration peuvent être partagées, au moins pour les deux premiers cas.

3.3.1 Des modélisations qui mettent en lumière les technologies manquantes

Il faut le rappeler, ces projections ne sont pas des prédictions. L'importance du CSC dans les modèles souligne les inconnues, nombreuses, dans les technologies bas carbone concernant particulièrement l'industrie lourde, le transport et l'agriculture. Or, de nombreuses pistes de solution visant à éliminer les émissions à la source sont présentement en cours de développement, telle cette usine pilote de l'entreprise Stegra en Suède qui produira de l'acier à très faibles émissions en s'appuyant sur l'hydrogène vert et l'électricité décarbonée. Si les coûts de ces technologies sont trop élevés pour qu'elles soient retenues par les modèles d'optimisation technico-économique, des avancées significatives dans le domaine des électrolyseurs, par exemple, ou la création de nouveaux marchés pour les produits verts pourraient toutefois rapidement changer la donne.

Cependant, même avec ces percées, il ne fait aucun doute que le CSC devra être déployé à grande échelle, partout sur la planète, pour atteindre la carboneutralité (Taylor *et al.*, 2025). Au Canada seulement, on peut donc évaluer qu'il faudra séquestrer annuellement plusieurs dizaines de millions de tonnes de CO₂ dans le meilleur des cas pour atteindre et maintenir la carboneutralité.

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

3.3.2. Trois défis pour le CSC

La création d'une telle infrastructure à l'échelle nationale demande de relever au moins trois importants défis qui sont (i) augmenter significativement le taux de captage du CO₂; (ii) réduire les coûts énergétiques associés au captage et à la séquestration; et (iii) valider les ressources et les techniques de séquestration.

Les taux de captage. Si, sur papier, les technologies de CSC permettraient de capter jusqu'à 95 % de émissions de CO₂ concentrées liées à la combustion de combustibles fossiles ou à des procédés chimiques, la réalité montre qu'il reste encore beaucoup de travail à faire pour atteindre ces niveaux dans des installations industrielles.

Aujourd'hui, les exemples de captage technologique à grande échelle et avec un taux de captage important sont peu nombreux, mais ils permettent déjà de noter des avancées significatives. Ainsi, quelques installations de CSC sont déjà implantées au Canada. Parmi celles-ci, deux projets pilotes ont été déployés depuis plusieurs années — les projets Boundary Dam et Quest—, et d'autres sont plus récents, comme la raffinerie de NWR Sturgeon et la centrale thermique au gaz naturel Glacier. Une comparaison des deux générations de projets montre le progrès réalisé, ainsi que les efforts qu'il reste à faire dans le domaine. Toutes ces installations captent du CO₂ à forte concentration produit par des procédés industriels ou lors de la combustion. On ne parle donc pas ici d'extraction directe du CO₂ contenu dans l'air.

Selon SaksPower, le projet Boundary Dam, qui devait capter jusqu'à 1 million de tonnes de CO₂ par année (1 000 kt de CO₂/an), avec un taux de captage de 90 %, avait atteint 730 kt/an en 2021 (SaksPower, 2021), ce qui signifie que seulement 66 % du CO₂ produit est capté. De son côté, le projet Quest de la compagnie Shell rapportait, pour 2023, avoir séquestré un total de 770 kt de CO₂, avec un taux de captage net d'environ 75 % (Limited, 2024).

Les nouvelles infrastructures montrent des taux de captage similaires ou plus élevés. Ainsi, selon NWR (2022), la raffinerie NWR Sturgeon capte environ 1 400 kt de CO₂ annuellement, ce qui représente 70 % de ses émissions totales, grâce à un procédé qui lui permet de produire de l'hydrogène et du CO₂ très pur à partir des résidus de pétrole. En revanche, la centrale Glacier capterait environ 47 kt de CO₂ par an avec un taux de récupération de CO₂ de plus de 90 % et un captage net de 89 % des émissions (Advantage Energy Ltd., 2022; Entropy, 2022).

Dans plusieurs de ces projets, le CO₂ capté est réinjecté dans des puits de pétrole pour faciliter la récupération de celui-ci, ce qui réduit le bénéfice environnemental réel de ces projets. Cette utilisation permet toutefois de financer une partie du développement et de la recherche, ce qui contribue à réduire les coûts et les risques associés à cette technologie. Ces projets nous permettent aussi de mieux identifier les avancées et les défis qu'il faut encore relever pour que la technologie du CSC puisse être déployée à grande échelle.

Cependant, cette alliance réduit l'importance accordée à l'efficacité globale de la réduction nette des émissions de CO₂. Pour beaucoup de ces infrastructures, l'intérêt consiste d'abord à récolter suffisamment de CO₂ pour les opérations d'extraction de pétrole, et pas nécessaire à maximiser le taux de captage global. Ainsi, même si plus de 90 pour cent du CO₂ produit à la combustion ou à la transformation sont recueillis, les chiffres montrent que, dans bien des cas, des fuites se produisent le long du parcours allant de l'extraction à l'utilisation de combustibles fossiles. Ces fuites font que la réduction nette des émissions totales par le CSC est beaucoup moindre, souvent entre 50 et 70 pour cent, ce qui n'est pas compatible avec une société carboneutre. Même à la cheminée, les 10 pour cent de CO₂ qui s'échappent devront être captés par des activités d'extraction directe dans l'air pour atteindre la carboneutralité, ce qui augmente les coûts réels de ces installations dans une société carboneutre (Langlois-Bertrand *et al.*, 2021).

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

La dépense énergétique. Le deuxième enjeu est lié au coût énergétique du captage et de la séquestration du CO₂. Tout d'abord, l'énergie nécessaire pour réaliser le captage augmente lorsque la concentration de CO₂ diminue. Il y a donc un intérêt à capter le maximum de gaz à effet de serre à la source plutôt que de réparer les dégâts en recourant à l'extraction directe dans l'air, et ce, d'autant plus que les technologies aujourd'hui sont encore très loin des limites théoriques. Par exemple, les derniers chiffres fournis par Entropy pour son projet Glacier suggèrent que les technologies de pointe utilisées limitent la demande en énergie à environ 2 GJ (560 kWh)/tonne de CO₂ capté à la cheminée, à une concentration de 5 %, pour un coût net de 32 \$/tonne (Entropy, 2022). Si la consommation d'énergie se compare avantageusement aux autres installations, elle est presque cinq fois supérieure au minimum théorique de 120 kWh nécessaire à l'extraction directe d'une tonne de CO₂ à partir l'air, à une concentration de 420 ppm. Le captage de 100 millions de tonnes de CO₂ à des concentrations de plus de 5 % demanderait donc 56 TWh annuellement pour un coût d'environ 3,2 milliards \$.

En ajoutant la compression et la séquestration, et en tenant compte du fait qu'une partie importante de ce captage sera effectuée à des concentrations plus proches de 0,04 %, on peut donc estimer la demande énergétique pour le CSC à quelques centaines de TWh annuellement, ce qui augmente d'autant le coût du captage. Même à 250 TWh et 20 G\$ par année, ces coûts ne seraient que légèrement inférieurs aux investissements combinés pour la mise à niveau du réseau électrique au Québec et en Ontario, tout en représentant environ un pour cent du PIB canadien.

Où enfouir ce carbone ? La séquestration de ces grandes quantités de CO₂ représente également un défi géologique majeur. Le Canada dispose d'importants réservoirs potentiels, dans de grands bassins sédimentaires et des aquifères salins situés dans ces derniers. Théoriquement, ces réservoirs pourraient entreposer plus de 100 milliards de tonnes de CO₂, particulièrement dans l'Ouest du pays (Ressources naturelles Canada, 2023). Toutefois, ces études ne sont pas encore basées sur des tests à l'échelle qui permettraient de mieux cerner les contraintes réelles du stockage géologique à long terme du CO₂. Il y a donc un besoin important de valider ces chiffres et l'efficacité réelle du stockage du CO₂ tout en évaluant les risques associés à ces opérations.

3. AMPLEUR ATTENDUE DES TRANSFORMATIONS

3.3.3. Le biochar

Les modélisations des PEC prévoient que le biochar pourra jouer un rôle important dans le captage et la séquestration du CO₂. Cette technologie transforme par pyrolyse les résidus de la biomasse en un produit très concentré en formes de carbone peu réactif. Relativement poreux, ce matériau peut donc servir à stocker du carbone à long terme tout en stabilisant et augmentant la qualité des sols. Même si, ici, le captage de CO₂ se fait de manière naturelle, le transport des résidus et certains processus de pyrolyse sont coûteux sur le plan énergétique (Campion *et al.* 2023). Il est donc important, dans ce domaine aussi, de soutenir le déploiement de ces solutions à grande échelle pour faciliter l'apprentissage et réduire les coûts.

3.3.4. Déploiement

Les multiples formes de CSC permettent d'envisager la création de nouvelles filières industrielles. Celles-ci vont de la production à grande échelle des composés chimiques nécessaires pour fixer les GES et assurer la transformation de la biomasse au stockage géologique, en passant par la construction des installations de captage sur des sites industriels et d'extraction directe dans l'air, ce qui comprend la compression et le transport du CO₂. Pour assurer leur compatibilité avec la carboneutralité, ces industries devront s'appuyer sur de l'énergie propre, principalement l'électricité, ce qui requiert des investissements supplémentaires par rapport à ceux mentionnés précédemment pour la production et le transport de l'électricité vers les sites d'intérêt.

Au Canada, la structuration de cette industrie est limitée aujourd'hui par le manque de certitude sur le prix du carbone et sur la façon dont le financement d'infrastructures indépendantes pourrait être assuré. Les progrès technologiques des dernières années montrent clairement qu'il faut adopter une approche large soutenant l'innovation. Ainsi, le biochar, absent des modèles il y a trois ans seulement, apparaît aujourd'hui comme une filière très prometteuse, bien que plusieurs aspects de celle-ci doivent encore être validés scientifiquement. Pour de nombreuses industries fortement émettrices de GES, notamment celles du béton, de l'acier et de l'aluminium, la question aujourd'hui est de savoir s'il vaut mieux viser directement des solutions à zéro carbone ou investir dans le CSC. Dans d'autres secteurs, comme l'industrie forestière et même pétrolière, le CSC représente une occasion intéressante de diversifier les usages et les revenus.

Grâce à ses ressources en biomasse, sa géologie facilitant le stockage et ses compétences industrielles, le Canada dispose de conditions particulièrement intéressantes pour se positionner comme un chef de file dans le domaine du CSC. Pour consolider son rôle, il doit à la fois soutenir le déploiement d'infrastructures de CSC à grande échelle et contribuer activement à faire émerger le marché compensatoire qui est maintenant inscrit dans l'Accord de Paris. Pour ce faire, il peut s'appuyer sur la structure de l'industrie offerte par le secteur pétrolier et gazier tout en élargissant rapidement l'application de ces technologies à d'autres secteurs fortement émetteurs.

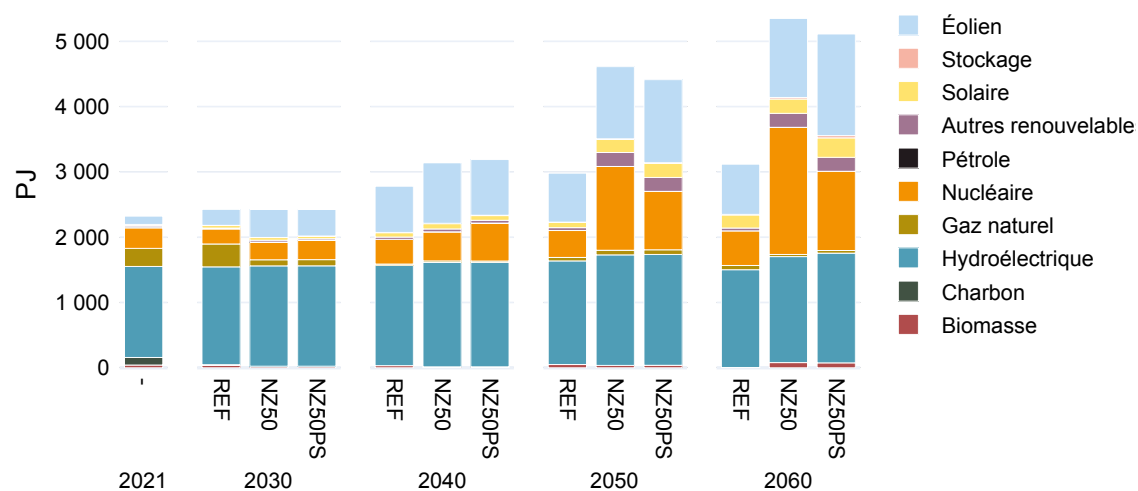
4. Production énergétique

Comme on l'a vu en analysant la transformation du service énergétique dans les différents secteurs, les PEC montrent que l'atteinte de la carboneutralité passe par une augmentation massive du recours à l'électricité. Le scénario d'atteinte de la carboneutralité en 2050 indique que, avec une structure industrielle qui demeure constante, la production d'électricité, qui était de 2 317 PJ (ou 650 TWh) en 2021, devrait augmenter de 5 % entre 2021 et 2030 et doubler dans les 20 années suivantes pour atteindre 4 612 PJ (1 281 TWh).

Selon les projections des PEC, la production d'hydroélectricité passera de 1 400 à 1 700 PJ (470 TWh), ce qui représente une augmentation d'environ 20 % (voir Figure 3). Ces projections suggèrent que, en plus de l'hydroélectricité, le Canada ajoutera surtout de la production nucléaire, quadruplant la contribution de celle-ci qui passera de 310 à 1 280 PJ (360 TWh). Il augmentera également la production éolienne, celle-ci passant de 130 PJ aujourd'hui à 1 100 PJ (310 TWh) en 2050. En revanche, le solaire n'atteindrait qu'environ 5 % du total, avec 202 PJ (56 TWh).

Il faut prendre le temps d'analyser ces chiffres pour bien comprendre ce qu'ils reflètent. Dans cette section, nous considérons quelques aspects, soit l'importance de la demande prévue et la valeur relative des diverses sources d'électricité ainsi que leur évolution potentielle d'ici 2050. Nous continuerons notre analyse en examinant les stratégies de déploiement, de manière générale et dans leur opérationnalisation.

Figure 3 – Évolution de la production totale d'électricité selon les scénarios discutés précédemment.



Source : Langlois-Bertrand et al. 2024

4. PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE

4.1. La sous-estimation de la demande

La plupart des modèles sous-estiment la hausse de la demande en électricité au cours des prochaines décennies, une hausse poussée par l'électrification du chauffage et des transports, mais aussi par les nouveaux secteurs économiques liées à une économie numérique en pleine explosion. Une chose est certaine : le Canada aura besoin de beaucoup d'énergie propre au cours des prochaines décennies. Il faut commencer à construire dès maintenant.

Si ces projections sont en accord avec les autres modèles de décarbonation pour le Canada et les pays développés en général, deux biais systématiques inhérents à ces exercices de modélisation suggèrent que les besoins en électricité seront beaucoup plus élevés que ce qui est projeté par les modèles. Ces deux biais sont l'approche conservatrice dans le développement de nouveaux secteurs et l'optimisation forte de l'utilisation de l'énergie.

Le premier vient du fait que pour éviter de multiplier les hypothèses, les auteurs imposent une croissance économique à tissu industriel constant. Les modèles n'incluent donc pas les secteurs émergents, tels que l'intelligence artificielle ou la production en serres, dont la forte croissance pourrait faire augmenter de manière notable la demande en électricité au cours des prochaines années. À titre d'exemple, la ministre québécoise de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie a sur son bureau des projets industriels représentant une demande de plus de 13 GW (Gerbet, 2024), ce qui représente 100 TWh d'énergie, avec une demande à 75 % du temps. Faute d'électricité disponible, la ministre ne peut aujourd'hui les accepter; ces projets n'apparaissent donc pas dans les données qui servent de base aux exercices de modélisation.

La sous-estimation de la demande résulte également de l'approche d'optimisation qui est utilisée dans le modèle. À toutes les étapes, le modèle choisit systématiquement la technologie la moins coûteuse sur le cycle de vie de l'appareil, ce qui revient généralement à choisir la technologie la plus efficace énergétiquement. Or, l'expérience montre que les équipements ne sont pas toujours choisis ni utilisés de manière optimale et la demande énergétique réelle est systématiquement supérieure à ce qui est projeté par les modèles prospectifs.

La sous-estimation de la demande permet, par exemple, de comprendre les différentes prévisions formulées pour le Québec. Ainsi, bien que l'électricité représente déjà 40 pour cent de la consommation énergétique interne du Québec, soit deux fois la moyenne nationale, Hydro-Québec prévoit qu'il faudra potentiellement doubler la production d'électricité d'ici 2050 (Hydro-Québec, 2024b), alors que les PEC projettent plutôt une augmentation de seulement 32 % par rapport à 2021 pour le réseau du Québec.

4.2. Comprendre la valeur des diverses sources d'électricité

Alors qu'on vise la décarbonation complète de la production d'électricité, on ne peut se contenter d'ajouter des sources intermittentes; il faut aussi déployer des infrastructures bas-carbone qui permettent d'aligner la production d'énergie avec la demande. À l'exception des grands réservoirs hydro-électriques, aucune province n'a encore de stratégie à ce sujet. Or, les variations importantes de la demande en électricité sur une annuelle font que des solutions purement nucléaires, solaire ou éoliennes seront soit trop coûteuses, soit incapable de répondre aux besoins.

Le Canada doit, dès maintenant, explorer des solutions de stockage à grande échelle, qu'il soit chimique, physique ou géologique, afin de réduire les investissements nécessaires en infrastructures tout en offrant la sécurité d'approvisionnement essentielle à une société moderne.

La modélisation des technologies de production d'électricité s'appuie sur les coûts de construction et d'opération des diverses technologies, mais également sur l'adéquation entre la production et la demande. Pour bien comprendre les résultats des divers exercices de prospectives, il est donc essentiel de lier les projections de déploiements des diverses technologies à une analyse des particularités de chacune de celles-ci. En effet, dans un monde où l'électricité joue un rôle toujours croissant, l'intérêt des divers modes de production d'électricité dépend de facteurs qui vont bien au-delà du coût moyen au kWh et qui incluent la flexibilité, l'adéquation avec la demande et la résilience. Or, comme on le voit dans cette section, les avancées technologiques ont le potentiel de transformer ces évaluations au cours des prochaines années.

Les centrales thermiques au gaz naturel et les turbines hydrauliques en tête d'un bassin de rétention important offrent une réponse flexible et instantanée, ou presque, à la demande, ce qui leur donne une grande valeur stratégique dans la production d'électricité. De leur côté, les centrales nucléaires offrent peu de flexibilité, car elles produisent à capacité constante, mais de manière totalement prévisible. D'autres ouvrages, comme les centrales hydrauliques au fil de l'eau, fournissent une base de production d'électricité, mais ne permettent pas d'ajustement pour répondre à des pointes de demande. Finalement, les sources photovoltaïques et éoliennes sont dites « intermittentes » et produisent lorsqu'il fait soleil ou qu'il vente, sans qu'il soit possible de contrôler l'adéquation entre la production et la demande.

Pour ces deux dernières familles de technologies de production d'électricité, maximiser la capacité de réponse à la demande nécessite une surcapacité de production qui augmente le coût net de l'électricité. Ainsi, construire une centrale nucléaire pour répondre à 100 heures de demande de pointe annuelle a pour incidence qu'on vende l'électricité le reste du temps à des prix bien inférieurs à son coût de production. C'est la même chose pour les sources d'énergie intermittentes dont la production, décalée par rapport à la demande, doit alors être perdue ou vendue à perte, sans garantir qu'une production accrue permette l'adéquation entre production et demande.

Cette situation est bien comprise par les acteurs du secteur. Pour eux, il est clair que, avec ces sources d'énergie, les solutions favorisant une meilleure adéquation entre production et demande passent obligatoirement par le stockage d'énergie à grande échelle ou l'intégration additionnelle de sources flexibles. Certaines technologies de stockage sont bien maîtrisées, telles que le pompage hydraulique qui consiste à utiliser les surplus d'électricité pour pomper de l'eau dans des réservoirs situés en hauteur et turbiner celle-ci lorsqu'on a besoin d'un apport supplémentaire en électricité. En revanche, d'autres technologies de stockage sont en développement ou limitées à des usages particuliers. C'est notamment le cas des batteries lithium-ion dont l'usage est largement limité à du stockage pour quelques heures ou quelques jours au maximum. Quant aux sources flexibles, la capacité de construire de grands réservoirs hydrauliques est limitée pour des questions environnementales, alors que le coût des centrales au gaz naturel ou au charbon augmente rapidement lorsqu'on impose le captage et la séquestration du carbone.

Toutefois, les technologies évoluent rapidement. Aujourd'hui par exemple, on considère l'hydrogène comme un vecteur énergétique intéressant. Produit par reformage du méthane ou électrolyse, il pourrait être entreposé sur de longues périodes pour être soit brûlé soit utilisé dans des piles à combustible. D'autres solutions sont basées sur des technologies de batteries métal-air reposant sur des mécanismes d'oxydation et de réduction de métaux communs, tels que le fer (Form Energy). Ces solutions sont également testées à grande échelle avec, pour avantage, d'être 5 à 10 fois moins coûteuses que les batteries lithium-ion, offrant un prix aussi bas que 20 \$/kWh (Agatje, 2023).

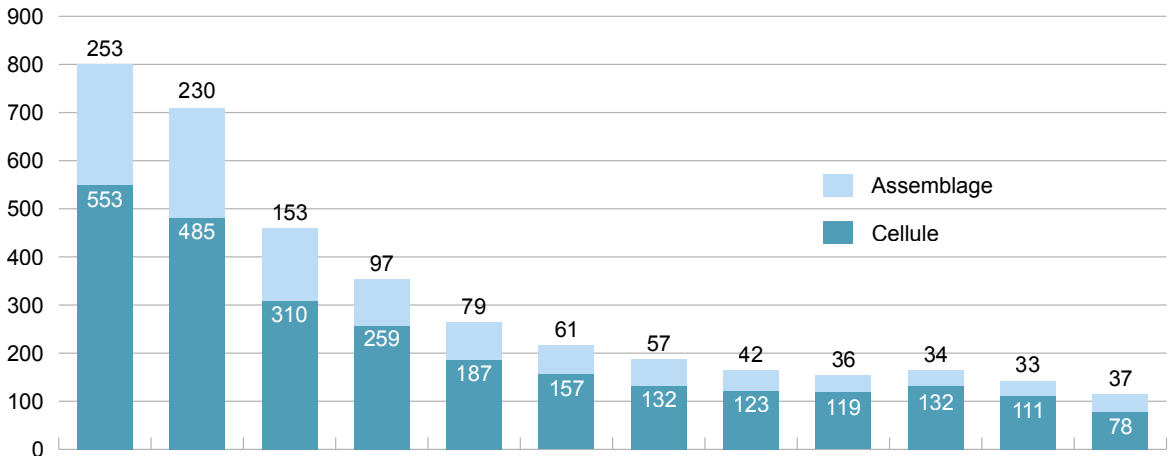
4. PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE

L'émergence de solutions permettant un stockage énergétique peu cher et à grande échelle peut transformer l'équilibre stratégique et opérationnel des différentes technologies de production d'électricité, en réduisant notamment les barrières que représentent l'intermittence et la demande hivernale.

Parmi toutes les nouvelles sources d'approvisionnement, les productions photovoltaïque et éolienne sur la terre ferme sont celles qui offrent l'électricité la moins chère, et de loin (voir figure 5). Or, si l'éolien est retenu par le modèle NATEM utilisé par les PEC et par les autres modèles canadiens, ce n'est pas le cas du solaire. Cette préférence s'explique par les besoins en électricité qui sont beaucoup plus élevés l'hiver que l'été dans un climat froid, même avec des thermopompes, lorsque le chauffage est électrifié. Avec moins d'heures d'ensoleillement l'hiver, la production photovoltaïque est incapable de répondre directement aux pointes de demandes hivernales le matin ou le soir, ce qui réduit sa pertinence. En revanche, la production éolienne est en meilleure synchronie avec la demande canadienne : en effet, il vente davantage pendant l'hiver et le refroidissement est directement corrélé à la présence de vent et à une plus grande densité de l'air.

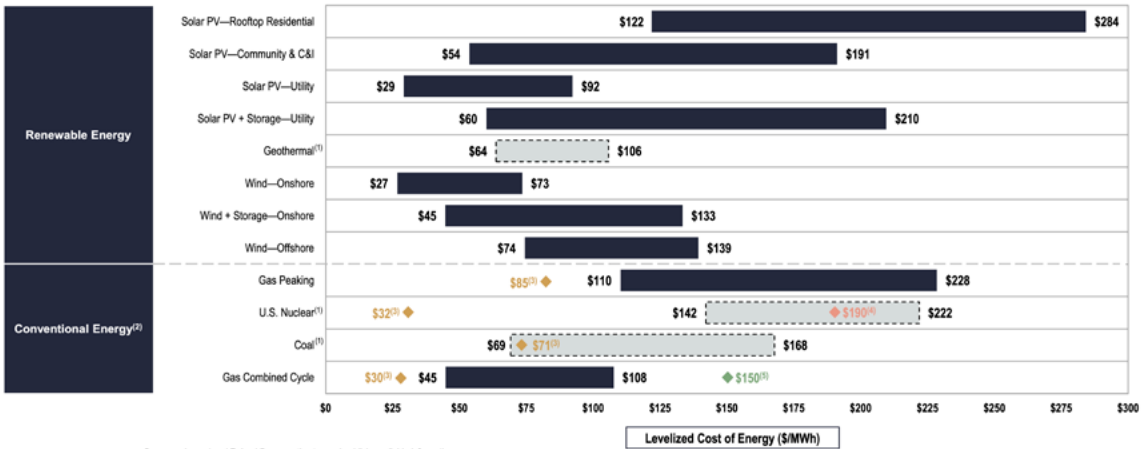
Des solutions de stockage de masse peu chères et performantes pourraient donc apporter un complément idéal aux sources intermittentes. Elles favoriseraient un meilleur équilibre entre l'éolien et le solaire qui se ferait aux dépens de l'énergie nucléaire et des centrales thermiques à combustibles fossiles avec CSC. En effet, les infrastructures de production intermittente sont modulaires, ce qui permet un déploiement plus rapide et plus adapté à la demande. Cet avantage, qui se marque surtout par rapport au nucléaire et à la grande hydroélectricité, assure un ajustement plus précis entre la production et la demande.

Figure 4 – Évolution du prix des batteries au lithium en dollars américains (2024).



Source: BloombergNEF 2024

Figure 5 – Coût actualisé de l'énergie pour diverses productions. En orange : les coûts de production une fois les coûts d'infrastructure amortis.



Source : Lazard 2024

4.3. Comment planifier les investissements ?

Pour répondre à l'augmentation prévue de la demande, les producteurs et les distributeurs d'électricité devront effectuer des investissements importants. Puisque le temps nécessaire au déploiement de ces infrastructures lourdes dépasse souvent la décennie, il est essentiel de commencer à construire en amont de la demande, en suivant le modèle retenu entre les années 1960 et 1980. En ce qui concerne la distribution, les investissements à faire peuvent sembler classiques. Il s'agira de rehausser les capacités du réseau à toutes les échelles pour être en mesure de faire face à l'augmentation de la demande chez chaque client et répondre aux besoins d'amélioration de la résilience du service. Cela s'impose par le fait que l'électricité deviendra un élément essentiel pour tous les aspects de la sécurité civile, notamment le chauffage, les communications et le transport. Toutefois, l'ajout de capacité de gestion intelligente et bidirectionnelle demande une conception modulable capable de s'adapter aux transformations à venir. Or, tant les distributeurs que les régulateurs à travers le pays montrent des degrés d'ouverture et de préparation très divers en ce qui concerne ces enjeux (Edom, Langlois-Bertrand et Mousseau, 2022).

En ce qui concerne la production, les pistes à suivre sont moins incertaines alors que les progrès technologiques des dernières années transforment l'évaluation comparative des diverses sources d'énergie (voir figure 5). En effet, si plusieurs économistes ont longtemps maintenu que seuls des prix élevés sur le carbone pouvaient justifier l'abandon des combustibles fossiles, la réalité du terrain montre qu'ils ont eu tort. En effet, l'électricité de source renouvelable est aujourd'hui moins chère à produire que celle qui s'appuie sur les énergies fossiles. En outre, les sources renouvelables offrent une qualité bien supérieure, puisqu'elles livrent directement du travail, sous forme d'électricité, plutôt que de la chaleur. Plus encore, alors que les technologies basées sur les combustibles fossiles sont matures et présentent peu de voie d'amélioration, celles qui s'appuient sur l'électricité montrent encore des courbes d'apprentissage intéressantes. Miser sur les énergies fossiles aujourd'hui représente donc un risque important qui grandit rapidement avec la vitesse des retours sur investissement. Cette course est aussi largement perdue pour l'industrie nucléaire, dont l'unique avantage, aujourd'hui, réside dans la fiabilité de sa production, alors que son coût va toujours croissant et s'avère souvent incertain. Si on peut s'attendre à ce que la production nucléaire maintienne sa part de marché au Canada, grâce surtout à l'Ontario, il semble peu probable qu'elle l'augmente de manière notable.

L'évolution des technologies exige que l'on accorde un grand soin à la planification de la production d'électricité pour les 25 prochaines années. Le déploiement de parcs éoliens présente peu de risques, puisque les coûts restent compétitifs et que la production est davantage en adéquation avec la demande au Canada. L'intermittence de cette source énergétique impose toutefois que les divers producteurs planifient en parallèle des solutions d'équilibrage à faible taux de carbone. Celles-ci incluent à la fois une augmentation des lignes de transport interrégionales qui permettent de lisser la production et la demande, ainsi que l'implantation de solutions de stockage énergétique à grande échelle, incluant des solutions sur plusieurs semaines ou même plusieurs mois. Ici encore, les stratégies choisies à travers le Canada sont diverses et se trouvent à des niveaux fort variés de préparation.

Le Québec, par exemple, peut compter sur ses immenses réservoirs hydrauliques, en favorisant l'augmentation de la puissance des turbines et des centrales, afin d'augmenter la puissance totale disponible des centrales hydroélectriques avec réservoir. Cela lui permet de bénéficier du stockage pluriannuel que lui assurent ses immenses réservoirs.

L'Ontario, de son côté, a aussi choisi le stockage hydraulique, avec deux projets à réserve pompée qui pourraient générer 1 400 MW, et divers projets de stockage par batterie qui fourniraient l'équivalent, soit environ 1 600 MW³. Dans les deux cas, on parle de stockage pour des utilisations de courte durée, soit souvent deux heures pour les batteries et une demi-journée pour le stockage pompé. L'Ontario est donc encore loin de posséder une planification lui permettant de faire face aux variations de demande inter-saisonnières et aux pointes de demande liées au chauffage lors des grands froids hivernaux.

Dans les autres provinces, les systèmes existants ou en projet sont encore plus petits et soulignent le manque de préparation de celles-ci face à une accélération marquée de l'électrification de l'économie.

³ <https://www.jdsupra.com/legalnews/plan-de-l-ontario-pour-un-avenir-8730360>

4. PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE

4.4 L'opérationnalisation

Deux stratégies s'offrent au Canada pour relever le défi de l'électrification. La première stratégie consiste à multiplier les projets et les technologies, pour permettre aux acteurs canadiens de participer à leur développement et, potentiellement, devenir un fournisseur de ces technologies pour le reste de la planète. En suivant le modèle établi pour les autres technologies renouvelables, la deuxième stratégie consiste à attendre que les technologies gagnantes émergent et à se positionner comme un simple preneur des nouvelles technologies, ce qui réduit les risques mais aussi les retombées potentielles.

Quoiqu'il en soit, il est probablement préférable d'éviter de réduire les choix en déterminant trop rapidement les technologies retenues jusqu'à 2050, comme semble vouloir le faire l'Ontario qui mise fortement sur la filière nucléaire pour l'essentiel de la transition énergétique. Une approche stratégique s'assurerait que les projets permettent de répondre aux besoins prévus une dizaine d'années à l'avance, pas plus.

5. Peut-on se payer la transition énergétique ?

De nombreuses études analysent le coût de la transition sous divers angles : évolution du coût de l'électricité et du coût du bouquet énergétique ou comparaison du prix des technologies à faible carbone par rapport à celles basées sur les combustibles fossiles, taille des investissements, prix du carbone, etc. (Langlois-Bertrand et al., 2021; Dion et Harland, 2023; Conseil consultatif canadien de l'électricité, 2024; Haig, 2024).

Dans cette section, nous considérons deux façons d'aborder le problème en nous basant sur des analyses tirées des PEC ainsi que sur des projections d'investissements spécifiques dans le secteur de l'électricité.

5.1. Coûts de la mise à niveau du système électrique

Qu'on extrapole les coûts projetés ou qu'on s'appuie sur des plans d'investissements plus concrets de sociétés de services publiques, les constats sont les mêmes : l'électrification massive de nos services permettra de réduire les coûts totaux des services énergétiques.

Par contre, tous ne bénéficieront pas des mêmes économies et certains citoyens, particulièrement ceux qui utilisent peu de combustibles fossiles aujourd'hui, risquent de faire les frais de la transition énergétique.

Au-delà des économies de système, il faudra donc repenser les mécanismes tarifaires afin d'assurer une certaine équité dans la transition énergétique, un défi qui ne relève pas du génie, mais du politique.

Tableau 3 – Coûts annuels d'investissement pour l'électrification et dépenses en combustibles fossiles selon différents scénarios des PEC 2021

		REF	CP30	CN60	CN50	CN45
Coûts d'investissement pour l'électrification (milliards de \$)	2016 à 2030	4,0	8,0	6,1	9,8	13,5
	2030 à 2050	4,8	7,2	37,6	47,7	46,0
	2050 à 2060	-4,8	1,1	41,6	14,7	14,4
Évolution des dépenses en combustibles fossiles (milliards de \$)	2030 à 2050	10,3	4,9	-3,1	-13,5	-17,1
	2050 à 2060	29,2	20,6	-54,3	-75,5	-74,4
	2060 et au-delà	43,3	34,3	-77,7	-76,8	-73,6

Source : Baggio, Joannis et Stringer, 2021

Le chapitre 14 de la deuxième édition des Perspectives énergétiques canadiennes de l'IET évalue les investissements qui sont nécessaires en matière de production et de transport d'électricité pour répondre à l'augmentation de la demande projetée à l'horizon 2050. Selon les PEC, ces investissements représenteraient environ 1 100 milliards de dollars, soit environ 48 G\$/an entre 2030 et 2050 (Baggio, Joannis et Stringer, 2021). Si ce montant peut paraître remarquablement élevé, il doit être comparé au coût des énergies fossiles économisées par une électrification massive. Ainsi, l'analyse montre qu'une fois le système déployé, à compter de 2050, les économies en pétrole et en gaz d'environ 75 G\$/an seraient plus que suffisantes pour compenser le capital et intérêt sur ces nouvelles infrastructures, contribuant à faire baisser le coût net des dépenses énergétiques canadiennes moyennes.

5. PEUT-ON SE PAYER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ?

Cette estimation correspond étroitement aux prévisions d'investissement d'Hydro-Québec pour la période 2023-2035. Ce plan décrit une première phase d'expansion et de renforcement du réseau qui concorde avec les objectifs du gouvernement Legault et l'atteinte de la carboneutralité en 2050, une exigence imposée par le gouvernement fédéral en respect de l'Accord de Paris. Pour ce faire, Hydro-Québec annonce qu'elle investira jusqu'à 185 milliards \$, triplant et même quadruplant les investissements annuels des dernières années. Ces investissements majeurs permettront d'augmenter la fiabilité et la qualité du service, mais aussi la production d'électricité. Avec ces investissements, Hydro-Québec prévoit ajouter environ 7 GW de puissance et 50 TWh d'énergie, en plus de réduire, grâce à des mesures d'efficacité énergétique, la demande de 10 TWh et la puissance de pointe de 1,7 GW (Hydro-Québec, 2023).

Plus précisément, les investissements annoncés pour les 10 prochaines années représentent entre trois et quatre fois les dépenses annuelles d'Hydro-Québec au cours des dernières années. Ces dépenses passeront ainsi d'environ 5 G\$/an à 15 G\$/an. En soustrayant les investissements historiques destinés au simple maintien du réseau, soit 60 G\$ sur 12 ans, les investissements additionnels prévus d'ici 2035 représentent donc environ 125 G\$.

En reprenant l'approche de Baggio et de ses collaborateurs (Tableau 3), il est possible de comparer ces investissements aux sommes économisées par l'achat d'autres sources d'énergie. En effet, à l'horizon 2035, la grande majorité du parc automobile du Québec devra être électrifiée. En 2023, le Québec a acheté pour 9,2 milliards de litres d'essence (Whitmore et Pineau, 2025). Ce combustible peut être remplacé, à service équivalent (taille de véhicule et kilométrage) par 21 TWh d'électricité (Laviolette *et al.*, 2025) et en ajoutant une puissance maximale d'environ 3 GW. En excluant les taxes, cet achat correspond à une dépense énergétique d'environ 10,1 milliards \$, ce qui représente 48 ¢/kWh, pour le même service. Une électrification du parc automobile générerait donc des économies en achat d'essence suffisantes pour payer l'entièreté des intérêts et de la dette des investissements additionnels d'Hydro-Québec, tout en dégageant presque 30 TWh de surplus électrique à coût nul.

Bien que le Québec dans son ensemble sorte gagnant de l'électrification accrue de la société, ces bénéfices ne seront pas nécessairement répartis équitablement. Aucun parti politique sur la scène québécoise, par exemple, ne propose d'adopter un tarif différencié pour la recharge des véhicules afin de mieux répartir les coûts et les gains.

En résumé, tant l'analyse des plans d'investissements d'Hydro-Québec pour répondre aux objectifs de décarbonation de la province que les analyses pancanadiennes publiées par divers organismes arrivent au même constat. Elles montrent que, malgré une hausse réelle des tarifs d'électricité causée par les investissements importants dans le secteur, les investissements annoncés ne mènent pas à une explosion du coût du portefeuille énergétique des Canadiens, mais bien à des économies de système. Sans un effort spécifique de la part des gouvernements, néanmoins, ces économies ne seront pas redistribuées de manière équitable chez tous les consommateurs d'électricité (Martin *et al.* 2024).

5.2. Prix marginal du carbone

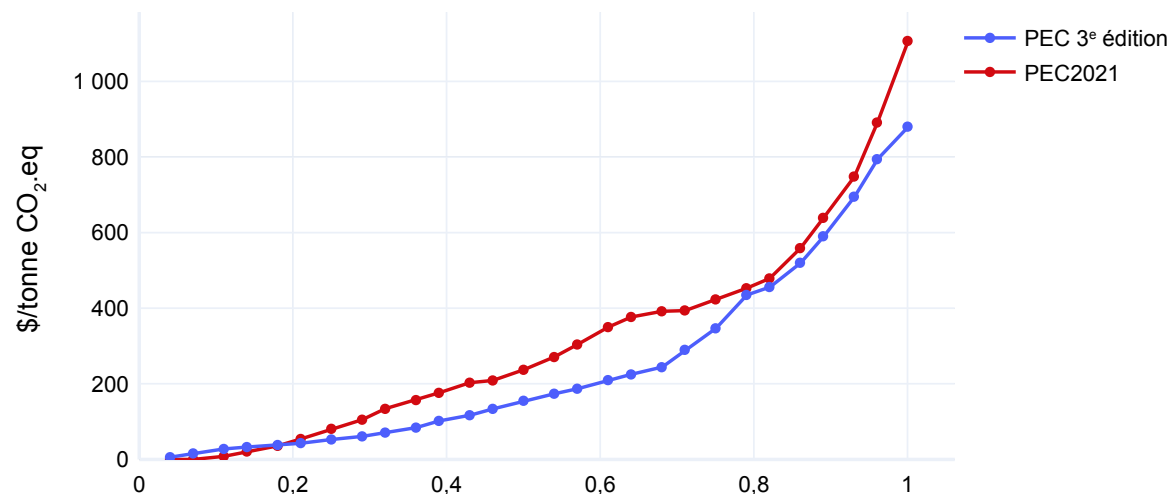
L'approche économique traditionnelle maintient que ce n'est qu'en augmentant le prix du carbone que le Canada pourra se décarboner. Or, les modélisations des dernières années montrent que les coûts de la décarbonation chutent continuellement dans de nombreux secteurs (mais pas tous).

Il est donc possible de déployer des stratégies sectorielles qui permettent de cibler l'outil le plus approprié (réglementation, coût de la pollution, soutien au développement technologique) pour chaque service et secteur.

Ces analyses nous permettent d'apporter un éclairage différent et plutôt optimiste sur l'évolution du coût marginal du carbone tiré des modélisations d'ESMIA Consultants utilisées dans les PEC. La figure 6 montre qu'entre 2021 et 2024, le prix marginal pour réduire les émissions de GES de 70 % à l'horizon 2050 par rapport à aujourd'hui a chuté de près de la moitié (de 400 \$ à un peu plus de 200 \$/t.éq.CO₂). En revanche, on observe que, passé 80% de réduction, les deux courbes se superposent presque parfaitement à l'exception du point final qui est défini par le coût estimé des solutions de dernier recours, lesquelles présentent une grande incertitude.

Ces résultats montrent une réduction marquée dans l'estimation du prix des technologies à bas carbone à l'horizon 2050 entre les projections de 2021 et celles de 2024. Cela signifie que les prix projetés en 2021 étaient surestimés par rapport à l'évolution réelle du marché. Ainsi, le prix de plusieurs technologies bas carbone a chuté suffisamment ces dernières années pour qu'elles soient aujourd'hui moins chères que leurs équivalents basés sur les combustibles fossiles, et ce, même sans inclure une tarification sur le carbone. Comme on l'a vu, c'est déjà le cas pour la production d'électricité et les véhicules électriques de promenade (lorsqu'on inclut la production chinoise).

Figure 6 – Évolution du prix marginal pour éliminer une tonne équivalente de CO₂ en 2050.



Source : Langlois-Bertrand et al. 2024

Ces avancées se poursuivent à travers les secteurs à des rythmes inégaux, bien sûr, ce qui explique qu'éliminer les derniers 20 % d'émissions de GES coûte encore aussi cher dans les projections de 2024 que dans celles de 2021. Ces émissions proviennent essentiellement des procédés industriels, de l'agriculture et de certains modes de transport —maritime et aérien— pour lesquels les alternatives restent limitées ou très coûteuses. Pour arriver à la carboneutralité, le modèle doit donc compenser ces émissions avec des technologies de captage et séquestration du CO₂. Puisque celles-ci s'ajoutent aux infrastructures traditionnelles, plutôt que de les remplacer, le coût total de la carboneutralité ne peut qu'être supérieur à celui du système actuel, qui n'a pas à inclure le coût réel de la pollution au carbone.

5.3. Coûts de système vs coûts pour les individus

Les modèles montrent donc que l'innovation suscitée par la transition énergétique a permis de réduire rapidement le coût de plusieurs technologies à bas carbone liées à la production ou à la consommation d'électricité. Ces réductions peuvent continuer avec des stratégies de déploiement efficaces visant à maintenir la pression sur les prix pour les consommateurs individuels et commerciaux, qu'il s'agisse de véhicules électriques, de thermopompes ou d'autres appareils. Ainsi, en s'appuyant sur ces avancées technologiques et en structurant mieux les chaînes d'approvisionnement, de distribution et de service, les solutions décarbonées pourraient avoir un coût négatif par rapport aux technologies actuelles, et ce, tant en ce qui concerne la production que les services énergétiques.

Il reste les secteurs pour lesquels ces approches ne fonctionnent pas et qui devront assumer l'essentiel du coût de la transition, puisque des procédés de captage et séquestration du CO₂ devront être ajoutés aux infrastructures de production actuelles. Ceci étant, comme on l'a vu, le projet de la raffinerie NWR Sturgeon en Alberta suggère qu'il est possible de capter et séquestrer le carbone à des prix extrêmement faibles — un peu plus de 30 \$/t.éq.CO₂— dans des contextes industriels. Cette approche, une fois maîtrisée, pourrait donc être compétitive pour plusieurs secteurs fortement émetteurs.

Bien que l'impact de ces dépenses en décarbonation soit largement positif au niveau systémique, il est certain que les gains et les pertes découlant de la transition énergétique ne seront pas distribués également. Pour les gouvernements, l'objectif ne devrait donc pas être de compenser les coûts de la transition mais plutôt de s'assurer que les gains soient équitablement partagés. Ceci demande des analyses et des programmes stratégiques qui font défaut aujourd'hui. Or, sans équité, on risque de voir les oppositions se lever, malgré l'avantage net global de la transition, ce qui constituerait une perte pour l'ensemble de la société.

6. Est-il possible de respecter le calendrier de réalisation ?

Il suffit de revoir la liste des infrastructures construites au Canada entre 1960 et 1980, où celles déployées par la Chine entre 2000 et 2020, pour conclure que le Canada a les moyens et les capacités de mener à bien la transition vers la carboneutralité en 2050.

Pour ce faire, le Canada doit s'attaquer aux barrières qui ralentissent les investissements aujourd'hui et font exploser les coûts bien au-delà de ce qu'on observe en Europe par exemple. En plus de libérer du capital, une telle révision aurait des retombées immédiates à travers l'économie canadienne.

Selon McKinsey (Dussud *et al.*, 2023), il s'est investi entre 350 et 400 milliards \$ en infrastructures au Canada en 2021. Bien qu'importante, cette somme ne représente que les deux tiers des investissements nécessaires pour répondre à l'ensemble des besoins des Canadiens liés à la croissance démographique, au développement économique ainsi qu'au maintien et au renouvellement des infrastructures, auxquels il faut ajouter la croissance industrielle et la nécessaire adaptation aux changements climatiques. Par rapport à ces chiffres, que représentent les efforts destinés à soutenir la transition vers la carboneutralité ?

En prenant pour référence le plan d'Hydro-Québec, la mise à niveau du réseau électrique canadien, de la production à la distribution, exigerait un investissement d'environ 45 milliards \$ de plus par année que ce qui est consenti aujourd'hui. Il s'agit d'un investissement similaire à celui évalué par Baggio et ses collaborateurs (Baggio, Joanis et Stringer, 2021) et qui représente environ 10 % des investissements actuels réalisés au Canada. Dans le même plan, Hydro-Québec prévoit qu'elle aura besoin d'environ 35 000 travailleurs de la construction pour déployer ses infrastructures, soit 11 % des travailleurs de ce domaine au Québec; cette proportion serait vraisemblablement similaire dans la majorité des provinces.

Le remplacement des technologies utilisant les combustibles fossiles par des technologies électriques requiert de la formation de personnel et une certaine réallocation des ressources humaines. On peut toutefois s'attendre à ce que, au total, la demande en personnel technique n'augmente pas de manière importante. Ainsi, les voitures électriques demandent beaucoup moins d'entretien que les voitures à essence, alors que les thermopompes peuvent nécessiter un peu plus d'entretien qu'une fournaise au gaz naturel tout en offrant l'avantage de la climatisation. Or, le Canada compte beaucoup plus de mécaniciens automobiles que de spécialistes de la climatisation. Ainsi, le Québec compte 35 000 mécaniciens alors qu'il n'y a que 5 000 techniciens en chauffage dans la province⁴. Une reconversion d'un tiers des mécaniciens automobiles permettrait donc de tripler le nombre de techniciens en chauffage.

Comme on peut le constater, tant les investissements que la quantité de personnel technique nécessaire pour mener à bien la transition énergétique sont importants. Cependant, ils représentent des fractions suffisamment faibles pour ne pas mettre à mal le reste de l'économie à condition, toutefois, de déployer les soutiens nécessaires au redéploiement des ressources humaines dans le respect des aspirations de chacun.

⁴ Québec 2025; Métiers Québec 2025.

7. Conclusions

Divers exercices de modélisation technico-économique, tels que les *Perspectives énergétiques canadiennes* de l'IET, ont permis d'étudier différents scénarios de décarbonation. Ces scénarios semblent imposer des transformations structurelles extrêmement rapides à l'économie canadienne. Toutefois, une évaluation des défis à relever dans divers secteurs de consommation et de production énergétique montre qu'un rythme soutenu est possible à la fois structurellement et financièrement pour les secteurs dont les technologies de décarbonation sont déjà bien identifiées. Parmi ceux-ci figurent les bâtiments, une partie du transport, le captage et la séquestration du CO₂ (CSC) et la production d'électricité. Mieux encore, le coût des technologies carboneutres (excluant le CSC) chute rapidement, ce qui signifie que cette transformation peut déjà se faire à coût total nul ou même avec bénéfices par rapport à une mise à jour des technologies basées sur les énergies fossiles.

Ces bénéfices ne sont toutefois pas encore visibles pour les secteurs, et l'on devrait consentir des efforts particuliers au développement de solutions carboneutres compétitives pour le transport de marchandises, ainsi que les secteurs du transport aérien et maritime.

Pour rester compétitif, le Canada a intérêt à déployer des stratégies qui permettront aux citoyens et aux entreprises d'ici d'accéder aux technologies existantes à des prix similaires à ce que l'on observe à l'étranger. Le Canada aurait aussi intérêt à identifier des technologies soutenant la carboneutralité lui permettant aussi de développer une propriété intellectuelle valable. C'est le cas des technologies de CSC, incluant le biochar, et de certaines technologies à bas carbone dans des secteurs niches liés à l'aéronautique et au transport lourd. Le reste du monde progresse vite, néanmoins, et il est donc crucial pour le Canada de ne plus tarder.

Quoi que le Canada décide, les progrès remarquables observés au cours des dernières années dans le développement et le déploiement des technologies à bas carbone soulignent l'accord beaucoup plus grand que prévu entre productivité et décarbonation. Il restera à voir jusqu'où le Canada voudra en profiter.

8. Références

- Advantage Energy Ltd. 2022. "Entropy Inc. Provides Operational Update on Glacier CCS Project." Communiqué. <https://www.news-wire.ca/news-releases/entropy-inc-provides-operational-update-on-glacier-ccs-project-854756477.html>
- Agatie, Cristian. 2023. "Iron-Air Batteries 10 Times Cheaper Than Li-Ion Will Start Mass Production in 2024." AutoEvolution, January. <https://www.autoevolution.com/news/iron-air-batteries-10-times-cheaper-than-li-ion-will-start-mass-production-in-2024-208539.html>
- Baggio, Guillaume, Marcelin Joanis et Thomas Stringer. 2021. "Évaluation des coûts de la transition énergétique par l'électrification." In Perspectives Énergétiques Canadiennes 2021 – Horizon 2060, Institut de l'énergie Trottier et Pôle e3c, 189–200. Montréal (Québec).
- BloombergNEF. 2024. "Lithium-Ion Batteries Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-hour." <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>
- Campion, Luca, Madina Bekchanova, Robert Malina, and Tom Kuppens. 2023. "The Costs and Benefits of Biochar Production and Use: A Systematic Review." Journal of Cleaner Production 408 (July):137138. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137138>
- Conseil consultatif canadien de l'électricité. 2024. "L'avenir électrique du Canada: Un plan pour réussir la transition." <https://ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/l-avenir-electrique-canada-plan-reussir-transition>
- Dion, Jason et Kate Harland. 2023. "Électricité propre, énergie abordable." Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/reports/electricite/>
- Dussud, Matthieu, Éric Gaudet, Piotr Pikul et Raman Sharma. 2023. "Investir dans l'avenir du Canada : bien faire les choses en matière de dépenses d'investissement." McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/capabilities/operations/our-insights/investing-in-canadas-future-how-to-get-capital-spending-right/fr-CA>
- Edom, Eloïse, Simon Langlois-Bertrand et Normand Mousseau. 2022. "Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada/ A Strategic Perspective on Electricity in Central and Eastern Canada." Montréal: Institut de l'énergie Trottier. <https://iet.polymtl.ca/fr/publications/livre-blanc/perspective-strategique-electricite-centre-est-canada>
- Edom, Éloïse et Normand Mousseau. 2025. "Gestion de la pointe." Montréal (Québec): Institut de l'énergie Trottier – Polytechnique Montréal.
- Entropy. 2022. "Entropy: Commercial Carbon Capture and Storage, Today." <https://www.carbonexpocanada.com/media/9933/entropy-presentation.pdf>
- Form Energy. "Multi-Day Storage: The Pathway to a Reliable, Clean and Secure Grid." <https://formenergy.com/technology/battery-technology/>
- Gerbet, Thomas. 2024. "Les 12 travaux de Christine Fréchette et d'Hydro-Québec." Radio-Canada Info, 10 septembre. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2103096/projet-loi-69-defis-christine-frechette-hydro-quebec>
- Haig, Steven. 2024. "Powering the Clean Energy Transition." International Institute for Sustainable Development. <https://www.iisd.org/system/files/2024-11/powering-clean-energy-transition-canada.pdf>
- Hydro-Québec. 2023. "Vers un Québec décarboné et prospère: Plan d'action 2035." Montréal (Québec): Hydro-Québec. <https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/plan-action-2035.pdf>
- . 2024a. "Historique de la demande d'électricité au Québec." <https://donnees.hydroquebec.com/explore/dataset/historique-demande-electricite-quebec/information/?flg=fr-fr>
- . 2024b. "Évolution du réseau de transport principal." <https://www.hydroquebec.com/projets/renforcement735kv/>
- Kayser-Bril, Clara, Ramata Ba, Johanne Whitmore et Ashok Kinjarapu. 2021. "Decarbonization of Long-Haul Trucking in Eastern Canada." Ottawa: CPCS Canada/Chaire de gestion du secteur de l'énergie (HEC Montréal). <https://energie.hec.ca/canada-ehighway/>

8. RÉFÉRENCES

Langlois-Bertrand, Simon. 2025. "Décarbonation du transport hors-route." Montréal (Québec): Institut de l'énergie Trottier – Polytechnique Montréal.

Langlois-Bertrand, Simon, Normand Mousseau, Kathleen Vaillancourt et Mathilde Bourque. 2024. "Trajectoires pour un Canada carboneutre – Horizon 2060." Direction : Simon Langlois-Bertrand, Normand Mousseau, and Louis Beaumier. Montréal (Québec): Institut de l'énergie Trottier. <https://iet.polymtl.ca/fr/publications/rapport/les-trajectoires-vers-un-canada-carboneutre>

Langlois-Bertrand, Simon, Kathleen Vaillancourt, Louis Beaumier, Marie Pied, Olivier Bahn et Normand Mousseau. 2021. "Perspectives énergétiques canadiennes 2021 – Horizon 2060, avec la contribution de Baggio, G., Joanis, M., Stringer, T. Institut de l'énergie Trottier et Pôle e3c." <https://iet.polymtl.ca/fr/perspectives-energetiques/page/perspectives-2021>

Latragna, Jackie. 2023. "Shortcomings of the US Rail Infrastructure: US Rail Infrastructure Presents Challenges for Domestic Supply Chain." ITS Logistics. <https://www.its4logistics.com/blog/shortcomings-of-the-us-rail-infrastructure>

Lavictoire, Frédéric, Simon Brassard, Philippe Amaury, Martin Trépanier et Normand Mousseau. 2025. "Impact of the Car Fleet Evolution on Electricity Demand in Québec." (Soumis).

Martin, N., Bowie, D., Fakhoury, R., Kabbara, M. 2024. Household Energy Affordability in a Net-Zero Future. Transition Accelerator.

Lazard. 2024. "Levelized Cost of Energy+." <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>

Métiers Québec. 2025. Mécaniciens d'automobile : portrait de l'industrie. https://www.metiers-quebec.org/motorises/mecanicien_auto.htm#:~:text=plus%20de%2035%20000%20m%C3%A9caniciens,865%20peintres%20d%C3%A9brosseurs%20et%20carrossiers

North West Redwater Partnership (NWR). 2022. "Mission Matters: Our Approach to Sustainable Energy Production." Alberta, Canada. https://nwrsturgeonrefinery.com/assets/uploads/2024/02/NWRP_MISSIONMATTERSREPORT_FINAL.pdf

Pedroli, Florian et Normand Mousseau. 2022. "Enjeux, Leviers Et Freins de La décarbonation Des bâtiments Commerciaux Et Institutionnels Au Québec." Rapports de l'Accélérateur de transition, Vol. 4 #1. <https://iet.polymtl.ca/fr/publications/rapport/decarbonation-batiments-quebec>

Québec. 2025. Mécaniciens / mécaniciennes en chauffage, réfrigération et climatisation. Gouvernement du Québec. <https://www.quebec.ca/emploi/informer-metier-profession/explorer-metiers-professions/72402-mecaniciens-mecaniciennes-en-chauffage-refrigeration-et-climatisation>

Ressources naturelles Canada. 2023. "Saisir l'occasion : Stratégie de Gestion Du Carbone Pour Le Canada." <https://ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/gestion-carbone/strategie-gestion-carbone-canada>

---. 2025. Base de données nationale sur la consommation d'énergie. https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/donnees_f/bases_de_donnees.cfm

SaskPower. 2021. "SaskPower CCS Facility Achieves 4 Million Tonnes of CO₂ Captured." <https://www.saskpower.com/about-us/media-information/news-releases/2021/saskpower-ccs-facility-achieves-4-million-tonnes-of-co2-captured>

Shell Canada Limité. 2024. "Quest Carbon Capture and Storage Project (ID#7306-8118) (Reporting Period: January 1 to December 31, 2023)." https://alberta.csaregistries.ca/GHGR_Listing/AEOR_ListingDetail.aspx?ProjectId=215

Statistiques Canada. 2024. "La Production de pétrole Brut Atteint Des Sommets Surtout En Raison Des Sables Bitumineux : Pétrole Brut — Bilan de l'année 2023." <https://www.statcan.gc.ca/o1/fr/plus/5781-la-production-de-petrole-brut-atteint-des-sommets-surtout-en-raison-des-sables-bitumineux>

Stegra. "Green Platforms." Accessed February 25, 2025. <https://stegra.com/green-platforms>

8. RÉFÉRENCES

Transport Canada. 2023. "Transport Canada and Railway Association of Canada Join Forces to Further Reduce Emissions in Canada's Rail Transportation Sector." <https://www.canada.ca/en/transport-canada/news/2023/12/transport-canada-and-railway-association-of-canada-join-forces-to-further-reduce-emissions-in-canadas-rail-transportation-sector.html>

Taylor, Washington, Brad Marston, Robert Rosner et Jonathan Wurtele. 2025. "Atmospheric Carbon Dioxide Removal: A Physical Science Perspective." *PRX Energy* 4 (1): 017001. <https://journals.aps.org/prxenergy/abstract/10.1103/PRXEnergy.4.017001>

Union Européenne. "Règles de l'UE Relatives Au Transport Routier." Accessed February 27, 2025. https://europa.eu/youreurope/citizens/work/work-abroad/rules-working-road-transport/index_fr.htm#in-line-nav-4

Whitmore, Johanne et Pierre-Olivier Pineau. 2024. "L'état de l'énergie Au Québec 2024." Montréal (Québec): Chaire de gestion de l'énergie, HEC Montréal. https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/03/EEQ2024_WEB.pdf