

Perspectives énergétiques canadiennes

L'état de l'énergie et des émissions de GES au Canada

3^e édition



Analyse et rédaction

- Simon Langlois-Bertrand, Ph. D.
- Normand Mousseau, Ph. D.

Révision

- Louis Beaumier, M. A. Sc.
- Laure-Anne Douchamps, Ph. D.

Traduction et révision linguistique

- Sabine Monnin

Conception visuelle

- Norman Terrault
- Agence IMPAKT Scientifik Inc.

Graphisme et mise en page

- Norman Terrault
- Dominic Rivest (graphiques et programmation)

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier la Fondation familiale Trottier pour le soutien financier ayant permis la réalisation de ce rapport, ainsi que son appui à diverses initiatives antérieures liées à l'énergie et aux changements climatiques, dont certaines ont directement inspiré le présent travail.

Note aux lecteurs

Ce rapport n'engage que la responsabilité des auteurs. Toutes les précautions raisonnables ont été prises pour vérifier la fiabilité du matériel dans cette publication. Ni les auteurs, ni aucune personne agissant en leur nom ne peuvent être tenus pour responsable de l'utilisation qui découlerait de ces informations.

Référence à citer

Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N. 2024. L'état de l'énergie et des émissions de GES au Canada. Dans Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Beaumier, L. (Dir.), Perspectives énergétiques canadiennes 3^e édition, Institut de l'énergie Trottier – Polytechnique Montréal [En ligne] <http://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/> (page consultée le jour/mois/année).

ISBN : 978-2-924597-20-0

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

Créé en 2013, grâce à un don généreux de la Fondation familiale Trottier, l'IET a pour but d'aider à former une nouvelle génération d'ingénieurs et de scientifiques qui comprennent les enjeux énergétiques, de soutenir la recherche de solutions durables pour aider à accomplir la transition qui s'impose et de contribuer à la diffusion des connaissances et aux débats sur les questions énergétiques. Basé à Polytechnique Montréal, l'IET rassemble des professeurs-chercheurs de HEC, de Polytechnique et de l'Université de Montréal. Cette diversité d'expertises permet la formation d'équipes de travail transdisciplinaires, condition essentielle à la compréhension systémique des enjeux énergétiques dans le contexte de lutte aux changements climatiques.

Table des matières

1. Introduction	01	3. La consommation d'énergie au Canada	23
1.1 Les événements récents dans le secteur de l'énergie au Canada	03	3.1 L'approvisionnement et la consommation d'énergie	25
1.1.1 L'électricité	03	3.1.1 L'industrie	27
1.1.2 Les infrastructures pétrolières et gazières	04	3.1.2 Les transports	29
1.1.3 L'hydrogène	05	3.1.3 Les bâtiments	31
1.1.4 Les impacts des événements météorologiques extrêmes	06	3.1.4 L'agriculture	33
1.1.5 L'évolution de la situation sur le plan électoral et politique	06	3.2 Les variations entre les provinces	33
1.2 Aperçu de ce rapport	08	3.3 La productivité énergétique	35
1.3 Références	08	3.4 Les points à retenir	37
2. La production, la transformation et le commerce de l'énergie	09	3.5 Références	38
2.1 Les caractéristiques générales	11	4. L'énergie et l'économie au Canada	39
2.1.1 Le système énergétique en bref	11	4.1 Le PIB, les exportations et l'emploi	41
2.1.2 Les ressources nationales	12	4.2 La recherche, le développement et la démonstration (R-D-D)	43
2.1.3 Un bouquet de sources d'électricité à faibles émissions	12	4.3 La vulnérabilité aux transitions dans le secteur de l'énergie	44
2.1.4 La faiblesse du commerce interprovincial	12	4.3.1 Les dépenses énergétiques et la pauvreté énergétique	44
2.2 La production de combustibles fossiles	13	4.3.2 L'emploi et le développement économique au niveau régional	45
2.3 L'uranium	14	4.4 Les points à retenir	46
2.4 Les produits pétroliers	14	4.5 Références	47
2.5 La production d'électricité	15	5. Les émissions de GES et la politique climatique	48
2.6 La biomasse	17	5.1 Les émissions de GES au Canada	50
2.7 L'hydrogène	17	5.1.1 Les variations entre les provinces	53
2.8 Le commerce de l'énergie	17	5.2 La situation du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone (CUSC) au Canada	55
2.9 Les variations entre les provinces	19	5.3 Politiques climatiques fédérales	56
2.10 Les points à retenir	21	5.3.1 La tarification du carbone	57
2.11 Références	22	5.3.2 L'élimination graduelle du charbon	58

5.3.3 Le secteur des transports : taxes, mesures incitatives et règlements	58
5.3.4 La croissance verte/proprie	59
5.3.5 L'exemplarité	59
5.3.6 Le méthane	59
5.3.7 La mise en œuvre	59
5.3.8 Les politiques à venir	61
5.4 Les politiques des provinces qui émettent le plus de GES	62
5.4.1 La Colombie-Britannique	62
5.4.2 L'Alberta	63
5.4.3 La Saskatchewan	64
5.4.4 L'Ontario	65
5.4.5 Le Québec	66
5.5 Un aperçu des politiques dans les autres provinces et les territoires	67
5.5.1 Le Manitoba	67
5.5.2 Le Nouveau-Brunswick	67
5.5.3 La Nouvelle-Écosse	68
5.5.4 L'Île-du-Prince-Édouard	68
5.5.5 Terre-Neuve-et-Labrador	69
5.5.6 Les territoires	69
5.6 Les points à retenir	70
5.7 Références	71
6. Conclusion	72
6.1 Références	77

Liste des figures

Figure 2.1 – L’approvisionnement, la transformation et la consommation d’énergie au Canada	11
Figure 2.2 – Le prix mensuel du pétrole (2014-2023)	13
Figure 2.3 – La production d’électricité par source (services publics et industrie)	15
Figure 2.4 – La capacité installée de cogénération au Canada	16
Figure 2.5 – Les exportations d’énergie	18
Figure 2.6 – Les importations d’énergie	18
Figure 2.7 – La production d’électricité des provinces, par source (2021)	20
Figure 3.1 – L’approvisionnement énergétique total du pays, 2001-2021	26
Figure 3.2 – Approvisionnement net en énergie (primaire et secondaire) par secteur	27
Figure 3.3 – La consommation d’énergie dans l’industrie, par secteur (2000, 2010 et 2020)	28
Figure 3.4 – La consommation d’énergie dans le secteur des transports, par source (2020)	29
Figure 3.5 – Consommation d’énergie dans le sous-secteur commercial et institutionnel par utilisation finale (2000, 2010 et 2020)	31
Figure 3.6 – Les degrés-jours de chauffage et les émissions de GES des bâtiments au Canada	31
Figure 3.7 – La consommation d’énergie dans le secteur résidentiel, par utilisation finale (2000, 2010 et 2020)	32
Figure 3.8 – La consommation totale d’énergie finale, par province et par secteur (2020)	33
Figure 3.9 – La consommation totale d’énergie finale par habitant, par province et par secteur (2020)	34
Figure 3.10 – La consommation d’énergie et l’intensité énergétique des membres de l’OCDE (2021)	35
Figure 3.11 – La productivité énergétique du Canada, par sous-secteur industriel, parmi les pays de l’OCDE (2020)	36
Figure 4.1 – Les dépenses publiques fédérales et provinciales/territoriales pour la R-D-D dans le domaine de l’énergie	43
Figure 5.1 – Les émissions de GES au Canada, par secteur	50
Figure 5.2 – Les émissions de GES au Canada, par gaz (2021)	52
Figure 5.3 – Les émissions de GES par province	53
Figure 5.4 – L’évolution des émissions de GES par habitant au Canada	53
Figure 5.5 – Les émissions par habitant en dehors du secteur pétrolier et gazier, par province et par source (2021)	54

Liste des tableaux

Tableau 2.1 – L'énergie au Canada : classement mondial des réserves/capacités, de la production et des exportations (2021)	12
Tableau 2.2 – La production de combustibles fossiles (PJ)	13
Tableau 2.3 – La capacité de raffinage, par installation et par province (2023)	14
Tableau 2.4 – La production et le commerce des biocarburants au Canada (2021)	17
Tableau 2.5 – La production de pétrole brut, par province (PJ)	19
Tableau 2.6 – La production de gaz naturel, par province (PJ)	19
Tableau 2.7 – L'électricité, les transferts interprovinciaux et le commerce avec les États-Unis (2021)	20
Tableau 3.1 – La demande de services de transport	30
Tableau 4.1 – Les données relatives à l'énergie (2022)	41
Tableau 4.2 – Les emplois directs et les contributions au PIB du secteur de l'énergie	42
Tableau 4.3 – Les dépenses totales de R-D-D dans le domaine de l'énergie pas domaine technologique (en millions de dollars)	43
Tableau 4.4 – Taux de pauvreté énergétique, par quintile de revenu et zone géographique	45
Tableau 5.1 – Les principaux objectifs et mesures incitatives des politiques fédérales	56
Tableau 5.2 – Le système de tarification du carbone, par province ou territoire	60



1

Introduction

Ce premier rapport des Perspectives énergétiques canadiennes 3^e édition se propose de donner un aperçu des principales tendances en matière de consommation et de production d'énergie au Canada. Il indique également la manière dont ces tendances s'inscrivent dans une évaluation plus large de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) au pays. Ainsi, les cinq chapitres suivant cette introduction se concentreront sur les caractéristiques fondamentales de l'état du système énergétique et des sources de GES au Canada en 2023.

Les services énergétiques sont étroitement liés à la qualité et au niveau de vie, au transport des personnes et des marchandises, ainsi qu'au chauffage et à la climatisation des bâtiments. En bref, ces services permettent d'assurer le fonctionnement de la société dans son ensemble. Toutefois, le fait que l'énergie joue un rôle important dans le réchauffement climatique a entraîné la nécessité d'établir différents objectifs aux niveaux international, national, provincial et communautaire dans le but d'entreprendre une profonde transformation du système énergétique mondial. Tout cela vaut également pour le Canada, un pays où le lien entre la fourniture des services énergétiques et la crise climatique revêt une importance primordiale. En effet, 81 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) produites au Canada sont directement liées à la production, au transport et à la consommation d'énergie. En outre, la plupart des autres sources d'émissions de GES au Canada peuvent aussi être associées à l'utilisation d'énergie, qu'il s'agisse de la production agricole utilisant des engrais à base de combustibles fossiles ou des transformations chimiques rendues possibles grâce à l'utilisation de l'énergie dans les processus industriels.

Il s'en suit la nécessité d'avoir une bonne compréhension de l'état actuel du système énergétique canadien pour les deux principales raisons suivantes. D'abord, cela va nous permettre de mieux saisir et évaluer la façon dont les politiques récentes ainsi que les changements sociaux et technologiques affectent notre réalité sur le plan énergétique en tant que société. Ensuite, cette connaissance nous donnera la possibilité de mesurer et analyser plus efficacement les implications des différentes voies menant à la carboneutralité. Ces dernières sont élaborées à partir des travaux de modélisation qui sont présentés dans le deuxième rapport de ces Perspectives. Une présentation approfondie des données récentes nous permettra d'établir un point de départ concret, basé sur des informations factuelles, avant de lancer le débat.

Pour bien comprendre les implications de la transition énergétique qui se produira dans les prochaines décennies, il est primordial d'analyser la manière dont les trajectoires menant à la carboneutralité contrastent avec les tendances actuelles, mais aussi de montrer l'ampleur des efforts qui seront nécessaires pour réaliser les transformations prévues. Il est également essentiel de présenter clairement l'état actuel du système énergétique canadien, afin de mettre en évidence sa taille, sa profondeur et l'intégration étroite de ses différentes sources d'énergie avec l'économie canadienne par l'entremise de la production, du transport et de l'utilisation de l'énergie. Certains des choix qui sont envisagés par les Canadiens sont susceptibles de pouvoir contribuer à améliorer

leur qualité de vie dans le cadre de la transition énergétique, ce qui fait qu'il sera impossible de ne pas tenir compte de ces caractéristiques du système énergétique.

Le but visé par le présent rapport est de proposer une réponse à ces besoins et, à cette fin, il poursuit les trois principaux objectifs suivants :

1. Fournir un aperçu détaillé des tendances du passé ainsi que de la structure actuelle de la production, de la transformation et de la consommation d'énergie dans le pays, et préciser les sources et les tendances concernant les émissions de gaz à effet de serre;
2. Identifier les domaines dans lesquels les données recueillies nous indiquent que d'importantes transformations en matière de décarbonation sont déjà en cours, bien que le débat public sur le sujet soit encore limité;
3. Proposer un examen approfondi des variations que l'on peut observer au sein de ces tendances et analyser ce qui caractérise la situation actuelle en matière d'énergie et de GES. Dans ce contexte, il est particulièrement important de garder à l'esprit les variations qui existent au niveau provincial, en tenant compte des points suivants :
 - a. La configuration du système énergétique et l'importance relative des différentes sources d'émissions de GES peuvent varier considérablement d'une province à l'autre. Cette configuration permet d'expliquer une partie des variations observées dans le cadre des efforts politiques visant à réduire les émissions de GES. Ces variations reposent également sur les différences que l'on rencontre dans la structure de l'économie des provinces et territoires, la taille et la répartition de leurs populations entre les régions rurales et urbaines, ainsi que les préférences les plus marquantes dans leurs populations et leurs classes politiques.
 - b. En outre, ces différences se rencontrent au sein d'une fédération dans laquelle une part importante des compétences en matière d'énergie relève de la juridiction des provinces. Si cette situation présente des entraves à la mise en œuvre d'initiatives nationales visant à coordonner les efforts de réduction des émissions et à transformer l'économie, elle souligne également le fait que certaines transformations pourraient bénéficier d'une réflexion qui va au-delà des frontières provinciales pour s'inscrire dans une perspective régionale ou nationale. Cela pourrait permettre de réduire les coûts de transition et répartir ceux-ci de manière plus efficace.

1.1 Les événements récents dans le secteur de l'énergie au Canada

Avant de présenter une description détaillée de l'état actuel du système énergétique au Canada et de son profil d'émission de GES, nous allons passer en revue les événements récents survenus en rapport avec les questions énergétiques ainsi que les mesures qui ont été prises pour réduire les GES. Après le retrait progressif de la quasi-totalité des restrictions de santé publique liées à la pandémie de COVID-19, il devient maintenant possible d'évaluer de plus en plus clairement l'ampleur de l'impact qu'aura eu la pandémie sur les émissions de GES et le secteur de l'énergie au Canada.

En parallèle à cette situation, la guerre en Ukraine qui a éclaté au début de l'année 2022 a provoqué d'importantes perturbations sur les marchés de l'énergie dans le monde entier. On a vu les prix mondiaux du pétrole grimper à plus de 100 dollars le baril dans les mois qui ont suivi le début de la guerre, une première depuis près d'une décennie. La situation s'est avérée encore plus difficile concernant les prix du gaz naturel en Europe (et, par extension, pour les prix de l'électricité), où les importations de gaz russe constituent une part importante du bouquet énergétique de nombreux pays, notamment l'Allemagne et le Royaume-Uni. Bien que les échanges transatlantiques de gaz naturel soient nettement moindres que ceux de pétrole, les prix du gaz en Amérique du Nord ne sont pas complètement demeurés à l'abri de ces fluctuations. Si ces événements ont entraîné un accroissement des investissements dans les énergies renouvelables en Europe, ils ont également suscité un vif intérêt en Amérique du Nord pour l'accélération de la construction de nouvelles installations d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) dans le but d'approvisionner les marchés mondiaux. Cela a eu pour conséquence de rendre plus uniformes les prix du gaz naturel dans différentes régions.

Malgré l'importance de ces crises, plusieurs autres événements auront contribué à l'évolution du secteur énergétique canadien depuis la publication, il y a deux ans, des dernières Perspectives énergétiques du Canada. Tel qu'il sera vu plus loin, tous ces événements ainsi que de nombreux autres se sont déroulés dans un contexte où le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) des Nations unies procédait à la publication de projections sans cesse plus catastrophiques sur les conséquences du réchauffement climatique, qui vont en s'accroissant, dans le monde entier.

1.1.1 L'électricité

Le secteur de l'électricité a connu plusieurs changements depuis la publication des dernières Perspectives en 2021. Pendant la campagne électorale fédérale de l'automne 2021, le gouvernement libéral actuel a fait l'annonce d'un nouvel objectif, soit celui de rendre ce secteur carboneutre d'ici 2035. En août 2023, le gouvernement fédéral a publié son projet de Règlement sur l'électricité propre, ce qui a lancé une ronde de consultations qui se sont terminées en novembre 2023. Ce projet de règlement détaille les différentes options possibles pour les provinces sous la nouvelle réglementation, en prenant une approche neutre en ce qui a trait aux technologies tout en imposant des normes de performance minimale en terme d'émissions de GES. En parallèle à cette initiative, le gouvernement a créé le Conseil consultatif canadien de l'électricité. Le mandat de cet organisme est de conseiller le ministre des Ressources naturelles sur la meilleure façon « d'accélérer le rythme des investissements et promouvoir des systèmes électriques durables, abordables et fiables ». Ce conseil, qui a reçu un financement pour une année, remettra son rapport final au ministre au printemps 2024.

En février 2023, les premiers ministres respectifs du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador, François Legault et Andrew Furey, ont amorcé des pourparlers sur l'énergie visant en premier lieu à entamer une discussion en rapport avec le contrat passé de longue date entre les deux provinces, et en vertu duquel Hydro-Québec s'est engagée à acheter la totalité de l'électricité produite à la centrale hydroélectrique de Churchill Falls au Labrador. Étant donné que cet accord a largement favorisé Hydro-Québec depuis sa signature en 1969, les discussions de février 2023 visaient à ouvrir le débat pour savoir ce qui allait se produire à l'expiration de ce contrat en 2041. Les deux premiers ministres ont également abordé la question de la possibilité de construire un nouveau projet hydroélectrique à Gull Island, qui est aussi située au Labrador.

Ces discussions ont eu lieu dans un contexte où le gouvernement du Québec mène des consultations en vue d'entreprendre une révision des principales lois sur l'énergie de la province. Ce processus de révision vise à adapter ces lois afin qu'elles puissent soutenir de manière plus efficace les efforts consentis en vue d'atteindre la carboneutralité. Les rôles et les mandats de la compagnie d'électricité provinciale (la société Hydro-Québec) et de l'organisme de réglementation (la Régie de l'énergie du Québec) figurent parmi les sujets abordés dans ce processus de révision. Hydro-Québec a également publié son Plan d'action 2035 en novembre 2023, qui inclut des investissements de 185 mil-

liards de dollars à l'horizon 2035 pour augmenter la capacité de production de manière significative et améliorer la résilience de façon à soutenir les efforts de décarbonation. Le plan précise aussi que l'atteinte de la carboneutralité en 2050 pour la province s'accompagnera d'une consommation d'électricité doublée par rapport aux niveaux actuels.

D'autre part, le gouvernement fédéral a convaincu la société Volkswagen de construire une usine de fabrication de batteries à grande échelle en Ontario. Des gouvernements provinciaux s'efforcent également d'attirer des investissements dans les capacités de production liées à l'électrification des services énergétiques. Dans ce cadre, le Québec a notamment établi une « stratégie des batteries » qui vise à mettre en place une chaîne d'approvisionnement complète pour les batteries des véhicules électriques. Dans le cadre de cette stratégie, le gouvernement du Québec a fait l'annonce de plusieurs projets, dont une usine de fabrication de cellules de batteries à grande échelle par l'entreprise Northvolt. Toutefois, des craintes se sont exprimées quant à la manière de fournir à court terme la quantité d'électricité nécessaire à l'alimentation de toutes ces installations, y compris celles de l'usine Volkswagen en Ontario, ainsi que d'autres projets industriels au Québec. Plus explicitement, ces efforts d'implantations industrielles ont mis en évidence le fait que l'on pourrait devoir utiliser de l'électricité produite à partir de gaz naturel pour fournir l'énergie nécessaire à la réalisation de ces projets.

Enfin, en 2022, l'Ontario, l'Alberta, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick ont annoncé l'adoption d'un plan stratégique commun visant le déploiement de petits réacteurs modulaires (PRM). Ces provinces se sont engagées à travailler de concert pour déterminer la voie à suivre en ce qui concerne le déploiement des PRM. L'Ontario est la province la plus en avance dans ce domaine en ce moment, car elle a entrepris la construction du premier PRM à l'échelle du réseau sur son site nucléaire de Darlington. L'Ontario a également annoncé son intention de mettre en service deux réacteurs supplémentaires entre 2034 et 2036 afin de pouvoir répondre aux besoins croissants de la province en matière d'électricité.

De plus, en parallèle à cela, le gouvernement du Canada a investi près d'un milliard de dollars dans le développement des PRM, dont 907 millions de dollars par l'intermédiaire de la Banque canadienne d'infrastructure, dans le but de soutenir la construction du premier réacteur à Darlington en Ontario. D'autres programmes fédéraux ont été annoncés dans le cadre du budget 2023 en vue de soutenir la recherche et le développement des PRM.

1.1.2 Les infrastructures pétrolières et gazières

Le secteur pétrolier et gazier a connu une forte activité depuis deux ans. D'abord, l'oléoduc Trans Mountain n'a cessé de rencontrer des difficultés financières. Cet oléoduc a été acheté par le gouvernement du Canada en 2018 dans le cadre d'un projet d'expansion prévu pour 2019; sa construction, qui est administrée par une société d'État, s'est poursuivie depuis lors. Toutefois, en 2023, les coûts du projet auraient atteint 30,9 milliards de dollars, par rapport aux 7,4 milliards de dollars initialement prévus en 2017 par le propriétaire d'alors. Avec une telle explosion des coûts, le gouvernement fédéral s'est retrouvé dans l'obligation de garantir une dette totale de 12 milliards de dollars pour ce projet, et ceci après de multiples retards dans la construction.

En avril 2022, le gouvernement fédéral a approuvé le projet Bay du Nord visant l'extraction du pétrole au large des côtes de Terre-Neuve, et ce, malgré les préoccupations des groupes environnementaux. En réponse à cette opposition, le gouvernement a fait valoir que l'une des conditions de l'approbation de ce projet était qu'il devienne carboneutre d'ici 2050. Une année plus tard cependant, en 2023, le projet a été officiellement suspendu pour une période de trois ans par Equinor, le principal acteur du projet. Ce dernier a évoqué les conditions difficiles du marché comme raison principale pour expliquer ce report.

Si le projet Bay du Nord a reçu le feu vert des autorités, cela n'a pas été le cas pour le projet GNL Québec. Ce projet visait à transporter du gaz naturel produit dans l'ouest du Canada vers la région du Saguenay au Québec pour le transformer et l'exporter vers l'Europe et l'Asie. Or, le gouvernement du Québec l'a formellement rejeté en début d'année 2022. Ce rejet fait suite à une étude réalisée par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada qui a conclu que ce projet n'était pas justifié compte tenu de la forte probabilité qu'il ait des impacts négatifs sur l'environnement. Aussi, dans le contexte de la guerre en Ukraine, le Canada et l'Europe ont amorcé des discussions concernant la possibilité de construire des installations d'exportation de GNL, ce qui a recentré l'attention sur ce projet. Le gouvernement fédéral a cependant déclaré qu'il n'avait pas l'intention de le reconsidérer.

Au Québec, en plus de rejeter le projet GNL Québec, le gouvernement québécois a promulgué une loi en 2022 interdisant toute activité d'exploitation et d'exploration en vue de l'exploitation des combustibles fossiles sur son territoire, de même que le financement public de ces activités. Il devenait ainsi le premier gouvernement au monde à prendre une telle décision.

Dans l'Ouest, le remplacement de la canalisation 3 (désormais appelée canalisation 93) par la société Enbridge a fait l'objet de contestations juridiques devant la Cour suprême du Minnesota à la suite de l'opposition qui s'est manifestée concernant un tronçon du tracé proposé. Enbridge a remporté la bataille judiciaire et la construction de la canalisation a été achevée en 2021. En service depuis lors, l'oléoduc achemine quotidiennement 760 000 barils de pétrole qui ont été extraits des sables bitumineux.

En Colombie-Britannique, la construction du projet de LNG Canada, qui deviendra le premier terminal d'exportation de gaz naturel liquéfié au pays, est achevée à 85 %. Ce projet financé par les filiales de cinq entreprises internationales actives dans le domaine du gaz naturel devrait entrer en service en 2025.

En Colombie-Britannique toujours, plusieurs projets concernant le gaz naturel ont permis à des Premières nations de bénéficier d'une participation accrue. Ainsi, la société FortisBC a signé un accord avec la Première nation Snuneymuxw en lien avec ses projets Tilbury LNG qui visent à répondre à une demande croissante de GNL comme carburant marin. Dans le cadre de cet accord, FortisBC s'est engagée à partager les bénéfices générés par ces projets et à participer au développement de la communauté Snuneymuxw en lui donnant un soutien pour ses projets éducatifs et par le biais d'investissements continus. Pour sa part, la communauté Snuneymuxw s'est engagée à soutenir les projets de FortisBC et à participer aux processus de réglementation qui y sont associés. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a également approuvé l'installation Cedra LNG, un projet de 3 milliards de dollars qui a été proposé par la nation Haisla. Il s'agirait de la première installation d'exportation de GNL détenue majoritairement par des Autochtones au Canada.

Par contre, d'autres projets concernant le gaz naturel continuent de se heurter à l'opposition des Premières nations. Parmi ceux-ci, mentionnons notamment le projet de gazoduc Coastal Gaslink destiné à approvisionner le terminal du projet de LNG Canada. En début d'année 2020, ce projet de gazoduc a provoqué la tenue de manifestations dans tout le pays en raison de l'opposition des conseils héréditaires de la nation Wet'suwet'en. L'accord de principe conclu en 2020 a été rompu en 2021, ce qui a suscité la montée d'une nouvelle opposition à ce projet.

Enfin, en juin 2022, les six plus grandes entreprises actives dans le domaine des sables bitumineux se sont associées pour former la Pathways Alliance. Elles se sont engagées dans ce contexte à faire en

sorte que les activités liées aux sables bitumineux deviennent carboneutres d'ici 2050. Par la suite, l'Alliance a annoncé un projet de captage et de séquestration du carbone (CSC) de l'ordre de 16,5 milliards de dollars. Ce projet vise à permettre de capter le CO₂ de plusieurs installations et de le transporter jusqu'à la région de Cold Lake en Alberta, où il serait stocké dans des formations rocheuses souterraines.

1.1.3 L'hydrogène

En décembre 2020, le gouvernement fédéral a publié sa Stratégie sur l'hydrogène qui précise le potentiel de cette source d'énergie aux horizons 2030 et 2050. Alors que le Canada a signé un protocole d'entente avec les Pays-Bas en 2021 pour favoriser la coopération entre les deux pays dans le domaine de l'hydrogène, c'est l'Alliance Canada-Allemagne sur l'hydrogène, conclue plus récemment, qui a le plus retenu l'attention. Cet accord signé en août 2022, à la suite de la crise énergétique européenne déclenchée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie, vise à faciliter le commerce de l'hydrogène et de ses dérivés entre le Canada et l'Allemagne. Des projets visant la création d'installations pour l'exportation d'hydrogène et d'ammoniaque sont à l'étude, mais ils n'ont mené qu'à peu de réalisations concrètes jusqu'à présent.

Plusieurs provinces ont publié des stratégies semblables. Ainsi, en 2022, le Québec a publié la Stratégie québécoise sur l'hydrogène et les bioénergies qui a été suivie par la publication d'une feuille de route visant à créer un « environnement favorable » au développement de ces sources. La même année, l'Ontario a publié sa Stratégie relative à l'hydrogène à faible teneur en carbone. Cette stratégie s'inscrit dans le cadre des objectifs plus larges de la politique énergétique de la province qui visent à faire de celle-ci un centre de production d'hydrogène à faible teneur en carbone.

Dans les provinces de l'Ouest, l'Alberta a lancé sa feuille de route sur l'hydrogène en 2021 en vue d'accroître la production de ce carburant. C'est également en 2021 que la Colombie-Britannique a publié sa stratégie en matière d'hydrogène. Cette stratégie vise aussi à accroître la production, mais elle s'intéresse davantage à l'utilisation de ce carburant dans tous les secteurs, en particulier dans les transports et dans le cadre de son association avec le gaz naturel.

Enfin, malgré l'absence d'une stratégie officielle en matière d'hydrogène à Terre-Neuve-et-Labrador, la province a exprimé à plusieurs reprises ces dernières années qu'elle souhaitait explorer le potentiel de l'hydrogène. À cette fin, elle a intégré une section consacrée à ce sujet dans

sa stratégie sur les énergies renouvelables de 2021 et elle a publié en 2022 un cadre fiscal concernant les projets de production d'hydrogène vert utilisant l'énergie éolienne. Plusieurs projets de ce type ont été proposés depuis, mais il est encore trop tôt pour savoir lesquels de ces projets iront de l'avant, le cas échéant.

L'élaboration de ces stratégies vise à clarifier les conditions dans lesquelles l'hydrogène peut être considéré comme faisant partie des stratégies de décarbonation, de même qu'à évaluer le potentiel d'exportation de la production canadienne d'hydrogène. Alors que plusieurs projets ont déjà été sélectionnés pour bénéficier d'un financement public, certains aspects de ces stratégies sont critiqués pour leur caractère trop optimiste. En 2022, un audit de la stratégie fédérale réalisé par le commissaire à l'environnement et au développement durable l'a en effet jugée « trop optimiste », obligeant le gouvernement à la revoir (Bureau du vérificateur général du Canada, 2022).

1.1.4 Les impacts des événements météorologiques extrêmes

Plusieurs événements météorologiques de forte intensité survenus récemment nous ont fait prendre conscience de l'impact croissant des changements climatiques au Canada et dans le reste du monde. Alors que nous étions à travailler à la rédaction de la présente édition 2023 des Perspectives énergétiques canadiennes, l'on assistait à la pire année de l'histoire du Canada pour ce qui est des incendies de forêt. En effet, en 2023, l'Alberta établissait un record pour la superficie forestière brûlée à la période du printemps, tandis que le Québec connaissait sa pire année jamais enregistrée en termes de superficie consumée par les feux de forêt. Ces événements ont eu des répercussions considérables sur la qualité de l'air dans le sud du Québec, et des avertissements de santé publique ont été émis dans plusieurs régions de la province pour inciter la population à demeurer à la maison. Pour la majeure partie du mois de juin 2023, Montréal s'est retrouvée parmi les régions urbaines dans le monde présentant la pire qualité de l'air. L'Ontario a également été touchée par ces événements et la qualité de l'air de cette province s'est détériorée au cours du mois de juin suite aux incendies de forêt, notamment dans la région d'Ottawa.

Plusieurs autres événements météorologiques ont aussi contribué à montrer la nécessité d'accroître le niveau de résilience du système énergétique de manière significative. Les inondations printanières survenues de façon répétée au Québec et en Ontario en sont un exemple,

tout comme les destructions occasionnées par le passage de l'ouragan Fiona dans les provinces atlantiques. Après le passage de cet ouragan dans l'Île-du-Prince-Édouard, tous les habitants de cette province sont demeurés privés d'électricité pendant plus d'une semaine. C'est un exemple qui amène à remettre en question les hypothèses qui sous-tendent la planification du réseau électrique et sa résilience face à des événements plus fréquents et plus intenses, tels que ceux décrits précédemment.

1.1.5 L'évolution de la situation sur le plan électoral et politique

La réélection du gouvernement libéral minoritaire dirigé par Justin Trudeau à l'automne 2021 a prolongé le mandat de ce gouvernement à Ottawa. Conformément aux promesses qu'il avait faites pendant la campagne électorale, le gouvernement a officiellement instauré des mesures visant à renforcer la décarbonation de l'économie canadienne. Parmi celles-ci, citons notamment l'adoption d'un objectif visant l'atteinte de la carboneutralité pour le secteur de l'électricité, l'établissement d'un plafond pour les émissions provenant de la production de pétrole et de gaz naturel, ainsi que l'adoption d'un objectif en ce qui a trait à la vente de véhicules zéro émission pour 2035. La plupart des annonces de grande importance comme celles-ci font actuellement l'objet d'un examen dans le cadre d'un processus de consultation avant d'être finalisées.

En mars 2022, le gouvernement fédéral a également publié un Plan de réduction des émissions pour 2030. Ce plan décrit l'approche adoptée par le gouvernement et il précise ses attentes en ce qui a trait à la façon dont le pays peut atteindre l'objectif de réduction des GES qu'il s'est fixé pour 2030. Les deux budgets (ceux de 2022 et 2023) qui ont suivi la publication du Plan ont accru le soutien financier accordé à la mise en œuvre des mesures, y compris un crédit d'impôt controversé accordé aux projets de captage, stockage et réutilisation du carbone. En 2022 toujours, le gouvernement a transmis sa Stratégie de développement à faible émission de GES à long terme (LT-LEDS) aux Nations unies. Cette démarche s'inscrivait dans le cadre d'un processus fortement encouragé par l'Accord de Paris et visant à préciser la stratégie choisie par un pays signataire en vue d'atteindre la carboneutralité.

Bien que le Plan de réduction des émissions a permis de voir ce que les politiques viseraient dans une feuille de route détaillée, des doutes ont été soulevés par le Commissaire à l'environnement et au dévelop-

pement durable au sujet des projections présentées sur l'impact de ces politiques sur les émissions de gaz à effet de serre. En novembre 2023, le rapport du commissaire a souligné plusieurs délais dans la mise en œuvre et des hypothèses trop optimistes dans la modélisation des mesures visant la cible de réduction de GES pour 2030 (Bureau du vérificateur général du Canada, 2023).

D'autre part, plusieurs élections provinciales se sont tenues depuis la dernière édition des Perspectives. En Alberta, Danielle Smith a été élue après avoir remplacé Jason Kenney dans sa fonction de premier ministre lorsque ce dernier a démissionné en 2022. La même année, Doug Ford et François Legault, respectivement premier ministre de l'Ontario et du Québec, ont été réélus avec de fortes majorités. Dennis King, premier ministre de l'Île-du-Prince-Édouard, a lui aussi été réélu en 2023.

L'élection de Danielle Smith comme première ministre de l'Alberta indique qu'une forte opposition aux politiques actuelles du gouvernement Trudeau est manifeste dans plusieurs circonscriptions, tout comme la nomination de Pierre Poilievre à la tête du Parti conservateur du Canada. Bien que ces désaccords ne concernent pas uniquement la politique du gouvernement en matière climatique, il n'en demeure pas moins que Mme Smith et M. Poilievre remettent directement en question certaines mesures très médiatisées comme la tarification fédérale du carbone et le plafonnement promis des émissions provenant du pétrole et du gaz naturel. Cette situation laisse présager des difficultés pour la suite de la plateforme climatique du gouvernement Trudeau.

Au sud de la frontière canadienne, l'administration Biden a adopté la loi sur la réduction de l'inflation (IRA) en 2022. Malgré son nom, cette politique est fortement axée sur le soutien public au déploiement des énergies renouvelables. Elle prévoit une somme de 500 milliards de dollars de nouvelles dépenses et d'allègements fiscaux en vue de soutenir le développement des énergies propres, réduire les coûts des soins de santé et augmenter les recettes fiscales. Une partie de l'approche adoptée par l'IRA vise le développement d'une capacité nationale de production d'énergies renouvelables associée aux efforts de décarbonation; cela comprend plusieurs crédits d'impôt à la production pour les technologies et les sources d'énergie propres.

L'IRA s'inscrit également dans le cadre d'une réorientation plus large de la politique industrielle instaurée par l'administration Biden et elle vise à favoriser le développement des énergies propres tout en protégeant les acteurs nationaux. La CHIPS and Science Act notamment, adoptée

en 2022 en parallèle à l'IRA, prévoit une somme de 280 milliards de dollars principalement destinée à accroître la capacité nationale en matière de production de semi-conducteurs, cela tout en limitant le nombre de bénéficiaires du financement à la fabrication de semi-conducteurs en Chine et dans les pays définis par les États-Unis comme représentant une menace pour la sécurité nationale.

L'adoption de ces deux lois aux États-Unis peut être considérée comme faisant partie d'une tendance plus large au protectionnisme qui entoure les efforts de décarbonation. La politique énergétique européenne a elle aussi tenté d'imposer davantage de restrictions aux importations. On a invoqué à cette fin les efforts de décarbonation ou d'autres motifs environnementaux, en cherchant notamment à imposer un mécanisme d'ajustement aux frontières pour les importations dans le cadre du Système d'échange européen de quotas d'émission. Les efforts de décarbonation au Canada sont affectés par cette tendance puisque l'adoption de l'IRA crée notamment une intense concurrence pour attirer les investissements dans les énergies propres par le biais de mesures gouvernementales.

Tous ces événements affectent différentes parties du système énergétique canadien. La suite de la description présentée dans ce rapport fournit un aperçu plus détaillé des différentes dimensions de ce système, ce qui permettra de mieux comprendre l'impact – et dans certains cas les causes – de ces événements.

1.2 Aperçu de ce rapport

Dans le but de présenter une description complète de la situation actuelle du Canada en matière d'énergie et de GES, le chapitre 2 commence par dresser un portrait de la production et du commerce de l'énergie au Canada; le chapitre 3 examine les tendances récentes de la consommation dans différents secteurs; et le chapitre 4 propose une évaluation de l'importance de l'énergie dans l'économie canadienne. Étant donné que les scénarios de réduction des émissions de gaz à effet de serre nécessitent des transformations considérables dans la manière dont nous utilisons l'énergie, ces chapitres nous apportent des informations détaillées sur le point de départ actuel en ce qui a trait au système énergétique.

Par la suite, le chapitre 5 présente un profil des émissions de GES pour l'ensemble du pays, y compris les émissions provenant d'autres sources que les activités liées à l'énergie. Il donne ensuite un aperçu des politiques actuelles visant la réduction des émissions, qu'elles soient annoncées ou déjà en vigueur. Ces quatre chapitres présentent une description détaillée du système énergétique et des efforts politiques en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le pays. Le chapitre 6 présente une conclusion.

1.3 Références

Bureau du vérificateur général du Canada. 2022. *Le potentiel de l'hydrogène pour réduire les émissions de gaz à effet de serre : Rapport de l'auditeur indépendant*. Canada : Bureau du vérificateur général du Canada.

Bureau du vérificateur général du Canada. 2023. *La réduction des émissions par la réglementation des gaz à effet de serre — Environnement et Changement climatique Canada : Rapport de l'auditeur indépendant*. Canada : Bureau du vérificateur général du Canada.



2

La production, la transformation et le commerce de l'énergie

Le développement du système énergétique canadien s'est appuyé sur une dotation exceptionnelle en matière de ressources énergétiques. Compte tenu de la répartition géographique inégale de ces ressources sur l'ensemble du territoire, certaines parmi les principales composantes de son secteur de production présentent des différences considérables d'une région à l'autre. Le présent chapitre propose un aperçu de la situation qui prévaut au Canada en matière de production, de transformation et de commerce de l'énergie.



Les points importants

- Le Canada possède d'importants secteurs d'extraction de combustibles fossiles et de minerai d'uranium, ce qui en fait l'un des plus grands producteurs et exportateurs d'énergie au monde.
- Les États-Unis sont, et de loin, la principale destination de toutes les exportations d'énergie du Canada. Ce pays est également la principale source d'importation d'énergie au Canada.
- Une chute temporaire des prix en 2020 a affecté la production de pétrole et de gaz. Quelques mois plus tard cependant, le prix de ces deux sources d'énergie est remonté pour retrouver sa valeur d'avant 2020 avant de connaître une augmentation rapide à la suite de l'invasion de l'Ukraine. La production de pétrole, en particulier, a diminué de 4,7% en 2020 avant de rebondir en 2021 pour atteindre un niveau sans précédent.
- Quatre-vingt-deux pour cent de la production d'électricité du Canada provient de sources à faibles émissions de carbone, l'énergie éolienne étant celle qui a connu la croissance la plus rapide au cours de la dernière décennie. La combinaison des sources utilisées pour la production d'électricité varie toutefois considérablement d'une province à l'autre.
- La production d'électricité est demeurée stable au cours de la majeure partie des deux dernières décennies. Cette situation a pour conséquence que les réseaux des provinces ne sont pas préparés pour faire face à l'évolution attendue de la demande d'électricité, tout particulièrement dans le cadre des trajectoires menant à la carboneutralité.
- Le rôle exact de la bioénergie dans le système énergétique est difficile à quantifier de manière précise en raison du manque de données et du fait qu'elles se trouvent dispersées.

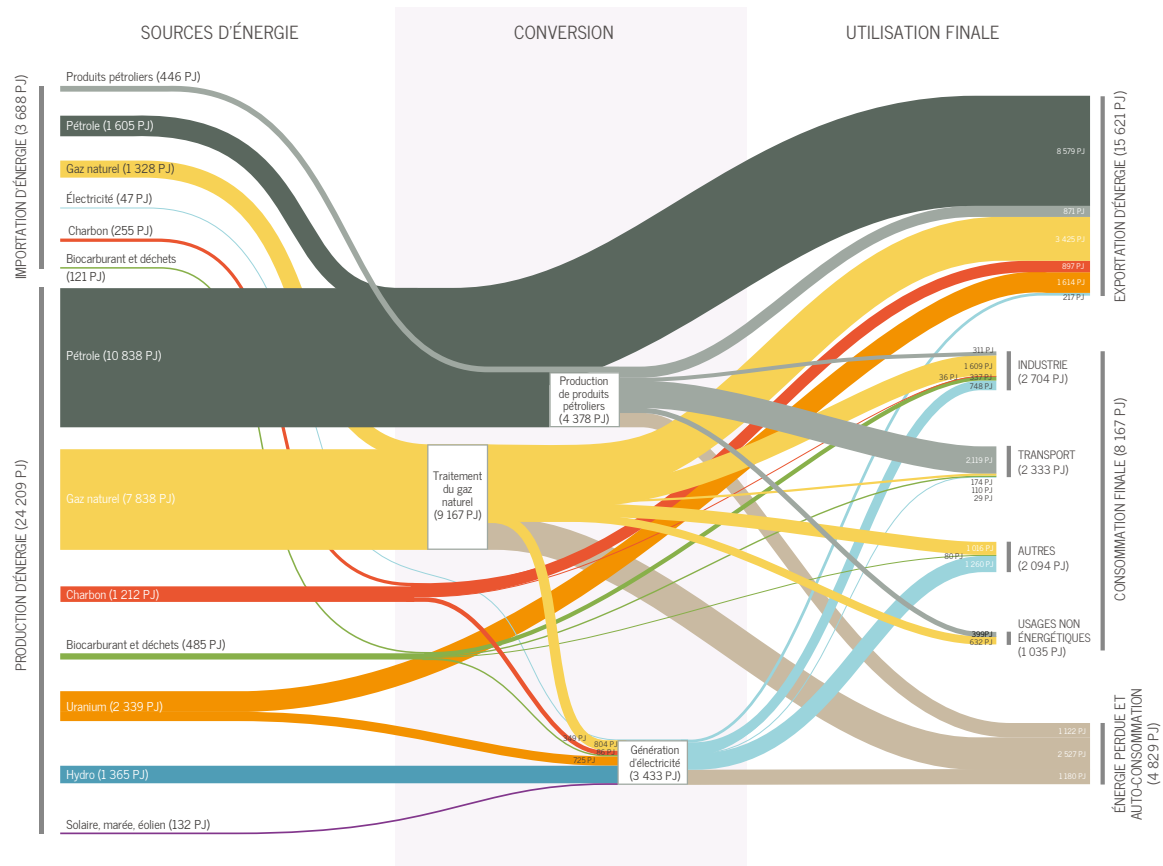
2.1 Les caractéristiques générales

2.1.1 Le système énergétique en bref

La Figure 2.1 présente les principaux flux d'énergie du système énergétique canadien. L'abondance des ressources du pays a conduit au développement d'une grande capacité de production et d'exportation, et a également façonné une partie des profils de consommation d'énergie des provinces et des différents secteurs.

Un tel examen du système énergétique à l'échelle nationale ne doit pas occulter les grandes différences que l'on retrouve entre les provinces et les régions. Par exemple, les principales sources d'énergie utilisées pour chauffer les locaux et répondre aux besoins énergétiques de l'industrie varient considérablement; de même, la production d'énergie primaire et d'électricité montre des schémas régionaux qui présentent des différences notables. Le présent chapitre donne un aperçu de ces activités de production, tandis que le chapitre 3 se penche davantage sur la question de la consommation d'énergie.

Figure 2.1 – L'approvisionnement, la transformation et la consommation d'énergie au Canada



Source: calculs des auteurs à partir de Statistique Canada 2023a, 2023b, 2023c, 2023d; RNCan 2023; OEE 2023

Note : les flux d'énergie inférieurs à 10 PJ ne sont pas affichés. Les chiffres ayant été arrondis, les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des composantes. La consommation finale comptabilisée dans la rubrique « Autres » comprend les services résidentiels, commerciaux et publics, l'agriculture et la sylviculture, la pêche ainsi que les services non spécifiés.

2.1.2 Les ressources nationales

Le Canada arrive au sixième rang des producteurs mondiaux d'énergie primaire. Il occupe cette position notamment en raison de son importante production de pétrole brut (la 4^e au monde en 2021), de gaz naturel (la 5^e), d'uranium (la 2^e) et d'hydroélectricité (la 3^e). En 2022, 292 300 emplois étaient directement liés à ce secteur qui générerait plus de 245 milliards de dollars de PIB (soit 9,4 % de celui-ci) (RNCan, 2023).

2.1.3 Un bouquet de sources d'électricité à faibles émissions

En 2021, 81 % de l'électricité produite au Canada provenait de sources non émettrices de GES, dont l'hydroélectricité (60,6 %), le nucléaire (14,0 %) et l'éolien (5,5 %) (Statistique Canada, 2023b, 2023c). L'électricité produite à partir de sources renouvelables s'est accrue de 10 % entre 2011 et 2021, en grande partie grâce au développement de la production éolienne et solaire (RNCan, 2023). Cette production d'électricité non émettrice a fourni 17 % de l'approvisionnement énergétique total du pays et alimenté 22 % de la consommation finale d'énergie.

2.1.4 La faiblesse du commerce interprovincial

Dans le système de gouvernement de type fédéral propre au Canada, les compétences en matière d'énergie reposent en grande partie entre les mains des provinces. Historiquement, cela a contribué à ce que les provinces gèrent le domaine de l'énergie de manière isolée en ce qui a trait à l'élaboration des politiques et l'organisation des systèmes énergétiques. La plupart des échanges d'énergie se font d'ailleurs selon un axe nord-sud (entre les provinces et les États américains) plutôt qu'entre les provinces, notamment en ce qui concerne l'électricité (voir le tableau 2.7).

Tableau 2.1 – L'énergie au Canada : classement mondial des réserves/capacités, de la production et des exportations (2021)

Ressource énergétique	Réserve/capacité prouvée	Production	Exportations
Pétrole brut	4	4	3
Uranium	3	2	2
Hydroélectricité	4	2	-
Électricité	8	7	3
Charbon	16	14	7
Gaz naturel	17	5	6

Source : RNCan, 2023

2.2 La production de combustibles fossiles

L'importante production de combustibles fossiles du Canada se compose surtout de pétrole brut (54,5%) et de gaz naturel (34,8%), le reste de la production étant constitué de charbon et de liquides de gaz naturel. Le Canada est le quatrième producteur mondial de pétrole brut, bien que les trois premiers producteurs (les États-Unis, la Russie et l'Arabie saoudite) présentent des niveaux de production bien supérieurs au double des niveaux canadiens. En ce qui concerne le gaz naturel, alors que les États-Unis et la Russie produisent chacun plus de quatre fois les niveaux canadiens, les niveaux de production du Canada sont comparables à ceux des autres principaux producteurs que sont l'Iran, le Qatar et la Chine.

Alors que les niveaux de production de gaz naturel sont similaires à ce qu'ils étaient il y a 20 ans, les niveaux de production de pétrole se sont accrus de 250% entre 2001 et 2021. En 2020, la pandémie a entraîné une baisse de 4,7% de la production par rapport aux niveaux de 2019, mais celle-ci a bondi en 2021 pour atteindre un niveau sans précédent.

Au début de l'année 2020, l'OPEP a orchestré une manœuvre visant à créer une offre excédentaire de pétrole sur le marché qui a été suivie par le début de la pandémie. Cela a entraîné une chute brutale des prix du pétrole qui a affecté la production canadienne ainsi que les marchés mondiaux (Figure 2.2). Cette baisse n'a toutefois été que temporaire et, en ce qui concerne les prix du WCS, d'une ampleur comparable à celle de la précédente chute survenue fin 2018. Cette dernière était la résultante d'une combinaison de facteurs, notamment les coûts afférents à la maintenance des raffineries ainsi que la surproduction. En 2021, une augmentation continue de la demande a porté les prix aux niveaux les plus élevés depuis 2014; ceux-ci se sont encore accrus début 2022 à la suite de l'invasion de l'Ukraine. Si la demande et les prix du pétrole demeurent élevés à court terme, l'incertitude plane sur la demande future à plus long terme. Les pays producteurs de pétrole à faibles coûts sont en effet davantage susceptibles d'adopter des stratégies plus agressives pour contrer la concurrence dans un contexte où la demande de pétrole pourrait diminuer en raison des efforts qui seront déployés pour réduire les émissions de GES dans le monde entier (AIE, 2022; BP, 2023).

Tableau 2.2 – La production de combustibles fossiles (PJ)

Combustible	2001	2006	2011	2016	2019	2020	2021
Pétrole brut	4 777	5 905	6 890	8 878	10 735	10 222	10 838
Gaz naturel	7 196	7 205	6 082	6 637	6 823	6 660	6 927
Charbon	1 666	1 457	1 485	1 370	1 205	1 149	1 212
Liquides de gaz naturel	674	720	620	755	919	891	911

Source : Statistique Canada, 2023a

Figure 2.2 – Le prix mensuel du pétrole (2014-2023)



Source : Alberta, 2023

2.3 L'uranium

En 2021, le Canada a produit 7,4 kt d'uranium, soit 15% de la production mondiale, ce qui le place loin derrière le Kazakhstan (4% de la production mondiale). En 2021, la production d'uranium correspondait à environ 11% de l'énergie primaire totale produite dans le pays (24 726 PJ), ce qui, en termes d'importance, la classait en troisième position derrière le pétrole et le gaz (RNCan, 2029).

2.4 Les produits pétroliers

Quinze raffineries de pétrole sont en activité au Canada, auxquelles s'ajoutent deux raffineries produisant de l'asphalte, dont l'une est située à Moose Jaw en Saskatchewan et l'autre à Clarkson en Ontario (Tableau 2.3). Plus des deux tiers des produits raffinés issus de ces installations sont des carburants de transport (essence, diesel et carburant d'aviation). Le reste de la production consiste en un grand nombre de produits comprenant, entre autres, les fiouls légers et lourds, l'asphalte et les matières premières pour l'industrie pétrochimique.

Bien que le Canada dans son ensemble produise davantage de pétrole brut que ses raffineries n'en traitent, les raffineries de l'Est sont moins connectées au réseau d'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest du pays. Par conséquent, une partie de la capacité de raffinage des provinces orientales se trouve alimentée par du pétrole brut importé. Néanmoins, au cours des dernières décennies, la production des sables bitumineux n'a cessé de gagner en importance en tant que fournisseur des raffineries canadiennes, et ce, en grande partie grâce à l'inversion en 2015 de l'oléoduc 9B reliant l'Ontario et le Québec.

Les États-Unis sont de loin la principale source d'importation de pétrole brut avec 336 kb/j (72% des importations totales en 2022). L'Arabie saoudite (17%, soit 80 kb/j) et le Nigeria (7%, soit 31 kb/j) fournissent l'essentiel du reste des importations (REC, 2023a). La raffinerie Irving au Nouveau-Brunswick est celle qui dispose de la plus grande capacité de raffinage au pays. Elle n'est pas reliée aux réseaux d'oléoducs et reçoit plus de la moitié des importations nationales de pétrole brut.

De plus, bien que les raffineries canadiennes produisent davantage de produits pétroliers raffinés (PPR) que le pays n'en consomme, les disparités régionales entre l'offre et la demande de certains PPR entraînent des importations de ces produits. En Alberta, tous ces produits proviennent des États-Unis et consistent surtout en des diluants

Tableau 2.3 – La capacité de raffinage, par installation et par province (2023)

Installation de raffinerie	Province	Capacité (kb/jour)	Total par province
Prince George (Tidewater Midstream)	Colombie-Britannique	12	67
Burnaby (Parkland)	Colombie-Britannique	55	
Sturgeon (NWR)	Alberta	80	543
Edmonton (Suncor)	Alberta	146	
Strathcona (Imperial)	Alberta	187	
Lloydminster (Cenovus)	Alberta	30	
Scotford (Shell)	Alberta	100	
Federated Co-op	Saskatchewan	130	152
Moose Jaw (Gibson)	Saskatchewan	22	
Sarnia (Imperial)	Ontario	120	408
Nanticoke (Imperial)	Ontario	112	
Corunna (Shell)	Ontario	75	
Sarnia (Suncor)	Ontario	85	
Clarkson (Petro-Canada Lubricants)	Ontario	16	
Montréal (Suncor)	Québec	137	402
Jean-Gaulin (Valero)	Québec	265	
Irving	Nouveau-Brunswick	318	318

Source : Association canadienne des carburants, 2023

à mélanger au bitume qui est produit à partir des sables bitumineux. Les raffineries de l'Est importent la majorité de leurs PPR des États-Unis. Le reste des importations provient d'un grand nombre de petites sources dans le monde. Les Pays-Bas constituent la plus importante de ces sources et fournissent 9 % des importations totales pour le pays (REC, 2023b).

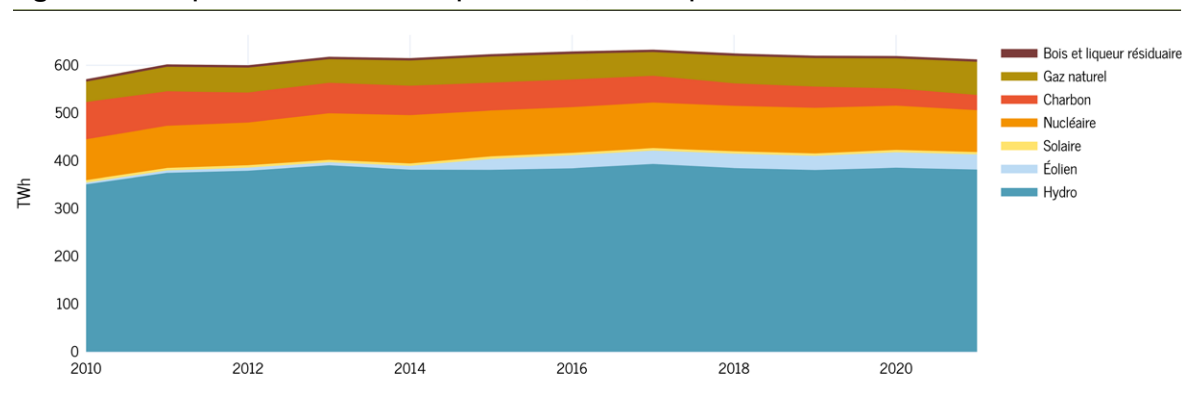
La plupart des raffineries canadiennes sont de petite taille par rapport aux nouveaux sites de raffinage en cours de développement dans le monde, ce qui crée de l'incertitude quant à leur avenir. En effet, la demande d'essence devrait connaître une baisse au vu du nombre croissant de voitures électriques sur les routes, ce qui entraînera une surabondance de l'offre d'essence en Amérique du Nord. Nous devrions donc assister à des consolidations et à des fermetures dans les années à venir, car on observe que les propriétaires de raffineries procèdent en ce moment au réexamen de leurs investissements dans ce secteur.

2.5 La production d'électricité

Plus de 60 % de l'électricité produite au Canada provient de l'hydroélectricité (Figure 2.3). L'éolien, la biomasse et le solaire ainsi que d'autres sources plus marginales contribuent à ce que 68 % de la production d'électricité du pays proviennent de sources d'énergie renouvelable. La quasi-totalité du reste de la production est fournie par le nucléaire (14 %), le gaz naturel (11,9 %) et le charbon (5,1 %).

Entre 2019 et 2021, l'utilisation du charbon a continué à décroître dans la production d'électricité et sa part de la production totale s'est encore réduite de 2 %. Ce déclin remonte à plusieurs années en arrière, lorsque l'Ontario a abandonné l'utilisation du charbon en 2014, ce qui a grandement contribué à cette baisse; d'autres provinces ont également fermé ou modernisé des centrales électriques alimentées au charbon. L'Alberta était autrefois la province ayant la plus grande part de production d'électricité à partir du charbon. Elle a cependant vu ses producteurs mettre à l'arrêt les unités de production fonctionnant au charbon ou les convertir au gaz naturel, sa dernière centrale au charbon (Genesee) devant être convertie d'ici la fin de 2023. La Saskatchewan, quant à elle, compte trois installations qui utilisent encore du charbon. Parmi celles-ci, mentionnons la centrale électrique de Boundary Dam qui comprend une unité équipée d'une technologie de captage du carbone.

Figure 2.3 – La production d'électricité par source (services publics et industrie)



Source : Statistique Canada, 2023b, 2023c

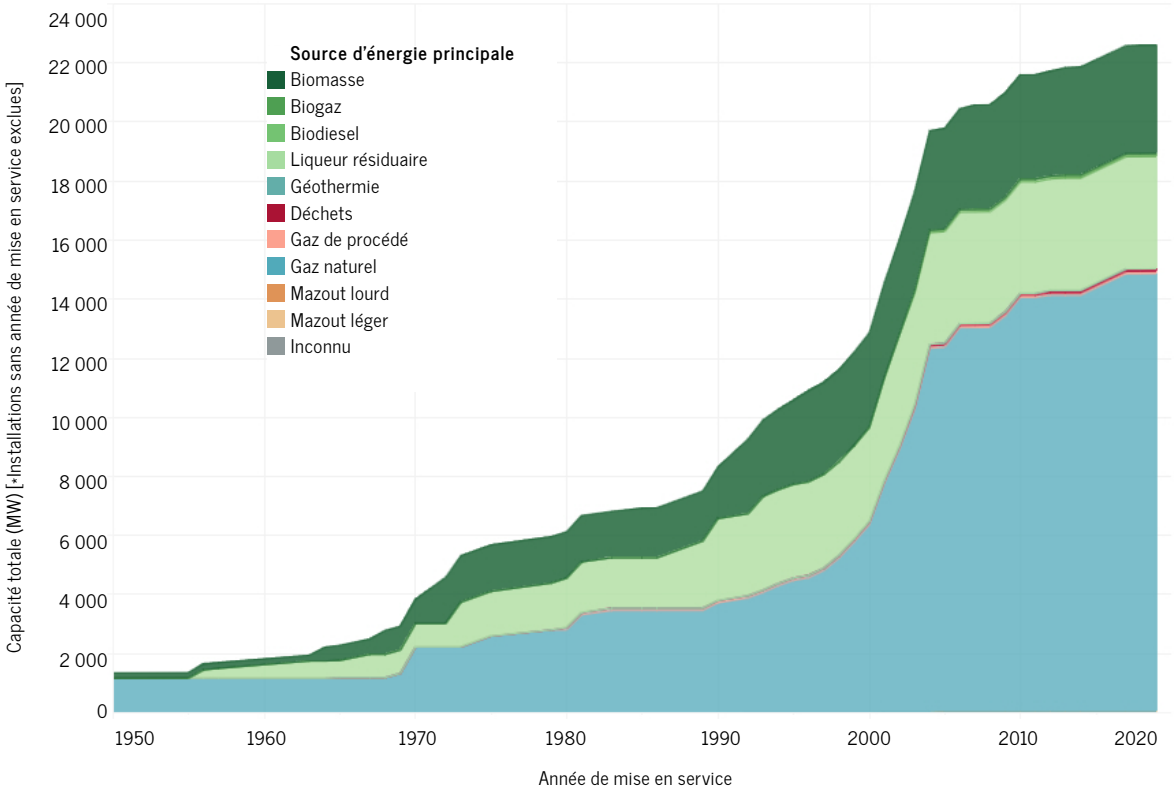
La centrale de Belledune au Nouveau-Brunswick devrait être mise hors service d'ici 2030, mais on ne sait pas encore quel type de production compensera sa fermeture. C'est en Nouvelle-Écosse qu'il existe le plus d'incertitude concernant la mise à l'arrêt des centrales au charbon; les projets concernant les installations de Lingan, Point Aconi, Point Tupper et Trenton n'ont en effet pas encore été annoncés ou confirmés. La publication du Règlement sur l'électricité propre du gouvernement fédéral, prévue pour 2024, devrait contribuer à clarifier les options envisagées par les deux provinces atlantiques.

Le gaz naturel a continué d'accroître sa part dans le bouquet électrique, tant en termes absolus que relatifs, tandis que l'énergie éolienne a également accru la sienne, mais à un rythme qui est plus lent. Pour le gaz naturel, cette tendance à la hausse est plus récente que pour l'éolien, car elle résulte de la conversion de plusieurs unités de production auparavant alimentées au charbon, ainsi que de la remise en état et la fermeture prévues de certains réacteurs nucléaires en Ontario.

Les installations de cogénération, qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur, ont plus que doublé leur capacité depuis 2000 pour l'ensemble du secteur industriel canadien. En 2019, la capacité installée totale de cogénération était de 9 899 MW pour la production d'électricité et de 13 969 MW pour la production de chaleur. Environ 60 % de cette capacité provient de la combustion de gaz naturel par les services publics ou l'industrie minière, pétrolière et gazière. La majeure partie du reste se répartit de manière presque égale entre l'utilisation de la liqueur noire et de la biomasse dans l'industrie des pâtes et papiers. D'autres unités de cogénération sont également exploitées dans d'autres secteurs industriels, celles-ci fonctionnant généralement au gaz naturel (CEEDC, 2023).

On retrouve la moitié de ces activités de cogénération en Alberta, cette province comptant 11 633 MW de capacité installée combinée pour la production d'électricité et de chaleur. La majeure partie du reste de ces activités se retrouve Colombie-Britannique (4 057 MW) et en Ontario (4 327 MW) (CEEDC, 2023).

Figure 2.4 – La capacité installée de cogénération au Canada



Source : CEEDC, 2023

2.6 La biomasse

La biomasse produit 23 % de l'énergie renouvelable canadienne, ce qui la place loin derrière l'hydroélectricité (68 %) et représente environ 4 % de l'approvisionnement énergétique total du pays. Une grande partie de cette production alimente des installations de cogénération qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur, notamment dans l'industrie des pâtes et papiers, mais elle approvisionne aussi les producteurs d'électricité indépendants. Hormis la liqueur noire, la bioénergie sous sa forme primaire provient des combustibles ligneux, dont environ la moitié est utilisée par l'industrie, tandis que 27 % sont destinés au chauffage résidentiel et 20 % à la production d'électricité (RNCan, 2022).

La production de bioénergie comprend également les carburants liquides (bioéthanol et biodiesel). Ceux-ci sont mélangés à leurs homologues fossiles pour permettre aux distributeurs de carburants de satisfaire aux exigences provinciales et fédérales en matière de mélanges d'essence et de diesel, leur part variant entre 2 % et 10 %. La Norme sur les combustibles propres du gouvernement fédéral, en vigueur depuis 2022, a imposé des contraintes plus strictes aux distributeurs de carburants en matière d'émissions de GES, ce qui devrait conduire à l'accroissement de l'utilisation des biocarburants dans les années à venir (voir le chapitre 5).

La majorité des biocarburants sont produits en Saskatchewan et en Ontario. Ils sont considérés comme des biocarburants de première génération, car les matières premières servant à leur fabrication sont le maïs et les graines oléagineuses. Les biocarburants de deuxième génération, produits à partir de cultures spécialisées, de paille, de bois ou de déchets, demeurent marginaux. Bien que les matières premières de la biomasse soient produites au pays, les importations nettes fournissent 59 % des biocarburants utilisés au Canada (tableau 2.4), dont la quasi-totalité provient des États-Unis.

2.7 L'hydrogène

Bien que le Canada soit l'un des dix premiers pays producteurs d'hydrogène au monde, cette production demeure marginale en ce qui a trait à son contenu énergétique, avec une estimation de l'ordre de 3 Mt par année représentant 1.3 TJ. La majeure partie de cette production est constituée d'hydrogène gris (produit à partir de combustibles fossiles); peu de données sont disponibles concernant les projets de production d'hydrogène vert et bleu en cours de développement (voir par exemple Hoornweg *et al.*, 2021; Whitmore et Pineau, 2023).

Tableau 2.4 – La production et le commerce des biocarburants au Canada (2021)

	Éthanol (millions de litres)	Biodiesel (millions de litres)
Production	1 642	416
Importations	1 254	573
Exportations	108	440
Consommation nationale	2 946	796

Source : RNCan, 2023

2.8 Le commerce de l'énergie

Pour l'ensemble du pays, les exportations d'énergie sont presque quatre fois plus importantes que les importations. Les exportations se sont accrues de 31,3 % entre 2011 et 2021 pour atteindre 13 993 PJ, grâce surtout à la contribution du pétrole brut. Celui-ci représente 61 % de toutes les exportations d'énergie en 2021 (8 579 PJ) et sa production s'est accrue de 70 % au cours de la même période. Pendant ce temps, les exportations de gaz naturel ont diminué de 15 % pour atteindre 3 042 PJ. Cette situation est due en grande partie à l'accroissement de la production de gaz de schiste à faible coût aux États-Unis depuis 2007 et elle explique pourquoi la production de gaz naturel n'a pas encore retrouvé les niveaux de 2001, malgré la présence de réserves considérables (voir le tableau 2.2).

Les exportations de pétrole et de gaz naturel s'élèvent à 217 milliards de dollars et représentent 30 % de l'ensemble des exportations canadiennes. Elles constituent également, et de loin, la part la plus importante de toutes les exportations d'énergie (245 milliards de dollars) (voir la Figure 2.5). Il convient aussi de préciser que l'accroissement de la production de pétrole brut au cours des 20 dernières années était surtout destiné à l'exportation (en majeure partie vers les États-Unis) et que les recettes d'exportation globales du pays se sont donc accrues de manière significative. Malgré une baisse en 2020 en raison du ralentissement économique lié à la COVID-19, les exportations de pétrole et de gaz naturel ont retrouvé leurs niveaux de 2019 en 2021.

Comme le montre la Figure 2.5, les exportations d'électricité ont augmenté de 42 % entre 2001 et 2021. Toutefois, elles ne représentent qu'une très faible partie du total si l'on compare les sources en fonction de leur contenu énergétique. Les récents contrats signés par les entre-

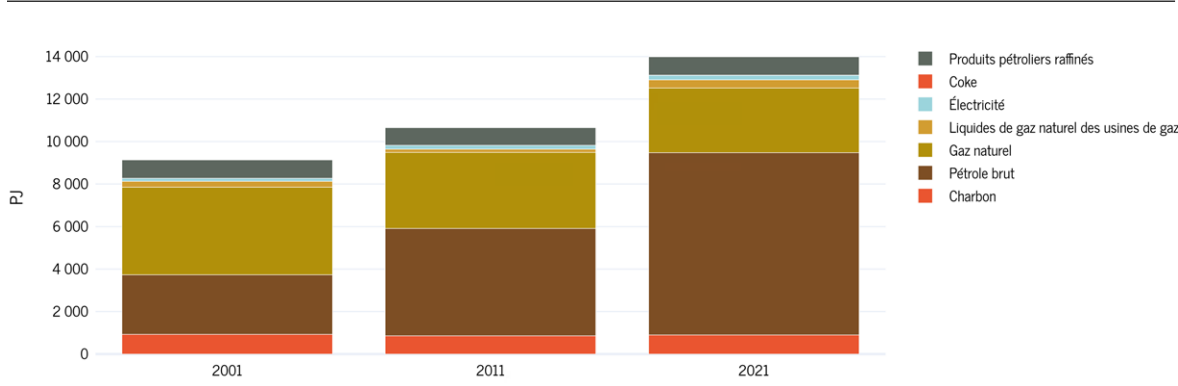
prises canadiennes de services publics pour les marchés d'exportation américains, notamment ceux signés par Hydro-Québec, ne modifieront pas cette part de manière significative dans les années à venir, car les exportations de pétrole et de gaz continueront à dominer les exportations d'énergie.

Malgré l'importance de la production et des exportations d'énergie du Canada, les contraintes géographiques du pays ainsi que les variations de la demande et des coûts font en sorte qu'une part substantielle des besoins énergétiques du Canada est satisfaite par l'entremise des importations. Depuis l'inversion de l'oléoduc 9b d'Enbridge entre Sarnia et Montréal en 2015, la production de pétrole dans les provinces de l'Ouest a comblé une grande partie de la demande de l'Ontario, du Québec et des provinces de l'Atlantique, le reste provenant des États-Unis (72 % des importations en 2022), de l'Arabie saoudite (17 % des importations) et du Nigéria (7 % des importations). En 2021, les importations en provenance des États-Unis représentaient 20 % du pétrole brut, 20 % du gaz naturel, 28 % du charbon et 4,5 % des produits pétroliers raffinés consommés au Canada (RNCan, 2023).

Dans l'ensemble, les importations d'énergie sont demeurées stables entre 2011 et 2021. Après un accroissement spectaculaire de 711 % entre 2001 et 2011, les importations de gaz naturel se sont stabilisées et représentent aujourd'hui 33 % des importations totales. Les importations de pétrole brut comptent pour 44 % du total des importations. Elles aussi se sont maintenues à un niveau similaire à celui de 2011, tandis que les importations de produits pétroliers raffinés ont diminué de 25 % pour la période comprise entre 2011 et 2021. Alors que les importations de gaz naturel ont retrouvé leur niveau de 2019 en 2021 après une chute en 2020, le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés étaient encore bien en deçà de leur niveau de 2019 en 2021, ce qui suggère que la reprise de la consommation d'énergie dans le secteur des transports a été plus lente.

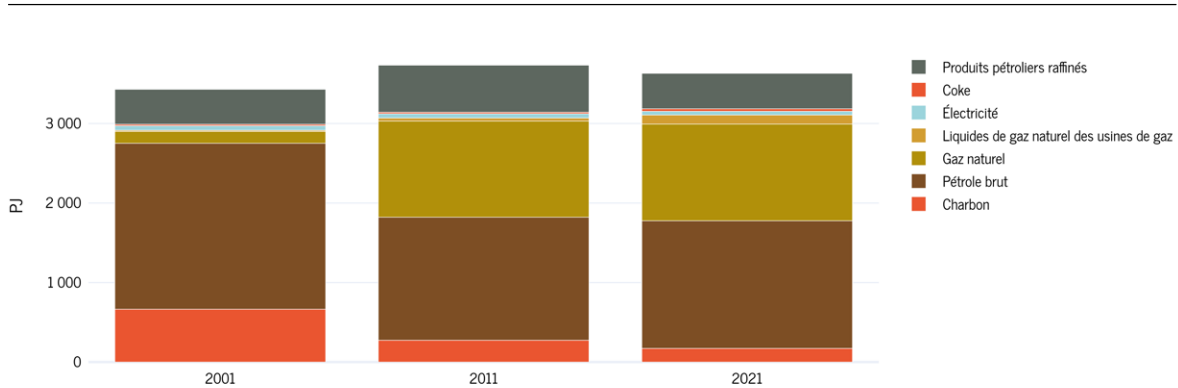
Le Tableau 2.4 fournit des données sur le commerce des biocarburants. Malgré son grand territoire, son important secteur agricole ainsi que des besoins croissants en carburants propres, le Canada est largement tributaire des États-Unis pour satisfaire 59 % de ses besoins en la matière. Si la production canadienne d'éthanol est très peu exportée, les facteurs géographiques inhérents à la demande de biodiesel ont conduit à procéder à certains échanges à l'intérieur du pays, du fait que les normes fédérales et provinciales relatives à la composition des mélanges sont moins strictes pour ce carburant.

Figure 2.5 – Les exportations d'énergie



Source : Statistique Canada, 2023a; AIE, 2023

Figure 2.6 – Les importations d'énergie



Source : Statistique Canada, 2023a

2.9 Les variations entre les provinces

En 2021, l'Alberta continue de dominer la production de pétrole et de gaz au Canada. Cette province fournit 81,8 % du total national, le reste de la production provenant essentiellement de la Saskatchewan (9,4 %) et de Terre-Neuve-et-Labrador (5,4 %) (Tableau 2.5). En ce qui concerne la production de gaz naturel, l'Alberta fournit 67,2 % du total national, tandis que la Colombie-Britannique arrive en deuxième position avec 30 % de la production nationale.

Il faut également préciser que la production de pétrole brut de l'Alberta a continué de s'accroître en 2021. Depuis 2001, celle-ci a augmenté de 169 %, passant de 3 294 PJ à 8 868 PJ, une telle évolution de la croissance ne se retrouvant pas dans les autres provinces productrices. Depuis plusieurs années, la production de gaz naturel de l'Alberta a connu une plus grande stabilité, alors que celle de la Colombie-Britannique a doublé depuis 2001.

La pandémie a affecté de manière inégale les provinces productrices de pétrole et de gaz. D'une part, la baisse de la production observée dans certaines provinces (- 5 % de 2019 à 2020 en Alberta pour le pétrole et - 4,2 % pour le gaz naturel, par exemple) s'est inversée à la fin de 2021, notamment pour le pétrole, qui a même atteint des niveaux supérieurs à ceux de 2019. La Saskatchewan a connu des baisses plus considérables en termes relatifs, soit 10 % pour le pétrole et le gaz naturel, et elle n'a toujours pas retrouvé les niveaux de production qu'elle connaissait avant la pandémie. En revanche, la production de pétrole à Terre-Neuve-et-Labrador et celle de gaz naturel en Colombie-Britannique n'ont pas été affectées et elles affichent une croissance en 2020 par rapport à l'année précédente.

En 2020, la production de charbon se concentrait principalement en Colombie-Britannique (53 %), en Alberta (31 %) et en Saskatchewan (16 %), avec une très faible exploitation en Nouvelle-Écosse (0,4 %) (RNCAN, 2023). Des problèmes de confidentialité des données nous empêchent cependant de faire une ventilation plus récente et plus détaillée des données relatives à cette production. Les liquides de gaz naturel, quant à eux, sont surtout produits en Alberta et en Ontario.

Comme les réseaux électriques sont en grande partie de compétence provinciale pour ce qui est de la gestion et la réglementation, on retrouve de grandes différences entre les provinces en matière de bouquet électrique (Figure 2.7). L'hydroélectricité, qui est la première source de production nationale d'énergie, fournit plus de 60 % du total. C'est la source

Tableau 2.5 – La production de pétrole brut, par province (PJ)

	2001	2006	2011	2016	2019	2020	2021	Part (2021)
AB	3 284	4 063	5 076	7 068	8 634	8 205	8 868	81,8 %
SK	952	953	987	1 059	1 123	1 005	1 022	9,4 %
NL	336	x	x	481	599	650	588	5,4 %
BC	103	90	84	140	254	256	254	2,3 %
Autre	101	97	122	92	101	87	83	0,8 %
Canada	4 777	5 905	6 890	8 878	10 735	10 222	10 838	100 %

Source : Statistique Canada, 2023a

Tableau 2.6 – La production de gaz naturel, par province (PJ)

	2001	2006	2011	2016	2019	2020	2021	Part (2021)
AB	5 594	5 491	4 191	4 773	4 737	4 538	4 657	67,2 %
BC	1 008	1 159	1 511	1 556	1 848	1 912	2 079	30,0 %
SK	314	363	236	208	198	175	159	2,3 %
Autre	281	192	144	100	40	35	32	0,5 %
Canada	7 196	7 205	6 082	6 637	6 823	6 660	6 927	100 %

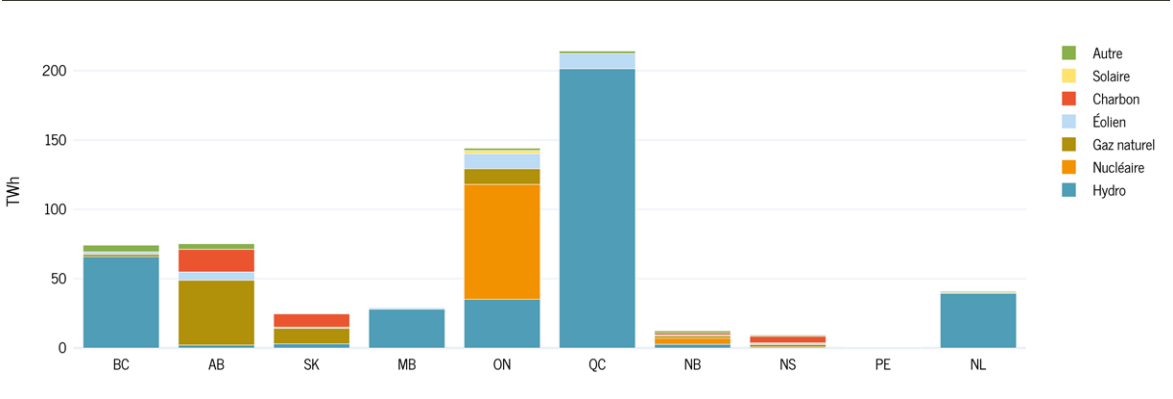
Source : Statistique Canada, 2023a

dominante au Québec, en Colombie-Britannique, au Manitoba et à Terre-Neuve-et-Labrador, mais pas dans les six autres provinces. La production d'électricité à partir du gaz naturel et du charbon domine en Saskatchewan, en Alberta et en Nouvelle-Écosse. Le Nouveau-Brunswick possède aussi une certaine capacité de production dans ce domaine. Avec 28 % de la capacité installée, le gaz naturel constitue également un élément important du bouquet énergétique de l'Ontario, bien qu'il ne fournisse que 9 % de l'électricité consommée dans la province en 2022 (SIERE, 2023). Enfin, le nucléaire représente 14 % de la production nationale totale, mais n'est toutefois utilisé qu'en Ontario et au Nouveau-Brunswick.

Le Tableau 2.7 montre les échanges d'électricité entre les provinces et avec les États-Unis. Les exportations du Labrador vers le Québec constituent le flux interprovincial le plus important et elles reposent sur le contrat à long terme conclu entre les deux provinces concernant la centrale de Churchill Falls. Le Québec est aussi la province qui effectue les livraisons interprovinciales d'électricité les plus importantes et celles-ci se font surtout vers l'Ontario et le Nouveau-Brunswick. En outre, le Québec et l'Ontario exportent une grande partie de leur production vers les États-Unis, tandis que la Colombie-Britannique, et dans une moindre mesure l'Alberta, échangent aussi des quantités importantes d'électricité avec les États du nord-ouest des États-Unis. Par rapport à leur taille, les provinces du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve-et-Labrador sont aussi d'importants exportateurs nets d'électricité vers les États-Unis.

La part importante de la capacité de production non émettrice de GES de certaines provinces rend les exportations attrayantes pour les administrations voisines qui souhaitent décarboner rapidement leur secteur de l'électricité. C'est notamment le cas du Minnesota, qui importe du Manitoba, ainsi que des États de la Nouvelle-Angleterre et de New York pour les provinces du centre et de l'est du Canada. Citons particulièrement la ligne Champlain Hudson Power Express qui fournira de l'électricité à faible taux d'émission d'Hydro-Québec à la ville de New York lorsqu'elle sera mise en service en 2026. Un autre contrat d'exportation d'une ampleur similaire a été signé il y a plusieurs années entre la société Hydro-Québec et le Massachusetts (la New England Clean Energy Connect). Cette dernière entente s'est toutefois heurté à une forte opposition de la part de certaines populations locales, déclenchant même un référendum dans le Maine, qui mis la construction à l'arrêt avant d'être renversé par la Cour suprême de l'état en 2023. La mise en service du projet est maintenant prévue pour 2026.

Figure 2.7 – La production d'électricité des provinces, par source (2021)



Source : Statistique Canada, 2023b, 2023c

Tableau 2.7 – L'électricité, les transferts interprovinciaux et le commerce avec les États-Unis (2021)

	Importations en provenance des É.-U. (TWh)	Importations en provenance des autres provinces (TWh)	Total des importations en provenance des autres provinces (TWh)	Exportations vers les É.-U. (TWh)	Exportations vers les autres provinces (TWh)	Total des exportations vers les autres provinces (TWh)	Exportations vers les É.-U. (1 000 000 \$)
QC	6	33 846	33 852	24 284	13 275	37 559	955
NL	15	36	51	1 153	31 146	32 299	48
ON	522	9 120	9 642	15 628	2 923	18 551	609
BC	7 528	1 409	8 937	11 430	4 660	16 090	1 014
MB	3 073	8	3 081	5 442	1 327	6 769	492
NB	131	5 102	5 234	2 155	2 063	4 217	166
AB	1 584	4 867	6 451	121	1 496	1 617	15
SK	17	656	673	187	275	462	13
PE	0	1 270	1 270	0	312	312	0
NS	138	1 007	1 145	3	0	3	0
Canada	13 014	0	13 014	60 403	0	60 403	3 312

Source : Statistique Canada, 2023d

2.10 Les points à retenir

Le portrait de la production énergétique du Canada qui est brossé ci-dessus montre non seulement l'ampleur des exportations d'énergie, mais aussi la croissance significative de ces exportations au cours des vingt dernières années. Cette situation résulte en grande partie de l'augmentation spectaculaire de la production de pétrole brut, qui est surtout destinée à l'exportation. Étant donné que les exportations d'énergie sont presque exclusivement destinées aux États-Unis, **les niveaux de production et les revenus du Canada sont étroitement liés à l'état du marché américain et à la demande générale d'énergie au sud de la frontière.**

Comme nous l'avons noté dans la dernière édition de ces Perspectives, les exportations de pétrole et de gaz éclipsent les autres sources d'énergie en termes de valeur. Les exportations d'uranium représentent de fortes quantités sur le plan du contenu énergétique, mais la faiblesse des prix sur les marchés mondiaux a entraîné une baisse des recettes d'exportation de ce minerai. Les exportations d'électricité représentent également une valeur nettement inférieure à celle du pétrole et du gaz, bien que cela soit en partie dû à des volumes relativement faibles. Les efforts de décarbonation des États limitrophes des États-Unis ont ouvert la voie à des exportations d'électricité plus importantes au cours des dernières années. Toutefois, les obstacles inhérents à la construction de capacités supplémentaires de production et de transport ont empêché les entreprises canadiennes de profiter de ces opportunités.

Dans l'ensemble, le Canada demeure donc très dépendant de ses exportations de pétrole et de gaz pour protéger sa balance commerciale. À court et à moyen terme cependant, cette situation ne pourrait être compensée par l'accroissement des échanges dans d'autres secteurs de la production d'énergie.

En outre, **la croissance spectaculaire de la demande d'électricité prévue pour les années à venir remet en question le véritable potentiel d'accroissement des exportations.** Si cette croissance attendue de la demande est maintenant un fait bien documenté, notamment dans le second rapport de ces Perspectives, la planification et les transformations sur le terrain n'ont pas suivi et continuent d'être à la traîne (Edom *et al.*, 2022). Comme le montre la Figure 2.3, la production d'électricité est demeurée à peu près stable au cours des 20 dernières années, ce qui illustre bien le fait que la planification n'est pas parvenue à anticiper les besoins en électricité.

Comme nous l'avons indiqué dans nos éditions précédentes, les données relatives à la bioénergie demeurent très lacunaires, ce qui rend difficile la

tâche d'évaluer de façon précise la contribution de la bioénergie à l'approvisionnement énergétique total. Il en va de même pour la consommation finale d'énergie dans les différents secteurs. Si les données relatives à la production de biocarburants sont disponibles, celles concernant l'utilisation de la biomasse sont encore dispersées, et tout particulièrement en ce qui concerne le secteur industriel. Ces lacunes dans la disponibilité des données constituent un obstacle qui empêche une compréhension approfondie du rôle joué par la bioénergie. Alors que la concurrence pour l'accès à cette ressource va en s'intensifiant compte tenu de la diversité des contributions qu'elle peut apporter dans les trajectoires de décarbonation, il est indispensable de pouvoir disposer de données plus complètes et accessibles pour être en mesure de brosser un portrait plus clair de la situation.

Les variations que l'on observe entre les provinces en matière d'énergie se répercutent sur leurs profils de production et d'échanges qui diffèrent grandement d'une province à l'autre; ces variations reposent largement sur la situation géographique particulière et la dotation en ressources de chacune d'elles. La Règlement sur l'électricité propre, qui affectera les provinces de manière très inégale, aura un impact sur la planification de la décarbonation de la production d'électricité dans les provinces où la part de la production thermique est importante.

Les répercussions des événements survenus en Europe à la suite de l'invasion de l'Ukraine ont entraîné en 2022 un accroissement considérable des recettes des installations de production de pétrole et de gaz au Canada en raison de la hausse des prix mondiaux, ce qui a plus que compensé la baisse reliée à la pandémie en 2020. Aucune donnée n'est encore disponible pour pouvoir évaluer l'impact que le changement de contexte en Europe pourrait avoir sur les exportations de GNL du Canada, de même que sur celles d'hydrogène et d'ammoniac, compte tenu du regain d'intérêt pour l'approvisionnement des marchés européens en énergie.

Enfin, **il semble que les effets de la pandémie sur la production d'énergie aient été, somme toute, très limités, et ce, même au plus fort du ralentissement économique induit par les mesures de confinement en 2020.** Les données disponibles pour 2022 et 2023 permettront éventuellement de dresser un portrait plus précis de l'effet global de la pandémie sur le domaine de l'énergie, mais jusqu'à présent, il est clair que la période 2020-2021 n'a pas entraîné de changement structurel majeur en ce qui concerne la production d'énergie.

2.11 Références

Alberta. 2023. WCS Oil Price. Government of Alberta. En ligne, <https://economicdashboard.alberta.ca/dashboard/wcs-oil-price/>.

Association canadienne des carburants. 2023. Notre industrie – Production de carburants. Association canadienne des carburants. En ligne, <https://www.canadianfuels.ca/fr/notre-industrie/production-de-carburants/> (consulté le 29 mars 2023)

BP. 2023. BP Energy Outlook 2023. En ligne, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>

CEEDC. 2023. Canadian Industrial Energy End-use Data and Analysis Centre. Simon Fraser University: Canadian Energy and Emissions Data Centre (CEEDC). En ligne, <https://cieedacdb.rem.sfu.ca/>

Edom, E., Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N. (2022). *Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada*, Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

Hoorweg, D., Wotten, D., Kauling, D., Jianu, O. and Armouldi, E. 2021. Hydrogen: An Overview – Eastern Canada. Transition Accelerator Reports. Vol.3, Issue 3, Pg. 1-120.

OEE. 2023. Base de données complète sur la consommation d'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique. En ligne, https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm

OSM. 2023. *Canadian Refineries*. Oil Sands Magazine. En ligne, <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/canadian-refineries> (mis à jour le 9 mars 2023).

REC. 2023. Aperçu du marché : Baisse des importations de pétrole brut en 2021 et hausse modeste de celles de produits pétroliers raffinés. Régie de l'énergie du Canada. En ligne, <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/aperçu-marches/2022/aperçu-marche-baisse-des-importations-de-pétrole-en-2021-et-hausse-moderne-de-celle-de-produits-petroliers-raffinés.html>

RNCan. 2023. Cahier d'information sur l'énergie 2023-2024. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, <https://information-energie.canada.ca/fr/faits-saillants-energie> (consulté le 10 novembre 2023)

Statistique Canada 2023a. Tableau 25-10-0029-01 : Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.

Statistique Canada 2023b. Tableau 25-10-0028-01 : Énergie électrique produite à partir de combustibles. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.

Statistique Canada. 2023c. Tableau 25-10-0020-01 : L'énergie électrique, production annuelle selon la classe de producteur d'électricité. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.

Statistique Canada 2023d. Tableau 25-10-0021-01 : L'énergie électrique, services d'électricité et d'industrie, disponibilité et écoulement. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.

Whitmore, J. et Pineau, P.-O., 2023. *État de l'énergie au Québec 2023*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec



3

La consommation d'énergie au Canada

Le Canada est le huitième plus grand consommateur d'énergie au monde. Il consomme davantage d'énergie par habitant que tout autre pays de l'OCDE, à l'exception de l'Islande. Aussi, bien que les profils de consommation des provinces présentent des similitudes, la consommation finale d'énergie varie aussi considérablement d'une province à l'autre. Le présent chapitre se propose d'examiner ces différents profils.



Les points importants

- Le niveau de consommation d'énergie par habitant du Canada se situe parmi les plus élevés au monde; on retrouve cependant de grandes variations entre les provinces en raison, entre autres, des différences structurelles de leurs secteurs industriels.
- Contrairement à la quasi-totalité des autres secteurs, la consommation d'énergie dans le secteur des transports a continué à croître au cours des vingt dernières années, y compris la consommation d'énergie par habitant.
- Les variations observées entre les provinces en matière de profils de consommation ne se limitent pas au secteur industriel. On note de grandes différences en ce qui concerne le transport de marchandises, l'agriculture, le chauffage des locaux et le choix des moyens de transport.
- La pandémie de COVID-19 a eu un impact considérable sur la consommation d'énergie dans tous les secteurs et dans celui des transports en particulier. Un examen plus approfondi des variations qui existent entre les sous-secteurs et une analyse des données partielles rendues disponibles depuis lors montrent que la majorité des niveaux de consommation se sont redressés à partir de 2021, bien que l'accroissement du transport de passagers depuis 2020 ait été plus lent.

3.1 L'approvisionnement et la consommation d'énergie

Malgré la richesse du pays en matière de ressources énergétiques renouvelables, 72 % de l'approvisionnement en énergie primaire du Canada provenait du pétrole et du gaz naturel en 2021. Avec le charbon et les liquides de gaz naturel des usines de transformation du gaz, les combustibles fossiles représentent 82 % de l'approvisionnement énergétique total. Les sources qui fournissent le reste de l'approvisionnement sont, par ordre d'importance, l'hydroélectricité, le nucléaire, la biomasse, l'éolien et d'autres énergies renouvelables (Figure 3.1).

Au cours des 20 dernières années, la part du charbon dans l'approvisionnement énergétique total a diminué. Cette situation s'explique principalement par l'arrêt de son usage en Ontario pour produire de l'électricité ainsi que la réduction spectaculaire de son utilisation dans des activités similaires en Alberta. Le recul dans l'utilisation du charbon a cependant été largement remplacé par une plus grande utilisation du gaz naturel, qui est souvent le résultat direct du déclin de l'usage du charbon.

Les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité, en particulier l'énergie éolienne et les biocarburants¹, ont joué un rôle croissant, mais qui demeure marginal dans l'approvisionnement total. Ces changements se sont accompagnés d'un accroissement global de 20 % de l'approvisionnement énergétique total entre 2000 et 2020, les combustibles fossiles conservant leur part du total.

Le début de la pandémie de COVID-19 en 2020 ainsi que le maintien des restrictions touchant la santé publique jusqu'en 2021 ont eu plusieurs répercussions sur la consommation d'énergie. Dans les sections ci-dessous, nous accorderons une attention toute particulière à ces années afin d'évaluer ces changements et déterminer s'ils semblent perdurer sur la base des données qui sont disponibles à ce jour.

Une introduction aux concepts d'énergie : énergie primaire, secondaire et finale

Comprendre les statistiques sur l'approvisionnement et la consommation d'énergie n'est pas une tâche facile compte tenu de la diversité des modes de présentation des données sur différents sujets. Dans le présent document, nous avons fait le choix d'utiliser les distinctions typiques entre énergie primaire, secondaire et finale; ce sont celles utilisées par Statistique Canada et d'autres agences liées à l'énergie au Canada. Les définitions présentées ci-dessous fournissent les principaux éléments permettant de bien comprendre chacun de ces concepts.

L'énergie primaire est l'énergie qui est disponible avant qu'elle ne soit transformée pour être utilisée ou transportée. Par exemple, le charbon, le pétrole brut et l'uranium peuvent être considérés comme des formes d'énergie primaire. Traditionnellement, l'électricité produite directement à partir de sources renouvelables, telles que l'énergie hydraulique, éolienne et solaire, est aussi considérée comme étant une énergie primaire. Il en va de même pour l'électricité produite à partir de la fission nucléaire.

L'énergie secondaire fait référence à l'énergie primaire qui a été transformée en une forme d'énergie pouvant être transportée vers les utilisateurs finaux. Par exemple, lorsque le gaz naturel est brûlé dans une centrale électrique pour produire de l'électricité, cette électricité est considérée comme étant une énergie secondaire. Les produits pétroliers raffinés (tels que l'essence et le diesel), la chaleur ou l'hydrogène constituent d'autres exemples d'énergie secondaire.

L'énergie finale est l'énergie secondaire utilisée par les consommateurs pour obtenir des services énergétiques. Par exemple, la combustion de l'essence dans un moteur de voiture transforme son contenu énergétique en mouvement et en chaleur. De même, la chaleur libérée par le charbon dans un four industriel peut être utilisée pour produire de l'acier. Il s'agit dans les deux cas d'une consommation d'énergie finale. Cette consommation est généralement différenciée par secteur économique, soit le transport et l'industrie comme dans les exemples précédents ainsi que le bâtiment et l'agriculture.

Ces distinctions ont pour but de nous aider à réaliser plusieurs objectifs. Elles visent notamment à permettre de quantifier les pertes d'énergie qui surviennent à différents stades du système énergétique. Toute conversion d'énergie entraîne des pertes d'importance plus ou moins grande. Certaines de ces pertes se produisent lors de la transformation de l'énergie primaire en énergie secondaire, tandis que d'autres surviennent plus loin dans la chaîne de production, lorsque l'énergie est transformée en un service final. Il faut enfin noter qu'une partie seulement de l'énergie finale consommée est réellement de l'énergie utile, c'est-à-dire fournissant un service. Si des transformations supplémentaires sont nécessaires le long d'une chaîne donnée pour que le service puisse être disponible, cela occasionnera des pertes supplémentaires. Par exemple, le charbon peut être brûlé dans une centrale électrique pour produire de l'électricité; l'électricité peut être utilisée pour produire de l'hydrogène; l'hydrogène peut être (re)converti en électricité dans un véhicule propulsé par un moteur à pile à combustible; et l'électricité produite sert à faire tourner le moteur pour déplacer le véhicule. Chacune de ces étapes entraîne des pertes par rapport au contenu énergétique initial du charbon utilisé au début du processus.

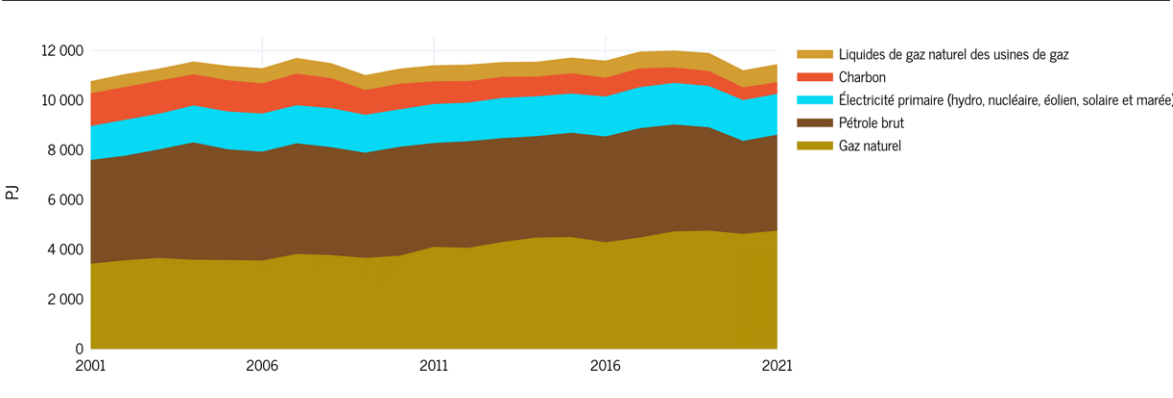
Au Canada, les deux tiers environ de l'approvisionnement énergétique total se perdent de différentes manières dans le processus d'obtention des services énergétiques nécessaires au transport, à la production industrielle ou encore à l'alimentation et au chauffage des bâtiments (CESAR, 2014).

¹ En raison de problèmes de disponibilité des données, la Figure 3.1 ne présente pas l'approvisionnement en biomasse. L'approvisionnement en biomasse solide (principalement des produits du bois) était de 500 PJ en 2020, tandis que les biocarburants (éthanol et biodiesel) fournissaient 48 PJ. La production de biomasse solide est restée relativement constante au cours des 20 dernières années, tandis que la production de biocarburants a augmenté de manière régulière (RNCan, 2023).

Pour ce qui est de la destination de cet approvisionnement énergétique, les secteurs canadiens des transports et de l'industrie sont responsables chacun d'environ un tiers de la demande totale d'énergie finale du pays, le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel) consommant la majeure partie du reste. L'importance des activités de raffinage et de production d'énergie, et particulièrement la production de pétrole et de gaz, est bien démontrée par le fait que 21,9% de l'approvisionnement net total est consommé par le producteur (lorsque l'industrie productrice d'énergie utilise son propre combustible) ainsi qu'à des fins non énergétiques (par exemple, les matières premières utilisées par l'industrie pétrochimique). Compte tenu de la forte intensité en carbone de leurs activités, la consommation des producteurs d'énergie occupe une place d'importance dans les discussions portant sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (voir le chapitre 5 à ce sujet).

Cette section utilise à la fois un horizon qui est de 10 ou 20 ans afin d'être en mesure d'analyser les variations à court et à long terme. En raison de la disponibilité des données, certains graphiques et tableaux utilisent 2020 comme année la plus récente, tandis que d'autres se réfèrent à 2021.

Figure 3.1 – L'approvisionnement énergétique total du pays, 2001-2021



Source : Statistique Canada, 2023a

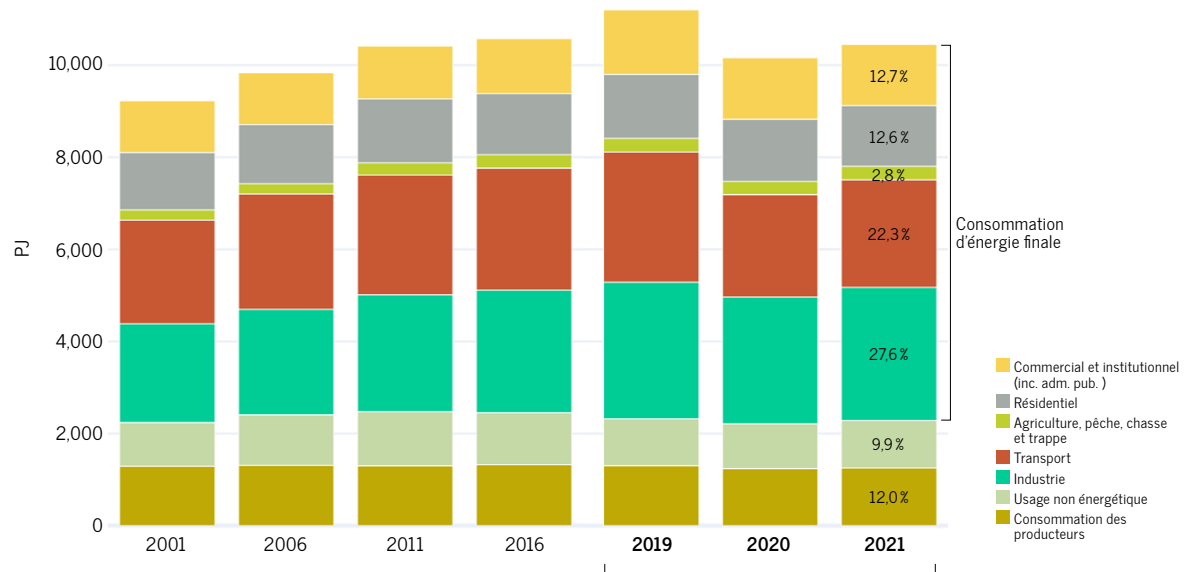
3.1.1 L'industrie

L'approvisionnement en énergie est destiné aux services énergétiques (la consommation d'énergie finale) dans une proportion de 78,1%. Le reste de l'approvisionnement énergétique de celle-ci est utilisé de deux manières par les producteurs d'énergie. Ils transforment une partie de cet approvisionnement en des formes énergétiques souhaitées et adaptées à la consommation dans tous les secteurs (12,0% du total) ou fabriquent des produits non énergétiques tels que l'asphalte, les plastiques et les lubrifiants, une production essentiellement assurée par l'industrie pétrochimique (9,9% du total) (Figure 3.2).

La consommation du secteur industriel est souvent présentée en fonction de sa part (35,4%) par rapport aux autres secteurs en ce qui a trait à la consommation finale d'énergie. Il s'agit toutefois d'une sous-estimation de la consommation d'énergie par l'industrie. Celle-ci utilise en effet l'énergie pour alimenter la transformation des sources énergétiques en énergie finale ainsi que pour la création de produits non énergétiques, deux types de consommation d'énergie qui reviennent également à l'industrie. Cela porte la part totale de la consommation industrielle dans l'approvisionnement énergétique à 49,5%, le reste étant utilisé par les transports (22,3%), les bâtiments (25,3%) et l'agriculture (2,8%). La variation entre les sous-secteurs de l'industrie est présentée à la Figure 3.3.

Globalement, la consommation finale d'énergie dans l'industrie a augmenté de 11,1% entre 2001 et 2021. Comme dans les autres secteurs, la consommation d'énergie dans l'industrie a diminué entre 2019 et 2020 avant de retrouver le niveau d'avant la pandémie en 2021. Cette évolution dans le temps varie toutefois d'un sous-secteur à l'autre. Ainsi, le secteur des mines, des carrières et de l'extraction de pétrole et de gaz, étant stimulé par les activités d'extraction de pétrole et de gaz, est devenu le plus grand consommateur industriel d'énergie. Ce secteur a vu sa consommation d'énergie s'accroître de 184,5% depuis 2000 (Figure 3.3).

Figure 3.2 – Approvisionnement net en énergie (primaire et secondaire) par secteur



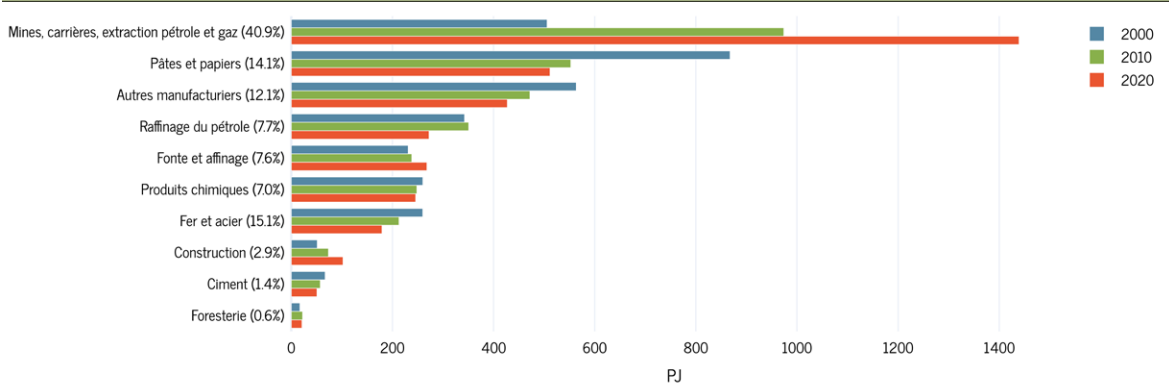
Source : Statistique Canada, 2023a

Note : en raison de différences statistiques, les sommes peuvent être différentes des totaux.

En revanche, des baisses de consommation d'énergie ont été observées entre 2000 et 2020 dans les secteurs des pâtes et papiers (- 41,0%), des autres industries manufacturières (- 24,2%), du raffinage du pétrole (- 20,5%), du fer et de l'acier (- 31,0%) ainsi que du ciment (- 24,4%). Cette baisse peut s'expliquer par une combinaison de facteurs, notamment des fermetures, des améliorations de l'efficacité énergétique et la réduction des activités liées à la pandémie de 2019 à 2020. Il faut toutefois préciser que chacun de ces sous-secteurs a également enregistré une baisse de sa consommation d'énergie au cours de la période 2000-2019.

Pour bien comprendre les changements qui se sont produits au cours des vingt dernières années, il importe d'accorder une attention toute particulière à la période 2019-2020. Au cours de cette année, par exemple, les secteurs de la foresterie et de la construction ont vu leur consommation d'énergie diminuer respectivement de 15,4 % et de 11,2 %, et ce, malgré une forte augmentation en continu dans chacun de ces secteurs au cours des deux précédentes décennies. Cela suggère que la baisse observée dans ces secteurs sur la période 2019-2020 est due à un ralentissement temporaire des activités lié aux restrictions de santé publique. Les trois autres secteurs affichant la plus forte diminution de la consommation d'énergie entre 2019 et 2020 sont le ciment (- 17,9 %), le fer et l'acier (- 20,0 %) ainsi que le raffinage du pétrole (- 9,6 %). Pour ce qui est de la baisse substantielle de consommation d'énergie observée durant cette période pour ces secteurs, il semble qu'elle soit la résultante de l'accélération d'une tendance qui était manifeste depuis 20 ans. Comme les données offrant une ventilation par sous-secteur pour 2021 et 2022 ne sont pas encore disponibles, le tableau que nous brossons de l'effet de la pandémie sur la consommation d'énergie se limite à 2020.

Figure 3.3 – La consommation d'énergie dans l'industrie, par secteur (2000, 2010 et 2020)



Source : OEE, 2023
Note : les pourcentages indiqués sur l'axe vertical représentent la part de la consommation totale d'énergie dans le secteur (le total n'est pas égal à 100 % en raison des chiffres qui ont été arrondis).

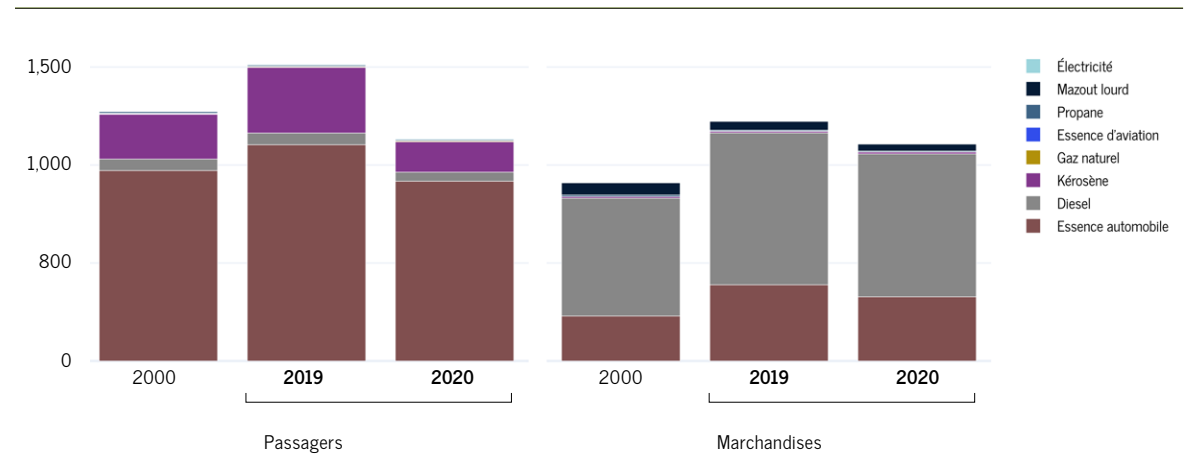
3.1.2 Les transports

Les transports montrent une baisse de 17,3% de la consommation d'énergie entre 2019 et 2020. C'est le secteur où la consommation d'énergie a été la plus touchée par le ralentissement des activités en 2020 en raison de la pandémie de COVID-19. C'est le transport de passagers qui a été le plus affecté (-25,1%), en grande partie à cause de la réduction de moitié de la consommation d'énergie relative au transport aérien ainsi que de la diminution du transport routier. Le transport de marchandises a été moins touché, mais il a néanmoins diminué de 9,5% sa consommation d'énergie durant la même année. Les données préliminaires indiquent une reprise de la consommation en 2021 pour le fret, tandis que le transport de passagers est plus lent à retrouver son niveau d'avant la pandémie. Les données partielles de 2022 suggèrent toutefois que la consommation d'énergie dans ce secteur est en train de reprendre.

L'essence et le diesel dominent la consommation d'énergie dans ce secteur, bien qu'il y ait de grandes différences de consommation entre le transport de passagers et le transport de marchandises (Figure 3.4). Le diesel est le principal carburant utilisé pour le transport de marchandises. Il satisfait 65,8% des besoins énergétiques, alors qu'il ne contribue que pour 4,1% à la consommation d'énergie du transport de passagers, ce secteur étant celui où l'essence est la source d'énergie qui prédomine (73%). Le carburéacteur représente également une part importante de la consommation de carburant pour le transport de passagers (22%), alors qu'il est presque négligeable pour le transport de marchandises (1%)².

Au cours des dernières années, certains changements ont mené à une évolution de ce bouquet énergétique vers une plus grande proportion de véhicules à zéro émission. En pratique, ce terme est l'équivalent de véhicule électrique (que ce soit des véhicules entièrement électriques ou bien des hybrides branchables), et leur augmentation en nombre n'a pratiquement affecté que le transport léger de passager. En 2022, 123 000 nouveaux véhicules électriques ont été vendus au Canada, tout juste au-dessus de 8% des nouveaux véhicules immatriculés pour l'année. Les données partielles pour 2023 laissent entrevoir une confirmation de cette tendance à la hausse. Il faut néanmoins noter que 92,5% de ces véhicules ont été vendus au Québec, en Ontario ou en Colombie-Britannique, ce qui souligne les conditions inégales à travers les provinces pour ce choix de méthode de transport. Notons entre autres des incitatifs à l'achat variant énormément selon la province (voir Chapitre 6) ainsi des variations dans le déploiement des infrastructures pour la recharge (Statistique Canada 2023b).

Figure 3.4 – La consommation d'énergie dans le secteur des transports, par source (2020)



Source : OEE, 2023

Note : les données relatives à l'éthanol et au biodiesel n'étant pas disponibles, elles sont par conséquent exclues des totaux.

² Aux fins de cette description, nous utilisons les données de 2019 pour établir la répartition de la part de carburant consommée, étant donné que les données de 2020 sont affectées par le contexte de la pandémie.

Les variations de la demande sous-tendent l'évolution de la consommation d'énergie associée au transport de passagers et de marchandises (Tableau 3.1). Avant le début de la pandémie, les chiffres de 2019 représentaient une augmentation de la demande de 43 % par rapport à 2000 pour le transport de passagers (en passagers-km), tandis que les chiffres de 2020 annulaient cette évolution sur 20 ans. En ce qui concerne la demande de transport de marchandises, par rapport à l'année 2000, l'accroissement de la consommation d'énergie est passé de 33 % (en tonnes-km) en 2019 à 26 % en 2020. Le transport commercial a en effet été nettement moins touché que le transport de passagers par le ralentissement économique lié à la pandémie.

Le transport aérien est très majoritairement utilisé pour le transport de passagers. Il a vu sa consommation de carburant diminuer de 53,6 % entre 2019 et 2020 en raison des fermetures et des restrictions qui lui ont été imposées. La baisse de la demande dans le secteur du transport aérien permet d'expliquer 63 % de la chute de la demande pour le transport de passagers entre 2019 et 2020; cela souligne le fait que le recul du transport routier de passagers a été moins important avec une baisse de 14,8 % entre 2019 et 2020.

Malgré les effets de la pandémie, les tendances observées depuis 2000 continuent de montrer que les gains d'efficacité dans le transport de passagers sont contrebalancés par l'augmentation du nombre de kilomètres parcourus par les particuliers. À cela s'ajoute le fait que les consommateurs montrent une préférence pour des véhicules plus lourds et de plus grande taille, et que les quantités de marchandises transportées par le fret s'accroissent.

Tableau 3.1 – La demande de services de transport

	2000	2010	2019	2020
Passagers (en millions de passagers-km)	610 330	725 323	873 512	605 492
Transport ferroviaire	1 549	1 404	1 729	235
Transport routier	503 900	587 633	638 566	543 218
Transport aérien	104 882	136 286	233 217	62 039
Marchandises (en millions de tonnes-km)	775 466	851 246	1 031 667	974 404
Transport aérien	2 327	2 085	3 257	2 465
Transport routier	240 128	292 997	368 704	341 829
Transport ferroviaire	322 511	341 325	451 277	420 233
Transport maritime	210 499	214 839	208 429	209 877

Source : OEE, 2023

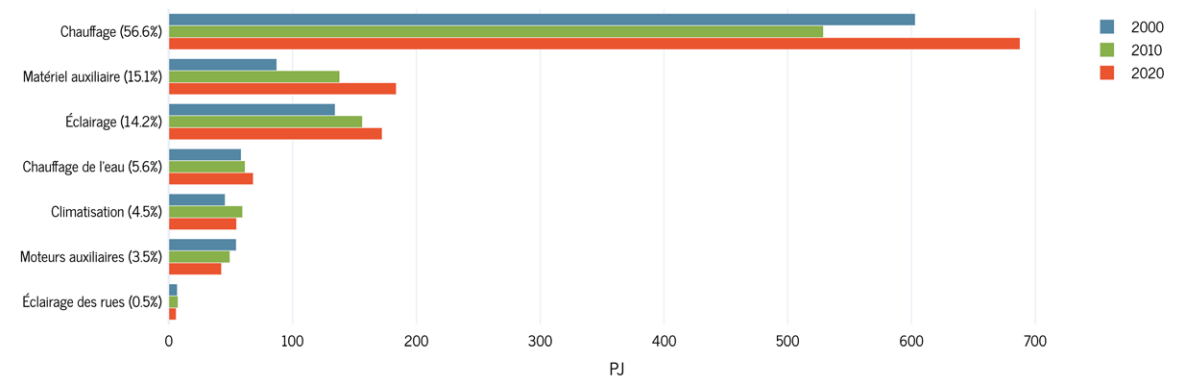
3.1.3 Les bâtiments

L'énergie consommée par le secteur du bâtiment comprend la consommation résidentielle ainsi que la consommation commerciale et institutionnelle. Dans le secteur des bâtiments commerciaux et institutionnels, la quasi-totalité de l'énergie consommée provient du gaz naturel (52,6 %), lequel comble plus de 82 % des besoins de chauffage, et de l'électricité (42,8 %) qui satisfait la majeure partie des autres besoins énergétiques. Au cours de la période 2000-2010, la consommation totale d'énergie du secteur est restée à peu près stable. Toutefois, ces chiffres de consommation ont commencé à grimper pendant la majeure partie de la période 2010-2020. De manière globale, on observe que la demande dans le secteur commercial et institutionnel est stimulée par le chauffage des locaux (56,6 %) et la climatisation (4,5 %), mais aussi par les équipements auxiliaires (15,1 %), l'éclairage (14,2 %), le chauffage de l'eau (5,6 %) et les moteurs auxiliaires (3,5 %). Les équipements auxiliaires, tels que les équipements électroniques, continuent de générer la demande qui s'accroît le plus rapidement, celle-ci affichant une hausse de 110 % entre 2000 et 2020.

Il est à noter que dans le secteur commercial et institutionnel, la baisse de la consommation d'énergie entre 2019 et 2020 se limite au chauffage des locaux et aux équipements auxiliaires. Cette baisse est toutefois très modeste, car la consommation en 2020, et même pour ces sources de demande, est similaire (dans le cas des équipements auxiliaires) et même supérieure (pour le chauffage des locaux) à celle de 2018. Cela suggère que les changements liés au confinement et au travail à domicile à partir du printemps 2020 n'ont pratiquement pas eu d'effet sur la consommation d'énergie dans ce secteur.

La consommation d'énergie dans le secteur résidentiel présente un profil différent de celui du secteur commercial et institutionnel. Dans le secteur résidentiel, le chauffage des locaux représente une part encore plus importante de la consommation totale d'énergie (61,1 %), le reste de l'énergie consommée servant au chauffage de l'eau (18,1 %), au fonctionnement des appareils électroménagers (14,6 %), à l'éclairage (3,7 %) et à la climatisation des locaux (2,5 %). La plupart de ces parts de consommation sont demeurées stables au cours des 20 dernières années, à l'exception de la climatisation des locaux dont l'importance relative a doublé.

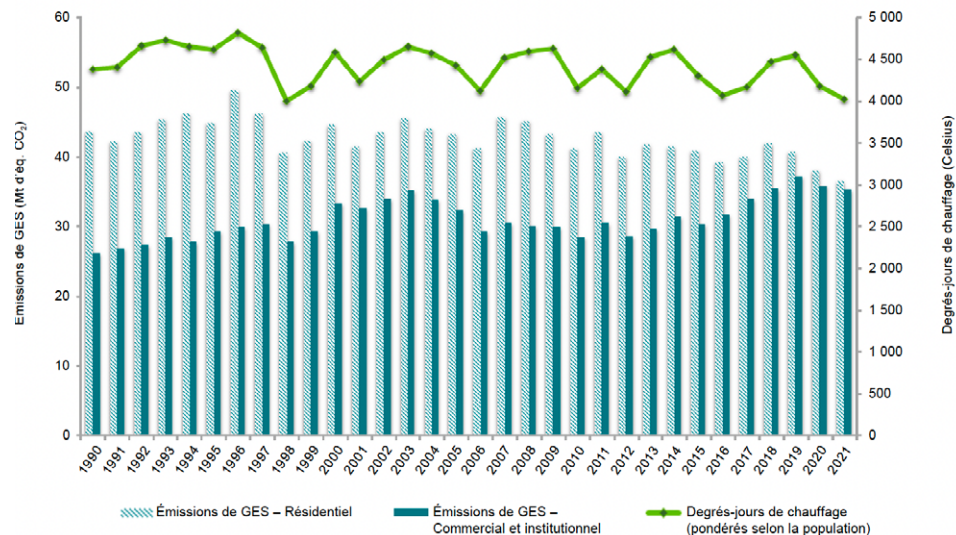
Figure 3.5 – Consommation d'énergie dans le sous-secteur commercial et institutionnel



Source : OEE, 2023

Note : les pourcentages indiqués sur l'axe vertical représentent la part de la consommation totale d'énergie dans le secteur (le total n'est pas égal à 100 % en raison des chiffres qui sont arrondis).

Figure 3.6 – Les degrés-jours de chauffage et les émissions de GES des bâtiments au Canada



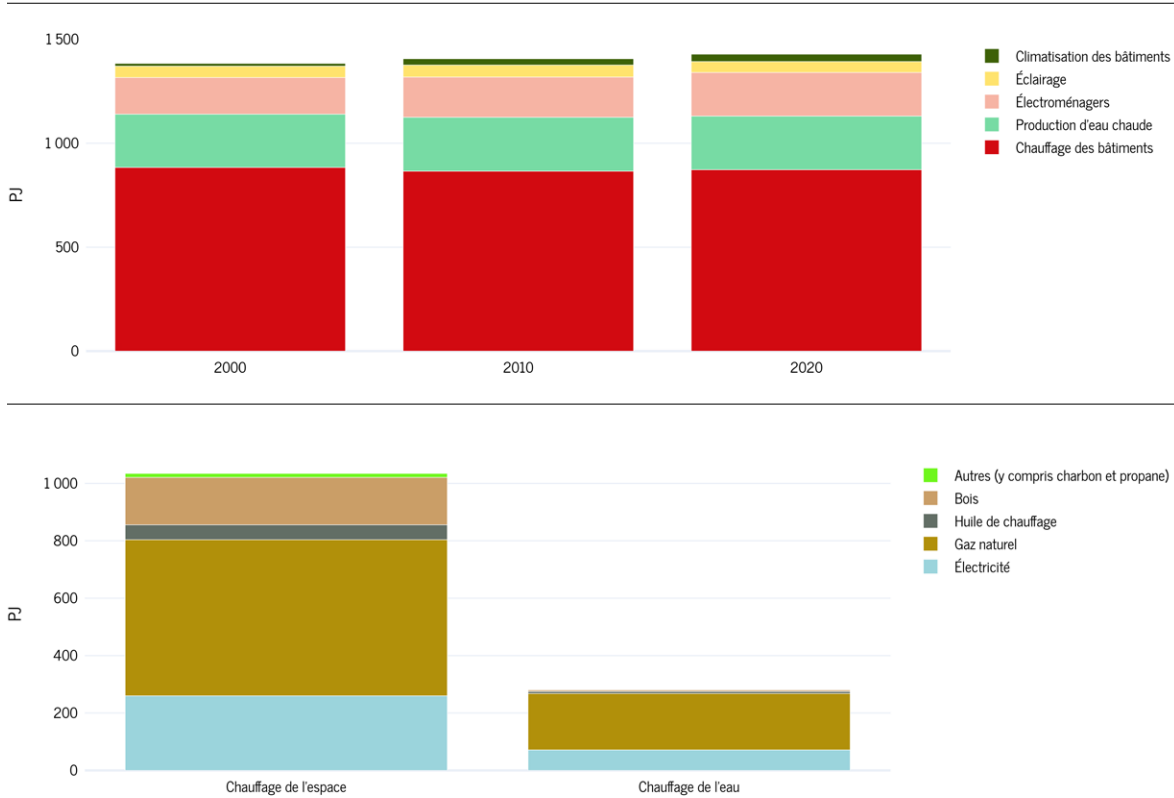
Source : ECCC, 2023.

Comme ce fut le cas pour les bâtiments commerciaux et institutionnels, la consommation d'énergie dans les bâtiments résidentiels ne semble pas avoir été affectée par des facteurs liés à la pandémie. L'essentiel de la variation que l'on retrouve entre 2019 et 2020 s'explique par une baisse des degrés-jours de chauffage, comme pour les autres années (Figure 3.6). Il est toutefois intéressant de noter l'absence de croissance de la consommation en 2020, compte tenu du fait que la majorité de la population a passé davantage de temps à la maison en raison des restrictions liées à la santé publique.

Les sources d'énergie pour le secteur résidentiel ont toutefois évolué d'une manière qui est plus significative. L'électricité, qui représentait 35,9% de la consommation d'énergie en 2000, est passée à 44,5% en 2020, ce qui a eu pour effet de réduire la part du mazout de chauffage. La consommation globale n'a que faiblement augmenté depuis 2000 malgré la croissance de la surface utile, ce qui souligne les améliorations qui ont été réalisées en matière d'efficacité énergétique, notamment en ce qui concerne le chauffage des locaux.

La Figure 3.7 montre également qu'au niveau national, le gaz naturel est la première source d'énergie pour les deux principales utilisations finales (le chauffage des locaux et de l'eau), l'électricité occupant la deuxième place malgré son importance croissante au cours des dernières années. Si le mazout demeure également un combustible important pour le chauffage des locaux (4,9%), il a toutefois subi un recul marqué par rapport à son niveau d'il y a 20 ans, où il représentait 13,3% du total. Le bois, en revanche, a fourni une part presque constante dans le chauffage des locaux (9,0% contre 10,2% en 2000). Au cours de la période 2000-2020, ce sont les systèmes de chauffage au gaz naturel qui ont connu la croissance la plus rapide, puisqu'ils alimentent aujourd'hui 46% de l'ensemble des logements résidentiels du pays. Le nombre de pompes à chaleur électriques a doublé depuis 2000, mais elles ne représentent que 13% des systèmes électriques et 5% de l'ensemble des systèmes de chauffage.

Figure 3.7 – La consommation d'énergie dans le secteur résidentiel, par utilisation finale (2000, 2010 et 2020)



Sources d'énergie pour le chauffage des bâtiments et la production d'eau chaude (2020)

Source : OEE, 2023
Note : le total n'est pas égal à 100 % en raison des chiffres qui ont été arrondis.

3.1.4 L'agriculture

La production agricole représente la part la plus faible de la demande finale totale d'énergie. La consommation d'énergie dans ce secteur provient à la fois de l'utilisation d'énergie motrice comme les tracteurs (67,9 % du total) et de l'utilisation d'énergie non motrice comme les séchoirs agricoles (32,1 %). Dans l'ensemble, le secteur de l'agriculture consomme surtout du diesel (51,7 %), de l'essence (16,1 %), du gaz naturel (14,8 %) et de l'électricité (13,1 %). Toutefois, le bouquet énergétique servant à satisfaire ces deux catégories de besoins, soit les utilisations motrices et non motrices, varie considérablement. On note que certains combustibles sont particulièrement importants pour combler des besoins qui représentent une faible part du total, mais qui sont difficiles à remplacer (par exemple, le propane qui est utilisé pour sécher les récoltes en vue de leur stockage).

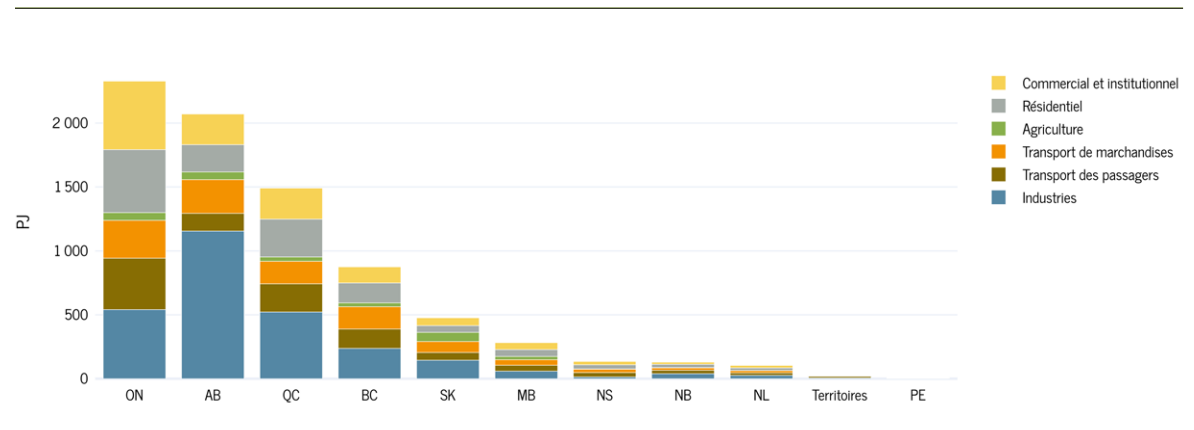
La consommation d'énergie dans le secteur de l'agriculture a diminué de 3,6 % entre 2019 et 2020, principalement en raison d'une baisse de la consommation de diesel. Toutefois, le rôle qu'a pu jouer la pandémie dans cette situation n'est pas évident, car on note que cette baisse est similaire à la diminution de la consommation d'énergie observée entre 2018 et 2019 dans ce secteur. Par conséquent, une partie de la réduction de la consommation en 2020 est probablement due à des tendances indépendantes du ralentissement économique ou des restrictions imposées en matière de santé publique.

3.2 Les variations entre les provinces

La contribution des secteurs économiques à la consommation d'énergie varie d'une province à l'autre (Figure 3.8). La composition du secteur de l'industrie, par exemple, fait de l'Alberta la deuxième province au Canada derrière l'Ontario en matière de consommation totale d'énergie finale, bien que la population de l'Alberta soit nettement moindre que celle du Québec qui occupe la troisième place. De même, la consommation d'énergie de la Saskatchewan représente plus de la moitié de celle de la Colombie-Britannique, malgré une population de 25 % inférieure à celle de cette dernière.

Deux autres observations peuvent être faites en ce qui concerne les variations entre les provinces. La première est que les données disponibles sur la consommation finale d'énergie ne nous permettent pas non plus de dresser un portrait complet en ce qui concerne les variations entre les provinces en matière de contribution de l'industrie, étant

Figure 3.8 – La consommation totale d'énergie finale, par province et par secteur (2020)



Source : Statistique Canada, 2023a

donné que la consommation faite par les producteurs de leurs propres combustibles n'est pas incluse dans le total de la consommation. Par exemple, si l'on considère l'ensemble de la consommation d'énergie, y compris celle des producteurs et la consommation finale d'énergie, le total de consommation de l'Alberta dépasse celui de l'Ontario. Ce manque de disponibilité des données ne nous permet pas d'inclure complètement cette consommation des producteurs dans les Figure 3.8 et 3.9.

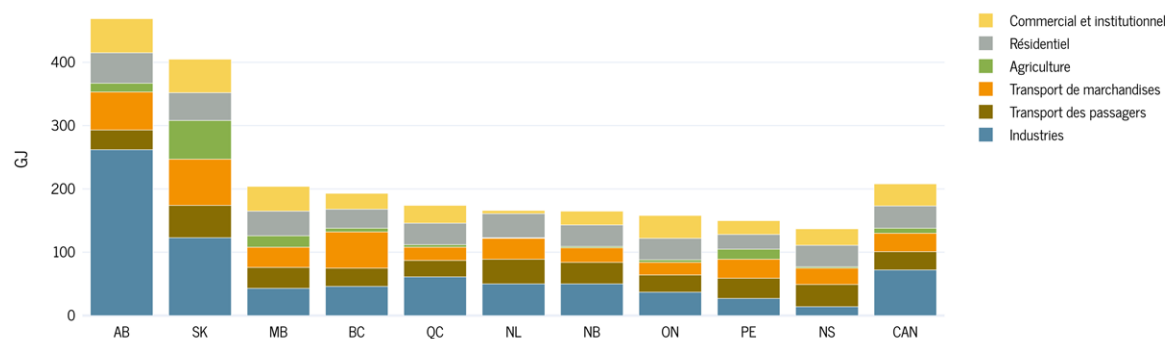
Dans la deuxième observation, il faut noter que les variations du profil de consommation de l'industrie n'expliquent qu'en partie les différences que l'on retrouve entre les provinces. Comme le montre également la Figure 3.8, la consommation dans les secteurs autres que la production d'énergie demeure très élevée en Alberta (pour les transports) et en Saskatchewan (pour l'agriculture).

Une évaluation similaire peut être faite au sujet des bâtiments de l'Alberta, qui consomment presque autant d'énergie que ceux du Québec, malgré une population nettement moindre. Ces dernières différences ne peuvent être liées aux profils industriels. D'autres distinctions, notamment les profils des combustibles de chauffage utilisés, les moteurs de la demande pour le transport de marchandises et les types de production agricole, ne doivent pas être ignorées lorsque l'on veut interpréter les différences que l'on retrouve entre les provinces.

Les données relatives à la consommation totale d'énergie permettent de constater que certaines provinces présentent des profils énergétiques par habitant nettement supérieurs à la moyenne nationale (Figure 3.9). Ici encore, les activités de production de pétrole et de gaz de l'Alberta et de la Saskatchewan placent ces deux provinces dans une catégorie à part, et ce, même sans inclure la consommation des producteurs. Toutefois, la consommation finale d'énergie non industrielle par habitant est également plus élevée dans ces deux provinces qu'ailleurs au pays, une situation qui s'observe aussi au Manitoba et en Colombie-Britannique. Il existe encore d'autres différences importantes en matière de consommation d'énergie des provinces, notamment en ce qui concerne les bâtiments et les transports.

Le bouquet énergétique sur lequel repose l'approvisionnement en énergie est également très différent d'une province à l'autre. Ces différences proviennent de nombreux facteurs, comme l'importance de la production d'électricité thermique ou la contribution du gaz naturel par rapport à l'électricité dans le chauffage des locaux. Pour des raisons de confidentialité, Statistique Canada ne nous permet pas de faire une présentation détaillée de ces bouquets énergétiques provinciaux par source, mais comme ceux-ci présentent une forte corrélation avec le profil d'émission de gaz à effet de serre de chaque province, nous reviendrons sur cette question au chapitre 5 avec un examen plus détaillé.

Figure 3.9 – La consommation totale d'énergie finale par habitant, par province et par secteur (2020)



Source : Statistique Canada, 2023a, 2023c

Les profils de consommation par habitant nous permettent d'observer que les variations entre les provinces ne s'expliquent pas uniquement par la présence de certaines industries. La consommation énergétique dans d'autres secteurs, notamment ceux de l'agriculture et du transport de marchandises, est également significative. En outre, le bouquet énergétique qui fournit divers services énergétiques dans les différents secteurs est aussi à l'origine de variations importantes.

Nous ne portons aucun jugement de valeur qui soit intrinsèquement associé à ces observations. Comme nous l'avons déjà mentionné, la consommation d'énergie dépend fortement de la base industrielle, de la disponibilité de l'énergie et des préférences sociales. Toutefois, alors que le Canada s'engage dans une transition énergétique majeure, il est clair que les variations de niveau et de type de consommation d'énergie entre les provinces laissent entrevoir que cette transition devra se faire de manière très différente selon les régions du pays.

3.3 La productivité énergétique

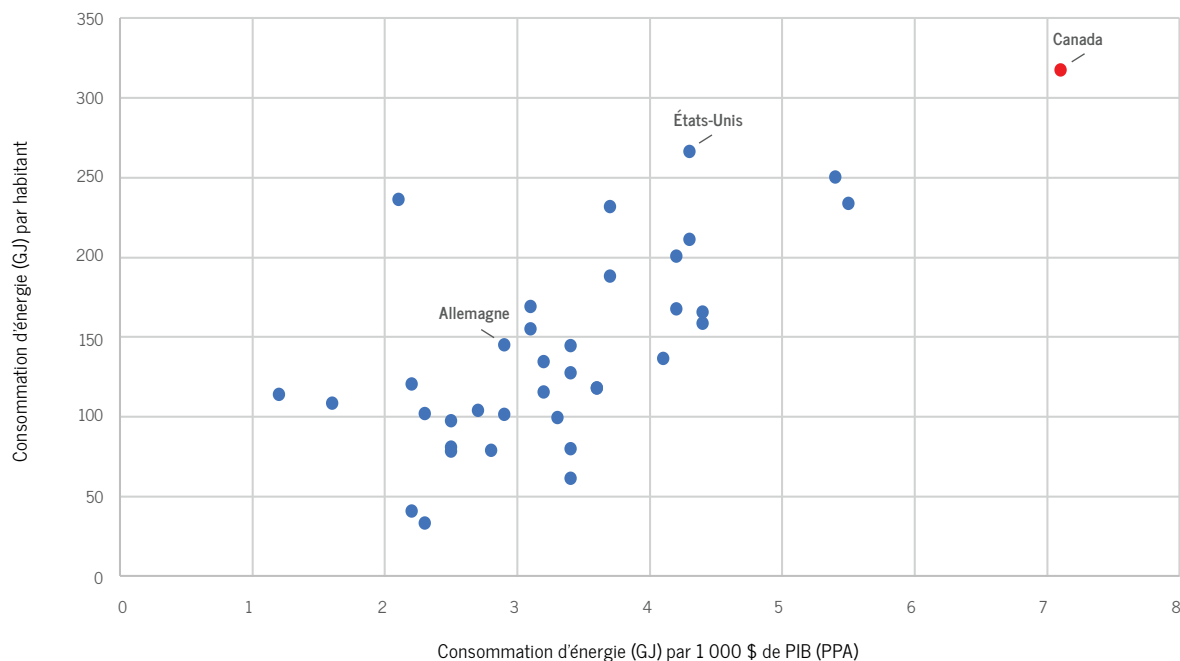
Avec une consommation par habitant presque deux fois supérieure à la moyenne de l'OCDE, le Canada surpasse tous les autres pays membres de cette organisation, à part l'Islande, en matière de consommation d'énergie par habitant³. Si une partie de cette consommation peut s'expliquer par les profils des secteurs de l'industrie et des transports ainsi que par le climat du pays, l'intensité énergétique du Canada est également plus élevée que celle de tous les autres pays de l'OCDE, à l'exception, encore une fois, de l'Islande (Figure 3.10).

Diminuer l'intensité énergétique signifie qu'une plus petite quantité d'énergie est nécessaire pour fournir le même service ou produire les mêmes biens. En effet, entre 2000 et 2021, l'intensité énergétique globale du Canada a diminué de 20 %, mais comme le montre la Figure 3.10, cela est loin d'être suffisant pour rattraper d'autres économies qui possèdent un niveau de développement comparable.

Si la position qu'occupe le Canada en matière de consommation et d'intensité énergétiques peut être perçue comme aberrante, il est important d'analyser ces indicateurs pour mieux comprendre les raisons de cette inefficacité énergétique. Par exemple, en ce qui concerne le secteur industriel, de nombreuses industries à forte intensité énergétique fournissent des produits de base avec peu de transformation secondaire et tertiaire (fonderies d'aluminium, usines de pâtes et papiers, extraction et transformation du pétrole et du gaz), ce qui entraîne une intensité énergétique plus élevée pour l'ensemble de l'économie du pays. Au cours des deux dernières décennies, la croissance rapide du secteur pétrolier et gazier à forte intensité énergétique fournit une explication supplémentaire à la variation de la consommation d'énergie primaire entre les provinces, les provinces productrices de pétrole se situant nettement au-dessus de la moyenne du pays. L'Alberta et la Saskatchewan, les provinces qui produisent le plus de pétrole, affichent en effet des niveaux de consommation d'énergie par habitant plus de deux fois supérieurs à la moyenne canadienne.

Néanmoins, ces constats ne doivent pas occulter les piètres performances de presque tous les sous-secteurs industriels canadiens par rapport à leurs homologues d'ailleurs dans le monde (Figure 3.11). En effet, si on les compare à leurs homologues de l'OCDE, tous les sous-secteurs industriels du Canada, à l'exception de celui du caoutchouc et plastique, affichent des résultats nettement inférieurs à la moyenne de l'OCDE en matière de productivité de leur consommation

Figure 3.10 – La consommation d'énergie et l'intensité énergétique des membres de l'OCDE (2021)



Source : AIE, 2023

Note : l'Islande, qui consomme 666 TJ d'énergie par habitant et 13 TJ par PIB, n'apparaît pas dans ce graphique afin d'en faciliter la lecture.

³ En Islande, l'expansion des industries à forte consommation d'énergie, comme l'aluminium, et la très faible population du pays expliquent son profil de consommation d'énergie atypique.

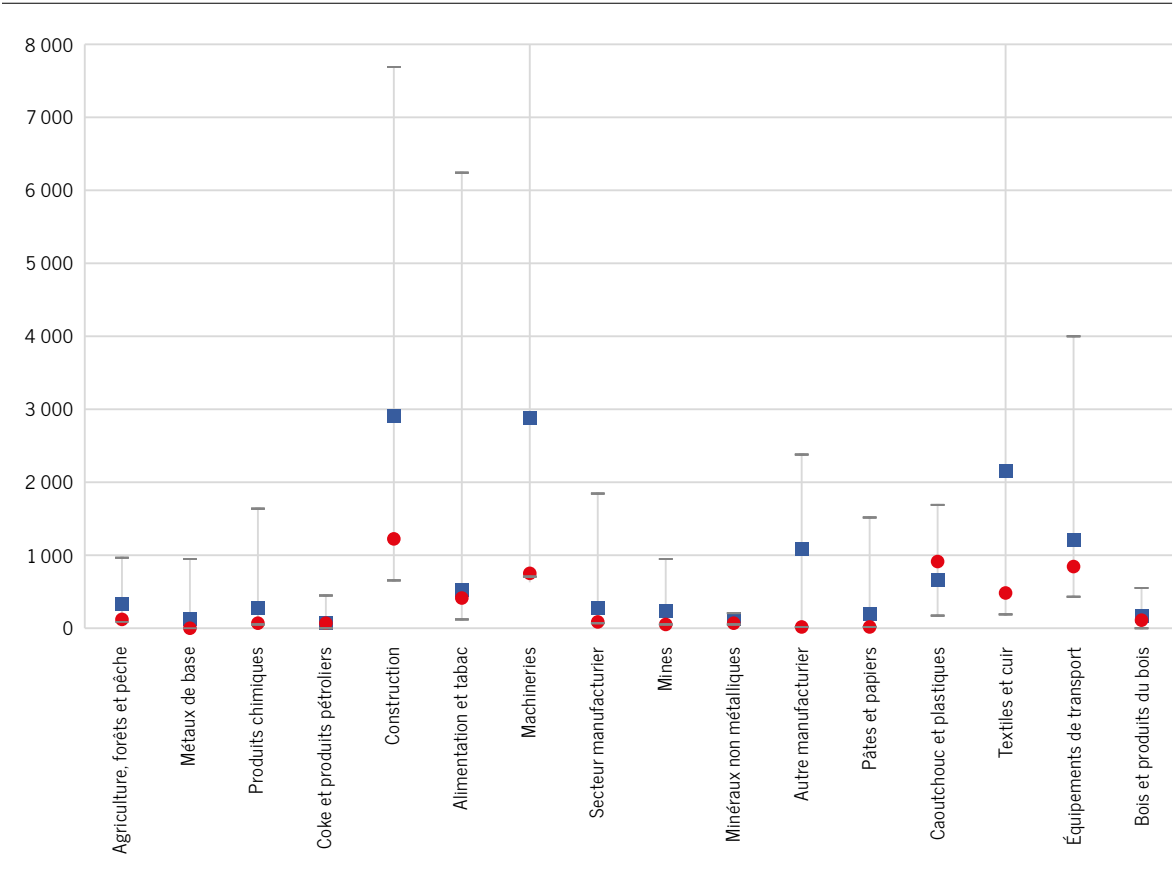
d'énergie (soit la valeur ajoutée créée par unité d'énergie consommée). Dans une majorité de sous-secteurs, le Canada se retrouve même à la dernière place pour cet indicateur. Cela montre qu'une utilisation peu efficace de l'énergie par le secteur industriel au Canada, associée à une production limitée de biens transformés ayant une forte valeur ajoutée, constitue un facteur clé expliquant la faible productivité énergétique de l'économie canadienne dans son ensemble.

Le secteur commercial n'est guère mieux loti en la matière. Le Canada est en effet le plus mauvais élève de l'OCDE en ce qui concerne la valeur ajoutée par consommation d'énergie dans le secteur des services, affichant un niveau qui correspond presque au double de celui des États-Unis et à 10 fois celui du Royaume-Uni (AIE, 2023). Cette évolution s'explique en partie par l'augmentation rapide de la surface de moyenne de plancher au cours des deux dernières décennies.

Il est plus difficile d'établir l'intensité énergétique du secteur résidentiel. L'examen de la consommation d'énergie par mètre carré de surface utile montre que, si l'on tient compte des besoins de chauffage qui varient indépendamment des préférences et des moteurs de consommation d'un pays, les bâtiments résidentiels du Canada affichent des performances proches de la moyenne de l'OCDE.

Un examen plus approfondi du secteur résidentiel permet toutefois de dégager certaines tendances qui sont manifestes. D'abord, la consommation d'énergie par unité de surface a diminué de 24 % entre 2000 et 2019; ensuite, la surface utile a augmenté de 46 % entre 2000 et 2020, soit bien au-delà de la croissance démographique qui est de 24 %. Tous les types de bâtiments ont vu leur surface moyenne de plancher augmenter de manière importante, avec une hausse de 39 % pour les maisons individuelles, de 72 % pour les maisons individuelles attenantes et de 56 % pour les appartements. Cela suggère que les nouvelles constructions sont d'une taille supérieure par unité, et ce, de manière très significative, quelle que soit l'évolution de la distribution des types de bâtiments. En d'autres termes, ces fortes augmentations de la surface moyenne par type de bâtiment entre 2000 et 2020 sont dues à de nouvelles constructions dont la surface de plancher par unité est beaucoup plus grande, et cela a eu pour conséquence d'annuler le gain d'efficacité énergétique obtenu par unité de surface utile.

Figure 3.11 – La productivité énergétique du Canada, par sous-secteur industriel, parmi les pays de l'OCDE (2020)



Source : AIE, 2023

3.4 Les points à retenir

Les profils de consommation d'énergie sont très différents d'un secteur à l'autre, tant en ce qui concerne leur alimentation énergétique que leur évolution au cours des 20 dernières années. Tous les secteurs ont accru leur consommation d'énergie, en particulier ceux du transport de marchandises et de l'industrie. Dans le cas de l'industrie cependant, **les réductions de la consommation dans presque tous les sous-secteurs industriels ont été compensées par une croissance qui a presque triplé en ce qui concerne la consommation d'énergie liée à l'extraction de pétrole et de gaz au cours des 20 dernières années.**

Dans d'autres secteurs, l'évolution des préférences des consommateurs et des prestataires a été plus rapide que les améliorations de l'efficacité énergétique. Par exemple, si les véhicules utilisés pour le transport de passagers sont plus efficaces que ceux d'il y a 20 ans, l'expansion du parc automobile et la préférence des consommateurs pour des véhicules qui consomment davantage d'énergie ont plus que compensé les améliorations réalisées dans ce domaine en matière d'efficacité. De même, l'expansion rapide de la surface utile du secteur commercial n'est pas allée de pair avec une amélioration de l'efficacité. En conséquence, **la demande d'énergie s'est accrue malgré l'amélioration de l'efficacité énergétique dans tous les secteurs, la croissance démographique ne permettant d'expliquer qu'une faible partie de cette augmentation.**

Les données pour 2020 et 2021 montrent que la pandémie de COVID-19 a eu une incidence sur la demande d'énergie finale, entraînant une baisse de 10,5 % de la demande par rapport à 2019, et celle-ci n'a été que partiellement compensée entre 2020 et 2021. Les données sur la ventilation de la consommation ne sont disponibles que pour 2020, mais elles suggèrent que cet impact s'est néanmoins limité à des domaines de demande spécifiques. La consommation de l'industrie a diminué de 7,3 % en 2020, avant de revenir pratiquement aux niveaux de 2019 en 2021. Les bâtiments résidentiels ont consommé un peu moins d'énergie et, fait plus intéressant encore, la faible diminution observée dans la consommation des bâtiments commerciaux et institutionnels s'explique presque entièrement par le phénomène des hivers plus doux que nous avons connus en 2020 et 2021 par rapport à celui de 2019. Le principal impact concerne les transports qui ont vu une diminution de 21,2 % de leur consommation d'énergie en 2020 en raison principalement de la réduction du nombre de passagers. Toutefois, même dans ce cas, un examen attentif nous montre que près des deux

tiers de cette diminution sont dus à un ralentissement de l'activité dans le domaine du transport aérien. Il sera donc nécessaire de procéder à une répartition détaillée des données après 2020 pour documenter tout impact durable de la pandémie sur la consommation d'énergie, mais **les données partielles que nous possédons déjà nous montrent qu'elle n'a entraîné qu'un très faible changement dans la plupart des secteurs, particulièrement en-dehors du transport de passagers.**

Le Canada continue d'être moins performant en matière de productivité énergétique que les autres pays de l'OCDE dans le monde. Si le climat et la géographie du pays sont des facteurs qui peuvent expliquer en partie ce constat, un examen plus approfondi des différents secteurs révèle que les progrès du Canada en matière d'efficacité énergétique et de productivité ont été nettement insuffisants, et que les consommateurs canadiens affichent des préférences qui montrent des tendances exacerbées. Comme nous l'avons souligné dans l'édition précédente de ces Perspectives, cela signifie non seulement **qu'il faut accorder une attention toute particulière aux secteurs de l'industrie et des transports**, mais aussi **qu'il faut se concentrer sur certains choix qui sont faits dans d'autres secteurs afin d'arriver à réduire la consommation et inverser les tendances, tout en travaillant avec plus d'ardeur à améliorer la productivité de l'énergie.**

3.5 Références

AIE. 2023. Energy efficiency indicators database (June 2023 edition). Paris: Agence internationale de l'énergie.

CESAR. 2014. A very big picture indeed. Canadian Energy Systems Analysis Research. En ligne, <https://www.cesarnet.ca/blog/very-big-picture-indeed>.

ECCC. 2023. Rapport d'inventaire national : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. Canada : Environment et Changement climatique Canada. En ligne, https://publications.gc.ca/collections/collection_2023/eccc/En81-4-2021-1-eng.pdf

RNCan. 2023. Cahier d'information sur l'énergie 2023-2024. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, <https://information-energie.canada.ca/fr/faits-saillants-energie> (consulté le 10 novembre 2023)

OEE. 2023. Base de données complète sur la consommation d'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique. En ligne, https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm

Statistique Canada 2023a. Tableau 25-10-0029-01: Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.

Statistique Canada 2023b. Tableau 20-10-0024-01 : Immatriculations des véhicules automobiles neufs. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.

Statistique Canada 2023c. Tableau 17-10-0005-01 : Estimations de la population au 1^{er} juillet, par âge et sexe. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.



4

L'énergie et l'économie au Canada

Comme nous le montrent les chapitres 2 et 3 de ce document, la structure des systèmes énergétiques ainsi que les profils de consommation d'énergie des différents secteurs varient considérablement entre les provinces de la fédération canadienne. L'économie politique qui résulte de ces différences entre les provinces façonne la contribution du secteur de l'énergie à l'économie ainsi que les regroupements qu'il crée dans les régions du pays. Le pays se trouve ainsi confronté à un ensemble de défis inhérents aux efforts qu'il déploie pour favoriser et orienter la transition énergétique vers une économie à faibles émissions de carbone.



Les points importants

- Bien que le pétrole et le gaz soient les sources énergétiques qui constituent la plus forte contribution du secteur de l'énergie au PIB du Canada, leur contribution en matière d'emploi demeure cependant nettement moindre en raison de la valeur élevée des exportations de ces deux sources d'énergie.
- Les recettes provenant de l'exportation de pétrole et de gaz sont sujettes à des variations; celles-ci s'expliquent en grande partie par la vulnérabilité du secteur de l'énergie face à l'évolution des conditions de marché aux États-Unis.
- Les investissements dans le secteur des énergies renouvelables ont un impact plus important sur la création d'emplois, même si la contribution de ce secteur au PIB est plus faible.
- Les prix de l'énergie affectent la population canadienne de manière inégale. Les groupes à faibles revenus consacrent une part plus considérable de leurs revenus aux services énergétiques essentiels que les groupes plus aisés. De plus, ces groupes à faibles revenus représentent dans certaines régions une proportion plus grande de la population.
- Les communautés dont l'activité économique repose surtout sur la production ou la transformation d'énergie seront particulièrement touchées, que ce soit de manière positive ou négative, par la transformation à venir dans ce secteur. Cette transformation s'appuiera en grande partie sur des objectifs de consommation nette zéro. Il sera donc essentiel de veiller à soutenir les communautés qui seront davantage exposées aux contrecoups de cette transformation.

4.1 Le PIB, les exportations et l'emploi

Le secteur de l'énergie emploie 696 100 personnes, soit 3,5% de la main-d'œuvre canadienne totale; il contribue à raison de 11,8% au PIB du pays¹. Cette importante contribution découle surtout des exportations dans ce secteur et celles-ci ont totalisé 240,5 milliards de dollars en 2022. Au total, 78% du pétrole brut, 46% du gaz naturel, 80% de l'uranium et 10% de l'électricité produits au Canada sont exportés. Bien que cette production soit livrée à 133 pays, la très grande part de celle-ci, soit 90% des exportations d'énergie du Canada, est destinée aux États-Unis (RNCan, 2023). Les importations d'énergie, quant à elles, ont une importance nettement moindre et totalisent 65,3 milliards de dollars.

Le pétrole et le gaz, y compris les produits pétroliers raffinés, représentent la plus grande part des exportations énergétiques du Canada en termes de valeur, soit 217 milliards de dollars en 2021. Quatre-vingt-seize pour cent de ce total est expédié aux États-Unis. Si ces exportations paraissent nettement moins considérables lorsqu'on les compare à la consommation totale de pétrole et de gaz des États-Unis, la production canadienne n'en demeure pas moins importante pour son voisin du sud puisqu'elle représente 60% des importations américaines de pétrole brut, 99% des importations de gaz naturel, 15% des importations d'uranium et 27% des importations de produits pétroliers. Cette relation commerciale revêt aussi une grande importance dans l'autre sens. Ainsi, en termes de valeur, 76% des importations totales d'énergie du Canada proviennent des États-Unis, soit 20% du pétrole brut et 20% du gaz naturel consommés au Canada (RNCan, 2023). Globalement, le Canada présente une forte dépendance à l'égard d'un marché d'exportation unique, ce qui le rend vulnérable face à l'évolution de la demande et du prix de ses exportations d'énergie vers les États-Unis.

Tableau 4.1 – Les données relatives à l'énergie (2022)

Contribution directe au PIB	245 milliards \$ (9,4%)
Contribution indirecte au PIB	64 milliards \$ (2,4%)
Contribution totale au PIB	309 milliards \$ (11,8%)
Emplois directs	290 300
Emplois indirects	405 800
Total des emplois	696 100 (3,5% du total)
Exportations	240,5 milliards \$ (33% des exportations de biens)
Importations	65,3 milliards \$ (9% des importations de biens)

Source : RNCan, 2023

¹ Un changement dans la méthodologie utilisée par RNCan pour calculer les emplois indirects liés au secteur de l'énergie empêche les comparaisons directes avec les chiffres antérieurs, tels que ceux utilisés dans notre édition précédente.

Les emplois directs dans le secteur de l'énergie sont encore plus marginaux, car seulement 1,5 % des emplois du pays sont en effet directement liés à ce secteur.

Les dépenses d'investissement dans le secteur de l'énergie ont atteint 80 milliards de dollars en 2022. La majeure partie de ces dépenses était consacrée à l'extraction de pétrole et de gaz (31,9 milliards de dollars) ainsi qu'à la production et la distribution d'électricité (27,6 milliards de dollars). Bien que ce montant des dépenses constitue un rebond par rapport à 2020, année où l'on a enregistré le montant de dépenses le plus faible de la décennie (soit 59 milliards de dollars), les dépenses de 2022 sont toutefois environ 32 % plus faibles que leur sommet de 2014.

Tableau 4.2 – Les emplois directs et les contributions au PIB du secteur de l'énergie

Entité administrative	Emplois directs (2022) ^a	Contributions directes du secteur de l'énergie au PIB (millions \$ 2022)
Canada	290 300	245 086
Alberta	153 187	134 754
Colombie-Britannique	22 985	26 667
Manitoba	6 203	5 684
Nouveau-Brunswick	4 450	2 370
Terre-Neuve-et-Labrador	5 856	10 709
Nouvelle-Écosse	2 545	1 008
Ontario	46 963	24 394
Île-du-Prince-Édouard	271	84
Québec	29 226	19 529
Saskatchewan	18 057	19 448
Territoires-du-Nord-Ouest	266	311
Nunavut	163	63
Yukon	152	65

Source : RNCan, 2023

a : les chiffres provinciaux et territoriaux ne correspondent pas exactement au total national en raison de différences dans la méthodologie utilisée pour le traitement des données.

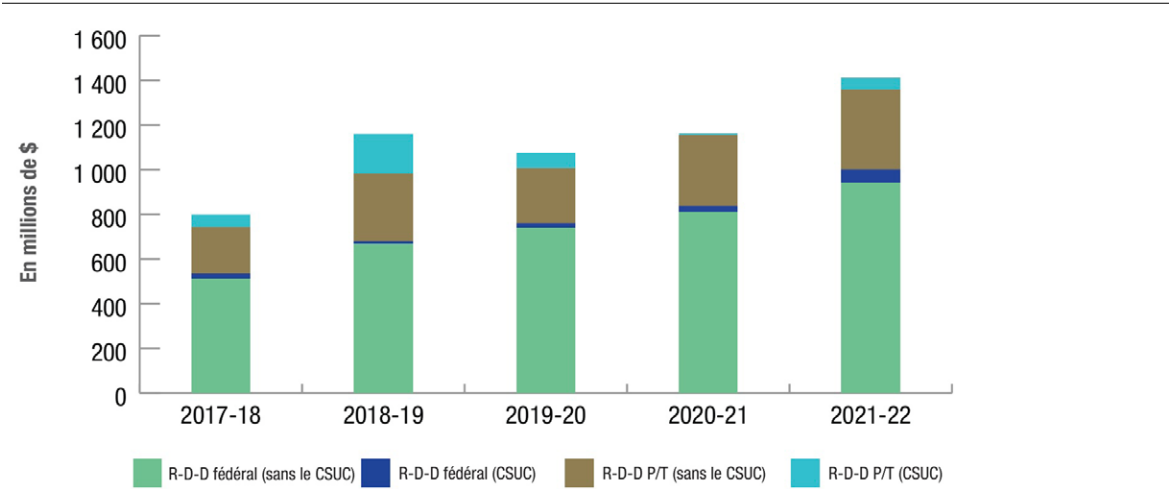
4.2 La recherche, le développement et la démonstration (R-D-D)

Les dépenses fédérales de R-D-D ciblant le secteur de l'énergie ont augmenté de manière continue entre 2016 et 2021, et de façon encore plus importante en 2022. La majeure partie de ces dépenses était consacrée aux énergies renouvelables et à l'énergie nucléaire, de même qu'à l'utilisation finale de l'énergie. Ces dépenses ont atteint 1 001 millions de dollars en 2021-2022, ce qui indique que le Canada a dépassé l'objectif qu'il s'était fixé, soit doubler ses dépenses de R-D-D pour atteindre la somme de 775 millions de dollars. C'est dans le cadre de l'initiative Mission Innovation que le Canada s'est donné cet objectif. Cette initiative mondiale visait à accélérer l'innovation au niveau mondial en matière d'énergie propre (Canada, 2020).

De 2016 à 2021 toutefois, les contributions des autres secteurs n'ont pas suivi la cadence et la contribution fédérale a été le moteur principal de l'effort qui a mené à l'accroissement des dépenses globales en matière de R-D-D dans le domaine de l'énergie (Figure 4.1). Néanmoins, les dépenses provinciales se sont accrues en 2021-2022, en partie en ce qui a trait à la recherche sur le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CUSC). Dans le Tableau 4.3, l'évolution des dépenses de R-D-D dans le domaine de l'énergie est ventilée par domaine de recherche ainsi que par catégorie de bailleurs de fonds, soit les gouvernements fédéral et provinciaux et l'industrie.

Bien que des données plus récentes ne soient pas encore disponibles, ces chiffres doivent être mis en perspective en raison des éléments importants annoncés dans les budgets du gouvernement fédéral pour 2022 et 2023. Ces éléments comprennent notamment le Programme d'innovation énergétique qui finance des projets de recherche, de développement et de démonstration. Ce programme dispose d'une enveloppe de 319 millions de dollars destinée à soutenir la progression de la viabilité commerciale des technologies de CUSC. Le Programme d'aide à la recherche industrielle (PARI) du Conseil national de la recherche offre également un soutien financier pour aider les industries à développer leur capacité d'innovation.

Figure 4.1 – Les dépenses publiques fédérales et provinciales/territoriales pour la R-D-D dans le domaine de l'énergie



Source : RNCan, 2023

Tableau 4.3 – Les dépenses totales de R-D-D dans le domaine de l'énergie pas domaine technologique (en millions de dollars)

	Gouvernement fédéral (2021/2022)	Gouvernements provinciaux et territoriaux (2021/2022)	Industrie (2020)
Combustibles fossiles (y compris le CUSC)	170	139	621
Énergies renouvelables et non émettrices de GES (y compris le nucléaire)	408	154	596
Utilisation finale de l'énergie (y compris l'efficacité énergétique)	423	118	457
Total	1 001	411	1 675

Source : RNCan, 2023

4.3 La vulnérabilité aux transitions dans le secteur de l'énergie

Tel que nous l'avons vu précédemment, l'énergie joue un rôle d'une très grande importance dans l'économie canadienne. Pour bien évaluer ce rôle, il est toutefois nécessaire de tenir compte de certains facteurs qui caractérisent la répartition de ce rôle au sein de la population canadienne. Aussi, nous porterons une attention particulière à deux de ces facteurs. Le premier concerne le fait que de nombreux services énergétiques clés sont considérés comme étant totalement ou partiellement essentiels. Citons par exemple le cas du chauffage des bâtiments qui, compte tenu de la rigueur des hivers canadiens, ne peut être considéré comme étant une simple option pour les citoyens. De même, il s'avère difficile de réduire le recours au transport motorisé en-deçà d'une certaine quantité. Cela suggère que les dépenses énergétiques sont appelées à avoir des impacts à des degrés divers sur les ménages en fonction de leur revenu disponible. Le deuxième facteur concerne le rôle que joue le secteur de l'énergie dans le domaine de l'emploi et le PIB canadien. Ce rôle ne peut cependant être réduit à de simples chiffres au niveau national car il existe des variations considérables entre les localités et les provinces. Nous procéderons donc à un examen plus détaillé de ces deux facteurs dans la suite de ce chapitre. Cet examen aura pour but d'illustrer quelques-uns des principaux facteurs de répartition du rôle joué par l'énergie à prendre en compte dans le cadre de la transition énergétique qui est en cours et qui doit éventuellement nous mener à une société carboneutre.

4.3.1 Les dépenses énergétiques et la pauvreté énergétique

L'accessibilité financière est la première problématique à prendre en compte en ce qui a trait à l'inégalité de la répartition de l'accès aux services énergétiques au sein de la population. Le chauffage des locaux, par exemple, est un service essentiel plusieurs mois par année pour l'ensemble de la population canadienne, même si certaines régions du pays jouissent d'hivers plus doux. Il en va de même pour le chauffage de l'eau, l'alimentation des appareils de base et l'éclairage. Par conséquent, les dépenses relatives aux services énergétiques des ménages ne pourront descendre en deçà d'un certain seuil sans avoir une incidence négative sur la qualité de vie de ceux-ci. Les deux principaux éléments qui déterminent ce seuil sont la surface de plancher du bâtiment et la technologie de chauffage utilisée.

Si les ménages qui sont plus à l'aise financièrement ont des frais de chauffage plus élevés en raison de la plus grande taille moyenne de leurs maisons et de la surface de plancher supérieure à la moyenne de celles-ci, ces frais représentent cependant un pourcentage plus faible de leur revenu disponible par rapport à celui des ménages appartenant aux quintiles de revenu inférieurs. Les données de 2019 montrent que cette part des dépenses énergétiques directes, qui comprend le chauffage des locaux, mais aussi tous les carburants et l'électricité consommés pour les besoins énergétiques du transport ou du logement, s'élève à 6,4 % pour le quintile de revenu inférieur, alors qu'elle n'est que de 3,7 % pour le quintile de revenu supérieur (Statistique Canada, 2023).

Le seuil des « besoins essentiels » constitue une autre forme d'inégalité dans la répartition de l'accès aux services énergétiques qui est liée à l'accessibilité financière. Par exemple, les personnes vivant dans les régions moins densément peuplées du pays peuvent avoir des besoins de base plus élevés en matière de services de transport, tout en ayant moins d'options à leur disposition pour arriver les satisfaire. Les zones rurales, notamment, se trouvent souvent plus éloignées des lieux d'emploi et moins bien desservies par les transports en commun. Par rapport à leurs homologues urbains, les ménages vivant en dehors des zones densément peuplées ont donc des besoins plus importants en matière de services de transport, alors que les possibilités offertes pour les combler sont moindres. Cette situation a pour conséquence qu'une part plus importante de leur revenu est consacrée aux dépenses énergétiques.

Le concept de pauvreté énergétique fait référence aux situations dans lesquelles les ménages doivent dépenser une part de leur revenu qui est supérieure à un certain seuil pour se prévaloir de services énergétiques. Au Canada, ce seuil est défini par Ressources naturelles Canada comme représentant 10 % du revenu disponible (RNCan, 2023). En d'autres termes, les ménages qui dépensent plus que cette part de 10 % de leur revenu pour obtenir les services énergétiques de base sont considérés comme étant en situation de pauvreté énergétique.

Si le ménage moyen au Canada consacre moins de 4 % de son revenu disponible aux services énergétiques, cette proportion varie considérablement d'une région à l'autre (Tableau 4.4). Il n'est donc pas étonnant que les taux de pauvreté énergétique soient beaucoup plus élevés dans le quintile de revenu inférieur. Toutefois, de nombreuses personnes sont encore confrontées à la pauvreté énergétique dans les quintiles supérieurs. Pour plusieurs raisons, leurs besoins en services énergétiques peuvent être plus importants en termes absolus, ce qui les oblige à dépenser davantage pour ces services.

La variation des taux de pauvreté énergétique est un indicateur de problèmes d'accessibilité financière qui peuvent entraîner des problèmes d'accès aux services énergétiques. Dans le Tableau 4.4 par exemple, on peut voir que les provinces atlantiques se distinguent par rapport au reste du Canada. Dans ces régions, près de la moitié des personnes qui se classent dans le quintile de revenu le plus faible dépensent plus de 10% de leur revenu disponible pour les services énergétiques; dans le deuxième quintile, ce sont 19% des personnes qui se retrouvent dans la même situation. Cela constitue, et de loin, les parts les plus importantes observées au pays (15% de la population totale), ce qui laisse supposer que le coût de l'énergie est plus élevé dans les provinces atlantiques que dans la majeure partie du reste du Canada.

Comme le montrent les chiffres du Tableau 4.4, la hausse des coûts de l'énergie, consécutive à certaines transformations qui sont en cours ou à venir dans le système énergétique canadien, est susceptible d'avoir un impact qui sera disproportionné sur certains sous-ensembles spécifiques de la population. Par conséquent, il faudra accorder une attention particulière à la conception des moyens qui permettront de tempérer cet impact sur les groupes les plus vulnérables. Il conviendra, par exemple, de surveiller l'évolution des tarifs de l'électricité si l'on doit assister à une électrification à grande échelle dans toutes les régions du pays.

4.3.2 L'emploi et le développement économique
au niveau régional

L'évolution du secteur de l'énergie entraîne une autre forme de vulnérabilité qui est liée à son impact sur l'emploi et l'activité économique dans des régions spécifiques. Alors que le secteur de l'énergie fournit 3,4% des emplois directs et indirects dans l'ensemble du pays, la répartition de ces emplois est, là encore, très inégale entre les régions. Cette situation résulte en grande partie de la répartition géographique inégale des activités d'exploitation des combustibles fossiles. Les provinces qui produisent l'essentiel du pétrole et du gaz sont l'Alberta, la Saskatchewan, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve-et-Labrador (voir les tableaux 2.5 et 2.6). En revanche, dans le secteur de l'électricité, l'emploi est réparti entre les provinces de manière plus uniforme.

Certaines communautés présentent une grande dépendance à l'égard de composantes spécifiques du secteur de l'énergie et sont vulnérables aux fluctuations du marché de l'énergie. Pour bien comprendre cette situation, notons que la répartition de l'emploi au niveau municipal fournit une mesure plus précise que la variation provinciale. Par

Tableau 4.4 – Taux de pauvreté énergétique, par quintile de revenu et zone géographique

	Q1 (Plus bas)	Q2	Q3	Q4	Q5 (Plus haut)	Moyenne
Canada	21 %	6 %	2 %	0 %	0 %	6 %
Provinces de l'Atlantique	49 %	19 %	4 %	0 %	0 %	15 %
Québec	17 %	4 %	1 %	0 %	0 %	4 %
Ontario	20 %	5 %	0 %	0 %	0 %	5 %
Manitoba	21 %	7 %	1 %	0 %	0 %	6 %
Saskatchewan	34 %	8 %	2 %	0 %	0 %	9 %
Alberta	23 %	3 %	1 %	0 %	0 %	5 %
Colombie-Britannique	25 %	4 %	1 %	0 %	0 %	6 %

D'après RNCan (2023)

exemple, les communautés dans lesquelles une part importante des emplois appartient au secteur de l'énergie et dont l'économie présente une diversité sectorielle relativement faible sont considérées par RNCan comme étant des communautés dépendantes de l'énergie. Dans l'ensemble du pays, 300 communautés répondent à ces critères.

Il est important de noter qu'une très grande partie de ces communautés dépendent du secteur de l'extraction des combustibles fossiles. Par conséquent, la grande majorité des communautés dépendantes de l'énergie se retrouvent en Alberta (199), en Saskatchewan (54), à Terre-Neuve-et-Labrador (21) et en Colombie-Britannique (15). Ces communautés sont particulièrement vulnérables aux changements induits par la transformation du secteur de l'énergie, notamment les efforts visant à réduire la production de combustibles fossiles ou la fluctuation des prix sur les marchés mondiaux. Il faut également mentionner qu'une proportion de 79% de ces communautés est située dans des zones rurales ou isolées; par conséquent, l'on peut constater que de simples programmes de reconversion professionnelle ne seront pas suffisants pour lutter contre le chômage.

4.4 Les points à retenir

C'est un fait indéniable que le secteur de l'énergie joue un rôle majeur dans l'économie canadienne. Pour bien saisir ce rôle, il est impératif de tenir compte d'un certain nombre de variations. En termes de valeur du PIB, le secteur du pétrole et du gaz représente la part la plus importante du secteur de l'énergie en raison de la valeur élevée des exportations de ces matières vers les États-Unis. Il s'agit d'un facteur essentiel à prendre en compte dans l'élaboration de toute politique visant à amener une plus grande diversification dans lequel ce secteur jouera rôle bien moindre. L'importance du secteur pétrolier et gazier dans l'économie canadienne ne saurait cependant pas masquer sa faible contribution au domaine de l'emploi. Soulignons également que le secteur du pétrole et du gaz rend le pays dépendant des fluctuations de ces matières premières sur le marché international, ou encore à la merci des décisions prises aux États-Unis concernant l'importation de celles-ci. De même, en matière d'investissement, les chiffres suggèrent que l'investissement dans le secteur des énergies renouvelables a un impact plus important sur la création d'emplois, même si la contribution de ce secteur au PIB est plus faible.

Les changements et les transformations qui auront lieu dans le secteur de l'énergie, qu'ils soient induits par des politiques élaborées dans ce but ou imposés par des développements à l'extérieur des frontières du Canada, affecteront bien davantage certains groupes de la population par rapport à d'autres. Si les préférences des consommateurs en matière de services énergétiques peuvent contribuer à l'atténuation de ces effets lorsque ceux-ci sont négatifs, ce rôle demeure limité pour les segments les plus vulnérables de la population. C'est notamment le cas des ménages en situation de pauvreté énergétique et de certaines communautés énergétiques; c'est aussi le cas, mais dans une moindre mesure, pour les communautés rurales.

Compte tenu des efforts actuellement déployés pour orienter la transition énergétique vers la création d'une société carboneutre, deux observations s'imposent à la suite du portrait de la situation que nous avons brossé précédemment. Dans la première observation, il faut noter que **l'on n'arrivera jamais à avoir un soutien public suffisant et qui se maintiendra dans le temps à l'égard de cette transition énergétique si l'on n'accorde pas une attention particulière aux deux types d'inégalités que nous avons décrits dans la section précédente.** Il est essentiel que tous les niveaux de gouvernement proposent des solutions et prennent

des engagements crédibles si l'on veut s'assurer du soutien des communautés et des groupes qui se sentiront les plus menacés par les transformations à venir. Comme l'électrification peut offrir un accroissement significatif de la productivité énergétique, il sera nécessaire, pour mieux informer le débat public, de mettre les considérations relatives au coût de l'énergie en contexte en orientant plutôt les discussions sociétales, par exemple, vers des sujets comme le coût des services énergétiques. De même, il sera essentiel de trouver des moyens pour faire face au défi politique qu'entraînera la concentration géographique de certaines vulnérabilités.

Une deuxième observation concerne les profondes transformations qui devront être apportées à court terme à nos infrastructures pour être en mesure d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre que nous sommes fixés (voir le second rapport de ces Perspectives). Au-delà des défis techniques, **la mise en place de ces infrastructures révèle des besoins urgents à combler en matière de main-d'œuvre et de recherche et d'innovation. Le manque de main-d'œuvre pourrait en effet constituer un obstacle majeur pour pouvoir répondre aux besoins énergétiques futurs, alors qu'un déficit en matière de recherche et d'innovation pourrait empêcher la réalisation d'importantes économies.** Une forte demande pour des travailleurs qualifiés dans plusieurs secteurs, notamment ceux de la construction, de l'énergie et de la réglementation, est d'ores et déjà une réalité². Par conséquent, si elle est bien gérée, cette transition de la main-d'œuvre pourrait permettre d'apporter des réponses à certaines des questions qui se posent actuellement concernant la vulnérabilité des communautés énergétiques; il faut cependant convenir que la croissance à elle seule ne pourra compenser directement la réduction à long terme de la contribution des combustibles fossiles au PIB et aux exportations d'énergie.

² Voir par exemple la SIERE (2022) et Efficacité énergétique Canada (2021).

4.5 Références

Canada. 2020. *Mission Innovation. Gouvernement du Canada.*

En ligne, <https://ressources-naturelles.canada.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-canada/mission-innovation/18613>
(consulté le 30 avril 2021)

Efficacité énergétique Canada. 2021. Besoins en main-d'œuvre pour les bâtiments à faible émission de carbone. En ligne, <https://www.efficiencycanada.org/fr/besoins-en-main-doeuvre-pour-les-batiments-a-faible-emission-de-carbone/>.

SIERE. 2022. Pathways to Decarbonization. Ontario : Independent Electricity System Operator (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité).

RNCan. 2023. Cahier d'information sur l'énergie 2023-2024. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, <https://information-energie.canada.ca/fr/faits-saillants-energie>
(consulté le 10 novembre 2023)

Statistique Canada. 2023. Tableau 11-10-0223-01 : Enquête sur les dépenses des ménages (EDM), Dépenses des ménages selon le quintile de revenu du ménage, Canada, régions et provinces. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.



5

Les émissions de GES et la politique climatique

En tant que signataire de l'Accord de Paris, le Canada a mis en œuvre diverses mesures de réduction des émissions de GES dans le but d'atteindre les objectifs définis par cet accord. Certaines de ces mesures ont été prises au niveau du gouvernement fédéral, tandis que des provinces et des territoires ont élaboré des plans d'action particuliers en fonction des défis et des circonstances qui leur sont propres. Ainsi, ce chapitre présente diverses approches utilisées de même que les objectifs visés en matière de réduction des émissions de GES. De plus, il veut souligner le défi que représente la mise en œuvre d'un programme national de réduction des émissions de GES qui soit cohérent. En ce qui concerne le niveau infranational, le présent chapitre résume les objectifs et les politiques.



Les points importants

- Depuis 2005, le niveau des émissions globales de GES du Canada est demeuré stable même si de nombreux secteurs ont réduit leurs émissions de GES. Le ralentissement économique majeur qui a suivi le début de la pandémie de COVID-19 n'a entraîné qu'une baisse de 9 % des émissions de GES entre 2019 et 2020.
- Au fur et à mesure que les données sur les émissions de GES deviennent disponibles, il apparaît de plus en plus clairement que la pandémie n'a pas entraîné de transformations structurelles en ce qui concerne les sources d'émissions au Canada. La plupart des réductions sectorielles qui ont perduré tout au long de l'année 2021 étaient liées à des évolutions indépendantes de la pandémie, comme la fermeture ou la conversion de centrales électriques au charbon en Alberta.
- Le secteur du transport de passagers est celui qui a été le plus fortement touché par les changements survenus en 2019-2020. Cette situation s'explique en grande partie par les sévères restrictions imposées aux voyages aériens à différents moments en 2020 et 2021 et, dans une mesure nettement moindre, à l'accroissement du travail à domicile. Les données partielles pour 2022 suggèrent que ces deux sous-secteurs sont revenus à leurs niveaux d'avant 2020.
- Le secteur des transports et l'industrie pétrolière et gazière sont responsables de plus de la moitié des émissions de GES du pays. Ce sont également les secteurs qui ont vu leurs émissions s'accroître le plus rapidement en termes absolus entre 1990 et 2019. Les émissions du secteur des transports n'ont pas complètement retrouvé le même niveau d'émission à la suite de la baisse qu'elles ont connue après 2019, alors que les émissions provenant de la production du pétrole et du gaz ainsi que du raffinage sont déjà revenues à leur niveau de 2019 en 2021.
- Le gouvernement fédéral a mis en œuvre un grand nombre de mesures visant à réduire les émissions de GES au Canada. Certaines provinces ont également adopté des mesures et des plans importants, tandis que d'autres ont déployé des efforts moins considérables.
- Si l'on a pu observer certains progrès en matière de réduction des émissions de GES à la suite de la mise en œuvre de quelques-unes de ces mesures, l'on peut constater dans l'ensemble qu'il est encore trop tôt pour pouvoir déterminer si l'application complète des mesures annoncées permettra d'amorcer les transformations profondes devant mener le pays à la carboneutralité en 2050.
- Les données relatives aux émissions de GES demeurent lacunaires, tout comme celles concernant la production et la consommation d'énergie qui sont associées à ces émissions. Cette situation limite la capacité d'évaluer les progrès et d'ajuster le cours de l'action en conséquence. Pour remédier à ce problème, l'Institut canadien du climat a entrepris, de manière indépendante, de fournir les estimations préliminaires des émissions de GES dans des délais plus courts.

5.1 Les émissions de GES au Canada

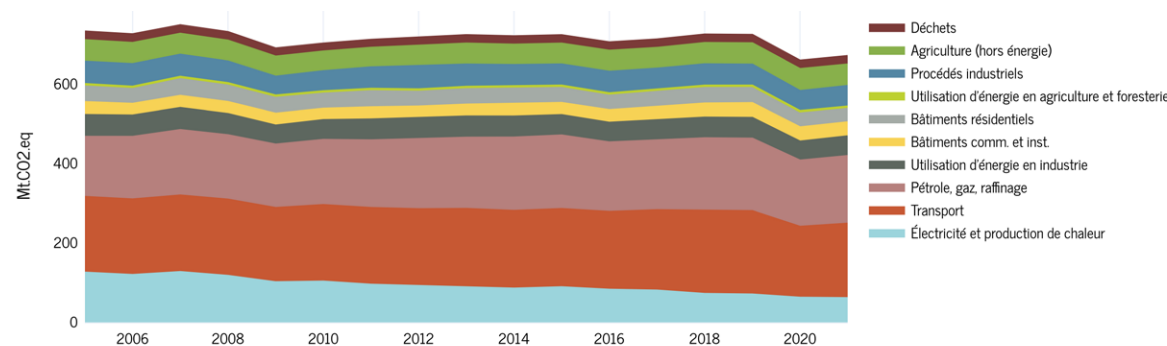
Après s'être accrues de 24,4 % entre 1990 et 2005, les émissions canadiennes de GES sont demeurées à peu près stables entre 2005 et 2019 (-1,2 %). Avec le début de la pandémie de COVID-19 et l'imposition de diverses mesures de restrictions sanitaires, les émissions de GES ont chuté de 9,0 % en 2020, avant de rebondir en partie, soit de 1,8 % en 2021. Au total, on note une diminution de 8,4 % des émissions entre 2005 et 2021, la majeure partie de cette baisse s'étant produite pendant la période de pandémie. L'année 2021 ayant vu le (re)déploiement des mesures de confinement dans tout le pays, il s'avère difficile en ce moment de déterminer si la pandémie aura eu des impacts durables sur les émissions de GES et, si tel était le cas, quels seraient ces impacts. La figure qui suit analyse quelques-uns des indicateurs partiels dont nous disposons actuellement en rapport avec cette question.

Comme nous le montre la Figure 5.1, les émissions liées à l'énergie représentent 81 % des émissions totales, une part qui est demeurée stable depuis 2005. Comme nous l'avions noté dans notre précédente édition, le plafonnement des émissions totales de GES entre 2005 et 2019 est associé à une diminution globale de l'intensité des émissions, telle qu'exprimée par les deux paramètres suivants :

- En tenant compte de la croissance démographique, les émissions de GES par habitant ont diminué de 15,2 % en 2019 par rapport à 2005;
- Au cours de la même période, l'intensité de carbone par dollar constant de PIB a été réduite de près de 26,9 %.

Il est toutefois important de comprendre et de mesurer l'impact qu'a eu la pandémie sur les émissions de GES. La pandémie a effectivement eu lieu pendant une période où l'on assistait à une accélération dans l'adoption de politiques visant à réduire ces émissions, notamment au niveau fédéral. Par conséquent, il devient nécessaire de procéder à une analyse fine des changements qui sont survenus dans les émissions provenant de diverses sources. Cette analyse nous permettra (1) de bien saisir les impacts structurels et transitoires de la pandémie (dit en d'autres termes, quels sont les changements qui sont suffisamment profonds pour perdurer et lesquels sont susceptibles de complètement disparaître dans les années à venir); et (2) de mesurer l'impact initial, le cas échéant, des nouvelles politiques de réduction des émissions GES mises en œuvre par les différents niveaux de gouvernement au cours des dernières années, une telle démarche s'avérant essentielle pour déterminer si ces mesures apportent les résultats escomptés.

Figure 5.1 – Les émissions de GES au Canada, par secteur



Source : ECCC, 2023

Texte

¹ Les années 1990 et 2005 sont utilisées comme deux points de référence dans les graphiques d'émissions de GES de cette section, car ce sont les deux années de référence les plus couramment utilisées dans l'élaboration des objectifs de réduction des GES au Canada. Par exemple, l'objectif de réduction des émissions de GES du gouvernement fédéral pour 2030 est de faire en sorte que celles-ci diminuent de 40 à 45 % par rapport au niveau de 2005, tandis que l'objectif du gouvernement du Québec pour 2030 est une réduction de 37,5 % des émissions par rapport au niveau de 1990. Les accords internationaux utilisent également 1990 comme année de référence. Les données les plus récentes sur les émissions de GES au Canada qui sont disponibles au moment de la rédaction du présent document sont celles de 2021. Dans la mesure du possible, nous présentons donc des données actualisées tout au long de cette analyse et accordons une attention particulière aux années 2020 et 2021 afin d'être en mesure d'évaluer l'impact que la pandémie et les diverses restrictions de santé publique qui y sont liées ont eu sur les émissions.

En gardant cet objectif à l'esprit, nous procéderons à l'analyse de l'évolution des émissions de GES pour la période entre 2019 et 2021 ainsi que des facteurs qui sont susceptibles d'expliquer cette évolution. Ainsi, durant la période comprise entre 2019 et 2021, nous pouvons observer les faits suivants :

- La quasi-totalité de la réduction des émissions de GES au niveau national provenait des activités liées à l'énergie (52,9 Mt éq. CO₂), tandis qu'une réduction supplémentaire de 0,9 Mt éq. CO₂ provenait des procédés industriels dans l'industrie de la pétrochimie et l'industrie de la production et de la consommation d'halocarbures, de SF₆ et de NF₃.
- Les émissions liées à la production d'électricité et de chaleur ont diminué de 9,1 Mt éq. CO₂, en raison surtout de la fermeture de centrales électriques au charbon en Alberta ou de leur conversion au gaz naturel (8 Mt éq. CO₂).
- Alors que les émissions liées à l'extraction du pétrole et du gaz sont revenues au même niveau qu'avant la pandémie, les émissions des industries de raffinage ont augmenté de 18,9 % (2,5 Mt éq. CO₂) au cours de la même période de deux ans; ces émissions provenaient de l'Alberta et du Nouveau-Brunswick pour la presque totalité.
- Les émissions liées à l'énergie utilisée par les industries manufacturières ont diminué de 6,5 % (- 2,5 Mt éq. CO₂). Le fer et l'acier sont les secteurs qui ont connu la plus forte baisse (- 19,8 %), tandis que les secteurs du ciment (- 5,3 %) et des métaux non ferreux (- 7,6 %) sont ceux qui ont enregistré les deux autres baisses les plus importantes. Cette évolution résultait principalement du ralentissement économique de 2020; tous les sous-secteurs, à l'exception des industries chimiques, ont connu un rebond en 2021.
- Les émissions de GES des bâtiments commerciaux ont diminué de 5,1 % (- 1,8 Mt éq. CO₂) entre 2019 et 2021, tandis que celles des bâtiments résidentiels ont connu une baisse significative de 11,0 % (- 4,2 Mt éq. CO₂). Une grande partie de ces baisses d'émissions est attribuée à la diminution du nombre de degrés-jours pour les hivers 2020 et 2021, cette diminution ayant eu pour effet de réduire les besoins en chauffage des locaux.

- Les émissions liées à l'énergie dans les secteurs de l'agriculture et de la sylviculture ont diminué de 13,4 % (- 0,4 Mt éq. CO₂) entre 2019 et 2021. Pendant la même période, les émissions non énergétiques de ces mêmes secteurs ont cependant augmenté de 1,1 % (0,6 Mt éq. CO₂). Cela suggère que le ralentissement des activités dans ces secteurs en 2020 et 2021 ne s'est pas traduit par une baisse des émissions liées à la gestion des sols.
- Les émissions de GES du secteur des transports ont diminué de 12,5 % (- 22,3 Mt éq. CO₂). C'est l'aviation qui a connu la plus forte baisse (- 63,0 %) à la suite des restrictions imposées au transport aérien, tandis que les émissions des véhicules utilitaires légers ont globalement diminué de 14,6 %, en partie en raison de l'augmentation du travail à domicile. Le transport routier de poids lourds a connu une diminution moins importante, soit - 7,3 %; les émissions du transport ferroviaire ont quant à elles diminué de 9,0 %, tandis que le transport maritime a connu une augmentation de 2,4 %. Ces données montrent que le transport de marchandises a connu un ralentissement moindre que celui du transport de passagers.
- Les émissions fugitives, qui sont principalement un sous-produit de l'extraction du gaz naturel, ont diminué de 16,6 % (- 9,2 Mt éq. CO₂) entre 2019 et 2021; la majeure partie de cette baisse est due à une réduction des émissions dans les activités de ventilation (- 7,7 Mt éq. CO₂).

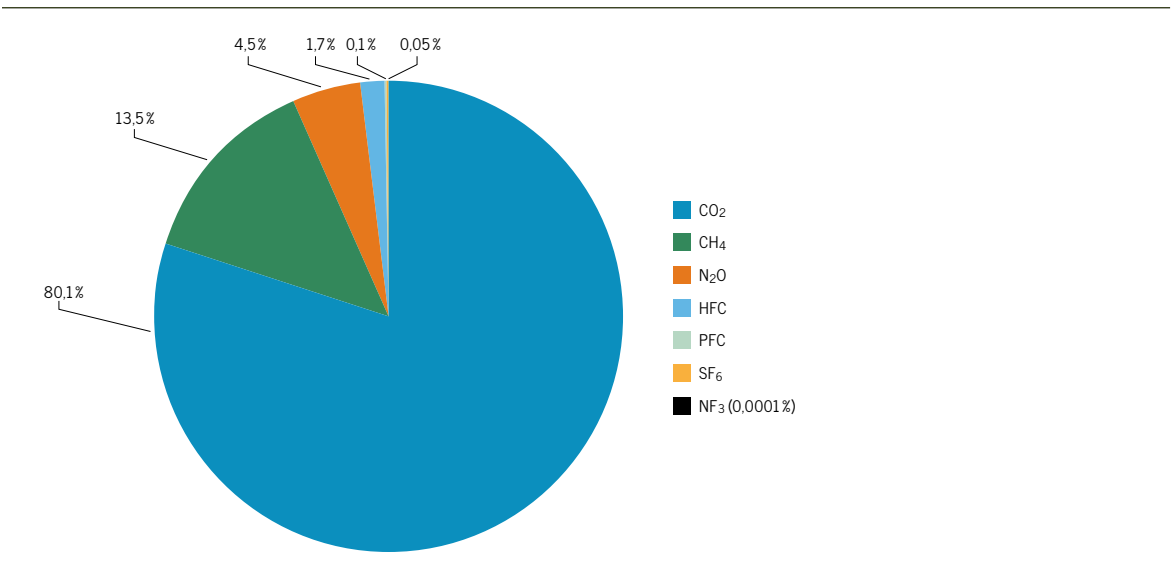
Plusieurs gaz contribuent au réchauffement de la planète, mais avec des intensités différentes.² Cette intensité détermine le potentiel de réchauffement global attribué à chaque gaz. Historiquement, l'attention s'est surtout portée sur le CO₂, compte tenu de sa large part dans les émissions totales de GES (80,1 % au Canada). Plus récemment, on note un accroissement de l'attention portée sur les émissions de méthane. Selon le Rapport d'inventaire national (ECCC 2023), les émissions de méthane ont connu une diminution plus rapide que celles de CO₂ depuis 2005 (- 21,1 %). Les oxydes d'azote, qui proviennent principalement du secteur de l'agriculture, ont diminué de 6,4 % depuis 2005, une tendance qui présente une plus grande constance sur l'ensemble de la période que celle observée pour les émissions de CO₂.

² Pour tenir compte des différents niveaux d'intensité de la contribution au réchauffement climatique de chaque gaz, le Rapport d'inventaire national du Canada utilise le potentiel de réchauffement global (PRG) sur 100 ans, qui compare tous les gaz avec la contribution au réchauffement global du CO₂.

L'analyse de l'évolution des émissions de GES entre 2019 et 2021 permet de constater que certaines tendances à long terme demeurent inchangées. Parmi celles-ci, notons tout particulièrement la part des émissions de GES provenant des industries du pétrole, du gaz et du raffinage qui a augmenté de manière systématique au cours des 30 dernières années, passant de 15,9% en 1990 à 20,7% en 2005 pour atteindre 25,2% des émissions totales en 2021. Bien que la production de pétrole à partir des sables bitumineux ait pu profiter de certaines améliorations technologiques permettant de réduire de 36% les émissions par baril entre 2000 et 2021 (RNCan, 2023), ce secteur a contribué pour près du tiers des émissions de GES liées à l'énergie.

Il est plus difficile de déterminer l'impact qu'auront eu les années 2020 et 2021 sur les tendances dans le secteur des transports. L'on note que la part des émissions provenant des transports représentait 24,7% des émissions totales de GES en 1990; cette part est passée à 26,0% en 2005, puis à 27,9% en 2021. Bien que ce chiffre soit inférieur au sommet de 29,0% atteint en 2019, cette baisse reste modeste si l'on considère que les émissions du secteur des transports ont connu une diminution significative en 2020 et 2021 en raison de l'impact de la pandémie. Fait plus révélateur encore, même l'impact majeur de la période de pandémie sur le secteur des transports n'a pas modifié les tendances à long terme; les transports sont en effet demeurés la principale source d'émissions dans le pays, suivis de près par les activités liées au pétrole, au gaz et au raffinage.

Figure 5.2 – Les émissions de GES au Canada, par gaz (2021)



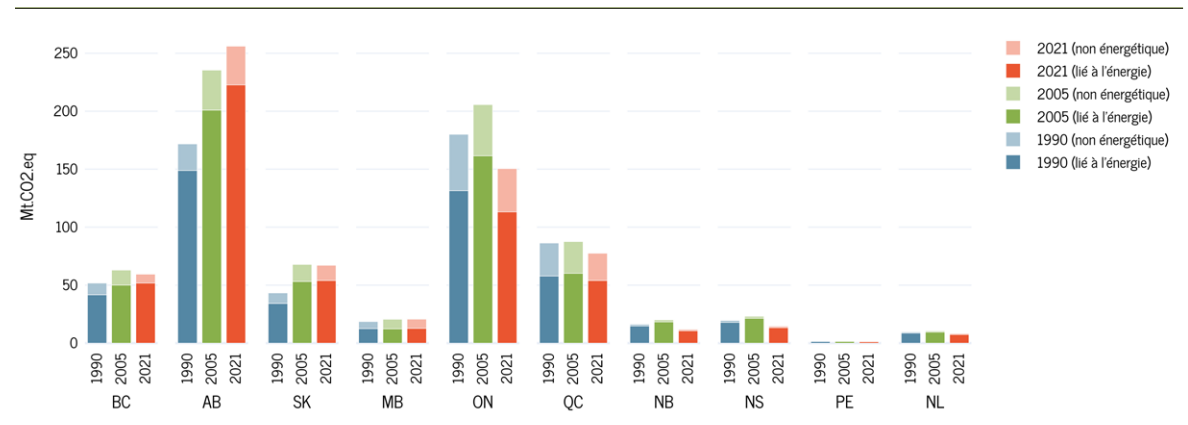
Source : ECCC 2023

5.1.1 Les variations entre les provinces

Au-delà de la répartition nationale des émissions, l'on note que les profils d'émissions de GES varient d'une province à l'autre (Figure 5.3). En raison de l'importance de son secteur pétrolier et gazier, l'Alberta est, et de loin, la province qui émet le plus de gaz à effet de serre. Les émissions de la Saskatchewan sont aussi beaucoup plus importantes que ne le laisse supposer la taille de sa population ou son économie. Ces deux provinces affichent également la plus forte augmentation des émissions globales de GES pour les périodes 1990-2005 et 1990-2021, ce qui est une conséquence directe de l'accroissement de la production de pétrole et de gaz. L'augmentation des émissions dans la seconde moitié de la période (2005-2021) est cependant nettement moindre, en raison notamment des gains d'efficacité réalisés dans l'utilisation et la production d'énergie dans tous les secteurs. Toutefois, l'on constate que ces améliorations ont touché les différents secteurs de manière inégale et, dans l'ensemble, elles n'auront pas suffi à permettre de réduire le niveau d'émissions de GES par rapport à celui de 2005.

Ces tendances entraînent également un écart considérable en matière d'émissions de GES par habitant entre l'Alberta et la Saskatchewan, d'une part, et par rapport à toutes les autres provinces, d'autre part (Figure 5.4). C'est notamment le cas de la Colombie-Britannique qui a enregistré une baisse de 18 % des émissions par habitant entre 1990 et 2021 malgré une augmentation des émissions liées à la production de gaz.

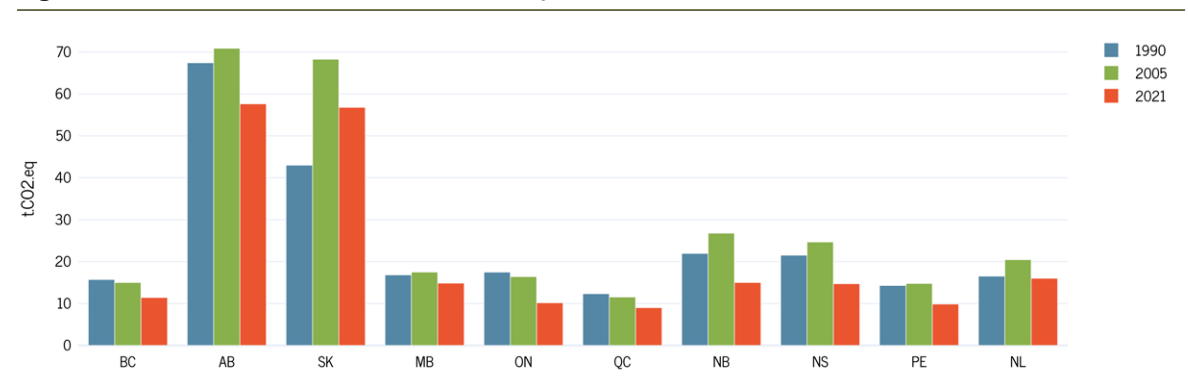
Figure 5.3 – Les émissions de GES par province



Source : ECCC, 2023

Note : en raison de problèmes de disponibilité des données, les données relatives aux territoires ne sont pas présentées.

Figure 5.4 – L'évolution des émissions de GES par habitant au Canada



Source : ECCC, 2023; Statistique Canada, 2023

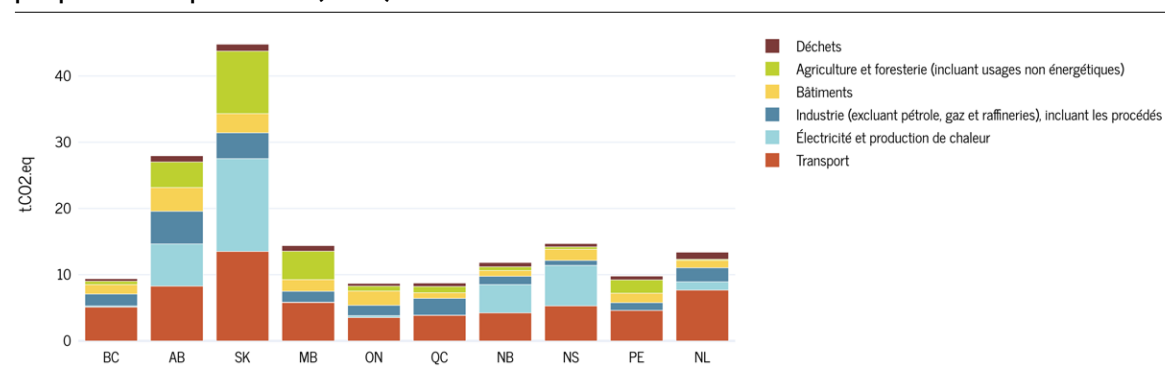
Note : en raison de problèmes de disponibilité des données, les données relatives aux territoires ne sont pas présentées

Un examen plus approfondi de la répartition des émissions par habitant montre que la présence d'un fort secteur pétrolier et gazier dans une province ne constitue pas le seul facteur à prendre en compte pour expliquer les variations d'émissions entre les provinces (Figure 5.5). Les émissions liées à la production d'électricité sont considérables dans les provinces où le charbon et le gaz naturel sont encore utilisés pour produire de l'électricité, soit l'Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse. Les sources d'énergie utilisées pour le chauffage des locaux entraînent également des différences dans les émissions générées par les bâtiments, car la part du gaz naturel servant à assurer ce service varie d'une province à l'autre.

L'on peut également observer d'autres différences entre les provinces. Par exemple, les émissions provenant de l'agriculture sont beaucoup plus fortes en Saskatchewan que partout ailleurs au pays, et ce même en les comparant à celles de l'Alberta et du Manitoba. Les émissions par habitant relatives aux transports varient aussi de manière considérable d'une province à l'autre. Ainsi, les chiffres relatifs aux émissions dans ce domaine sont beaucoup plus élevés en Saskatchewan et, dans une moindre mesure, en Alberta et à Terre-Neuve.

Dans l'ensemble, ces comparaisons montrent que les émissions liées à l'exploitation et à l'utilisation de pétrole et de gaz constituent un facteur important qui permet d'expliquer une grande partie des variations provinciales en matière d'émissions de GES. Il ne s'agit cependant pas de l'unique facteur à prendre en compte. La composition des autres secteurs, de même que les sources d'énergie historiquement utilisées et les préférences en matière de consommation sont d'autres facteurs très importants à prendre en considération pour établir des profils d'émissions. Par conséquent, les stratégies visant à éliminer ou à réduire très fortement les émissions des différents secteurs doivent tenir compte des réalités inhérentes aux provinces.

Figure 5.5 – Les émissions par habitant en dehors du secteur pétrolier et gazier, par province et par source (2021)



Source : ECCC, 2023; Statistique Canada, 2023

Note : en raison de problèmes de disponibilité des données, les données relatives aux territoires ne sont pas présentées.

5.2 La situation du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone (CUSC) au Canada

Jusqu'à récemment, au Canada, l'on retrouve deux installations qui utilisent la technologie de CUSC à l'échelle commerciale. La première installation est celle du projet Quest en Alberta où l'opération de captage est effectuée lors de la conversion du bitume extrait des sables bitumineux en huiles de qualité supérieure. La deuxième installation est la centrale électrique au charbon de Boundary Dam en Saskatchewan où l'on procède au captage du CO₂ produit lors de la combustion du charbon. Plus récemment, l'Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) a été ajoutée aux installations en vue d'accroître le potentiel de captage. Il s'agit d'un oléoduc conçu pour transporter le CO₂ capté dans la région de Heartland en Alberta jusqu'à un site d'injection situé 240 km plus au sud. Un volume de 1,24 Mt de CO₂ a été capté et injecté dans le cadre de ce projet en 2021.

Ces deux projets fournissent des informations essentielles sur les conditions réelles de fonctionnement des technologies de CUSC. Il s'avère cependant que les résultats obtenus demeurent mitigés jusqu'à présent. Ainsi, d'une part, la mise en service de l'Alberta Carbon Trunk Line a permis d'accroître la capacité de captage. De plus, un projet de CUSC qui a été mis en œuvre par Capital Power pour capter le CO₂ produit par la centrale électrique au gaz de Genesee a également atteint le stade de l'avis limité de procéder. Une décision finale concernant ce projet devrait être rendue avant la fin de 2023.

D'autre part, l'on constate que les taux de captage du CO₂ demeurent nettement inférieurs à ce à quoi l'on pourrait s'attendre en vertu du potentiel théorique de captage de cette technologie. Les données du rapport annuel 2022 du projet Quest montrent que le volume net de CO₂ capté représente environ 77,3 % des émissions totales de l'usine, et que ce taux descend à 60 % si l'on tient compte des émissions liées à l'alimentation de l'opération de captage (Shell 2023). Le projet Boundary Dam, quant à lui, a capté un peu plus de 5 Mt de CO₂ depuis sa mise en service en 2014. Il a cependant été sujet à de nombreuses pannes imprévues, ce qui a fait chuter les taux de captage à des niveaux bien inférieurs à l'objectif initial qui était de capter 90 % des émissions de CO₂, objectif ensuite modifié pour 65 %. En outre, la majeure

partie du CO₂ capté a été utilisée dans le cadre d'opérations de récupération assistée du pétrole. Ces opérations accroissent la capacité d'extraction de pétrole, mais ne retiennent pas la totalité du CO₂ injecté au cours du processus. En d'autres termes, le stockage dans les puits par ce processus d'injection entraîne la libération d'une partie du CO₂ dans l'atmosphère.

L'on constate que de nombreuses questions demeurent sur le long terme quant à la viabilité financière de la technologie de captage du carbone. Pour l'instant, il faudra voir si les sept milliards de dollars de crédits d'impôt à l'investissement annoncés par le gouvernement fédéral dans le cadre de son budget 2023 seront suffisants pour soutenir le lancement de nouveaux projets, car les coûts d'exploitation de cette technologie sont extrêmement élevés. De plus, la viabilité financière de ces projets demeure étroitement liée à la demande de récupération assistée du pétrole, car les marchés pour d'autres formes de stockage permanent sont très peu développés en ce moment. Enfin, pour ce qui est du captage dans le secteur de la production d'électricité, la version préliminaire du Règlement sur l'électricité propre publié en août 2023 a causé des inquiétudes à l'industrie du CUSC. Des représentants de l'industrie ont affirmé que le taux de captage théorique de 95 % pour les centrales au gaz naturel ne pourrait pas être atteint avant la date butoir de 2035. La version finale du règlement sera publiée en 2024.

5.3 Politiques climatiques fédérales

Depuis plusieurs années, l'on assiste à l'adoption d'un ensemble de politiques visant l'atteinte de différents objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La poursuite de ces objectifs a conduit à l'élaboration d'un large éventail de programmes et de réglementations, tant au niveau fédéral que provincial. Ces politiques comprennent diverses mesures incitatives destinées à modifier les comportements et les modes de consommation d'énergie, accélérer l'adoption de certaines technologies, accroître le rôle des sources renouvelables dans le bouquet énergétique, fixer un prix pour les émissions de carbone ou, de manière plus générale, réduire les émissions de gaz à effet de serre. Ces politiques présentent des points communs et comprennent plusieurs objectifs qui se complètent mutuellement.

Un grand nombre de ces politiques sont liées à des objectifs spécifiques qui, bien qu'ils soient plus larges, peuvent être considérés comme des objectifs représentant les aspirations officielles du gouvernement ou être insérés de manière formelle dans une loi. Par exemple, les réglementations sur les émissions de méthane élaborées par le gouvernement fédéral sont directement liées à l'objectif qu'il s'est fixé, soit réduire ces émissions de 75 % en 2030.

Il importe également de noter que cette revue vise à fournir un aperçu de la situation politique en 2023. En ce qui concerne la modélisation effectuée dans le deuxième rapport de ces Perspectives, les scénarios présentés ne tiennent pas compte des objectifs ou des mesures qui n'ont été qu'annoncés ou qui n'en sont encore qu'aux premiers stades de leur conception et de leur mise en œuvre, ou bien qui sont des mesures n'ayant pas été assorties d'objectifs quantifiables. Les détails concernant les éléments qui n'ont pas été pris en compte seront présentés dans les chapitres qui vont suivre.

Tableau 5.1 – Les principaux objectifs et mesures incitatives des politiques fédérales³

La réduction des émissions de GES	• Une réduction de 40 à 45 % des émissions de GES d'ici 2030 (par rapport à 2005) • L'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050 • Une réduction de 40 % des émissions de GES d'ici 2030 (par rapport à 2005) pour les activités du gouvernement • Une réduction de 40 à 45 % des émissions de méthane d'ici 2025, et de 75 % d'ici 2030
La tarification du carbone	• Une taxe fédérale sur les émissions des carburants (65 \$/tonne d'éq. CO₂) • Un système de tarification fondé sur le rendement pour les émetteurs industriels
Les objectifs en matière d'énergies renouvelables	• Une proportion de 90 % de l'électricité produite doit provenir de sources non émettrices de GES d'ici 2030 • La carboneutralité du secteur de l'électricité d'ici 2035 • N'utiliser que de l'énergie propre dans les bâtiments du gouvernement fédéral d'ici 2025
L'élimination graduelle de l'utilisation du charbon	• Une élimination complète d'ici 2030 (sauf quelques exceptions en raison d'accords d'équivalence)
Les mesures incitatives pour les véhicules à faibles émissions et les règlements en matière de carburants renouvelables	• La Norme VZE 2035 pour la vente de véhicules légers neufs • Des remises en espèces pour l'achat ou la location de véhicules à faibles émissions ainsi que pour l'achat de véhicules de taille moyenne et de véhicules lourds • Le Règlement sur les combustibles propres

³ Chaque section présente un tableau récapitulatif des objectifs et des principales mesures incitatives mises en place par chacun des gouvernements au niveau fédéral et dans les principales provinces émettrices de GES. Par la suite, l'on passe en revue les principaux efforts politiques déployés pour atteindre ces objectifs. L'année de référence et le délai dans lequel l'objectif doit être atteint sont indiqués.

Fin 2015, le Canada a signé l'Accord de Paris. Depuis lors, le pays est gouverné par le parti libéral dirigé par Justin Trudeau. Ce parti a d'abord formé un gouvernement majoritaire en 2015-2019 avant d'être réélu à deux reprises en 2019 et 2021, mais en tant que gouvernement minoritaire. C'est au début de cette période qu'ont débuté les travaux visant l'élaboration d'un ensemble de politiques destiné à soutenir les plans de réduction des émissions de GES présentés dans le cadre des engagements de l'Accord de Paris. Ces efforts ont conduit à la création du Cadre pancanadien sur la croissance propre et le changement climatique (CPC). Le CPC comprenait des objectifs de haut niveau destinés à être développés dans le cadre de politiques, comme la mise en œuvre d'un système national de tarification du carbone. Il offrait également des incitations financières visant à inviter les provinces à adopter ce système de tarification et le mettre en application. Le CPC comprenait en outre le Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone dans le but de soutenir la réalisation de projets concordant avec ses objectifs.

Lors de la campagne électorale de 2019, les libéraux ont pris l'engagement de mettre en œuvre un objectif visant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Par la suite, l'on a assisté à une intensification significative des efforts pour atteindre ce but. L'objectif de la carboneutralité a ainsi été officialisé en juin 2021 dans la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité*. L'ancien objectif de réduction des émissions de GES pour 2030, qui visait une réduction de 30 % de celles-ci par rapport au niveau de 2005, a été modifié et l'objectif est maintenant de réduire les émissions de 40 à 45 %. Ces mesures ont été suivies en 2022 par la mise en œuvre d'un plan plus complet de réduction des émissions ainsi que l'annonce d'engagements financiers supplémentaires dans le cadre des budgets relatifs aux années 2022 et 2023. Bien qu'il soit possible pour les lecteurs de trouver une liste exhaustive des politiques en vigueur et annoncées (voir Canada 2022), les sections ci-dessous présentent les principales composantes de ces stratégies et politiques.

5.3.1 La tarification du carbone

Le système de tarification du carbone prévu par la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre est l'une des mesures les plus médiatisées du CPC. Cette loi impose des exigences minimales aux provinces en ce qui concerne la mise en œuvre d'un système fondé sur une tarification explicite (par exemple, une taxe ou un prélèvement sur le carbone) ou d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission. Ainsi, si le gouvernement fédéral estime que le système proposé par une province ne répond pas à ces normes minimales, que cela concerne le champ d'application de ce système ou ses barèmes de tarification, il imposera à cette province l'obligation de remplacer sa proposition initiale par une autre option qui est celle d'un « filet de sécurité ».

Ce système de tarification du carbone dit « de sécurité » comprend deux éléments, soit une taxe sur les combustibles fossiles et un système de tarification fondé sur le rendement (STFR).

1. La taxe sur les combustibles fossiles est à la charge des producteurs et des distributeurs de combustibles. En 2019, au moment de son instauration, cette taxe était tarifée à 20 \$ par tonne d'éq. CO₂. Ce tarif a été haussé à 50 \$ par tonne d'éq. CO₂ en 2022 en suivant des paliers d'augmentation de l'ordre de 10 \$ par année. Un nouveau calendrier établi par la suite prévoit une hausse du tarif de la redevance de l'ordre de 15 dollars par année pour atteindre 170 \$ par tonne d'éq. CO₂ en 2030. La première de ces hausses est entrée en application au début 2023. Cela a pour résultat que la taxe sur les carburants s'élève actuellement à 65 \$ par tonne d'éq. CO₂.
2. Le système de tarification fondé sur le rendement (STFR) ne s'applique qu'aux installations industrielles dont les niveaux d'émissions de CO₂ sont élevés (> 50 000 tonnes d'éq. CO₂) et lorsque celles-ci sont impliquées dans des échanges commerciaux. Les installations couvertes par ce système sont évaluées par rapport à une norme d'émissions définie pour leur secteur d'activité. Le gouvernement fédéral délivre des crédits excédentaires aux installations dont les émissions sont inférieures à cette norme, tandis que celles dont les émissions dépassent cette norme sont tenues de présenter des crédits délivrés par le gouvernement ou des crédits compensatoires éligibles, ou encore de s'acquitter d'une taxe carbone (laquelle est fixée au même niveau que la taxe sur les combustibles fossiles que nous avons auparavant décrite). Les crédits compensatoires sont attribués à des projets qui ne sont pas couverts par le STFR mais

qui suivent les protocoles fédéraux en matière de GES. Ces protocoles sont élargis de manière continue afin de couvrir les activités à forte intensité d'émissions qui ne sont pas directement visées par le système de tarification (par exemple, la réduction des émissions dans les systèmes de réfrigération ou les pratiques agricoles durables qui améliorent le piégeage du carbone organique dans le sol).

Les recettes de la taxe sur les carburants sont reversées à l'entité administrative d'origine sous forme de paiements trimestriels. À partir de 2023, les revenus collectés dans le cadre du STFR fédéral sont placés dans un fonds soutenant le Programme d'incitation à la décarbonisation ainsi que dans le Fonds pour l'électricité de l'avenir. Le Programme d'incitation à la décarbonisation est destiné à soutenir la mise en œuvre de projets de technologies propres en vue de « réduire davantage les émissions de GES en encourageant la décarbonisation à long terme des secteurs industriels du Canada ». Le Fonds pour l'électricité de l'avenir, quant à lui, vise à soutenir « la production et la fourniture d'électricité propre ainsi que son utilisation efficace » (Canada 2022, 77).

5.3.2 L'élimination graduelle du charbon

En 2018, le gouvernement du Canada a publié un règlement prévoyant l'élimination graduelle du charbon d'ici 2030 dans le secteur de l'électricité. Cette mesure vise à aider le Canada à atteindre son objectif, soit produire 90 % de son électricité sans émissions de GES d'ici 2030. Parallèlement à l'adoption de ce règlement, on a procédé à la création du Groupe de travail sur la transition équitable pour les collectivités et les travailleurs des centrales au charbon canadiennes. Les rapports publiés en 2019 par ce groupe de travail ont conduit le gouvernement fédéral à s'engager à investir la somme de 185 millions de dollars pour soutenir la diversification économique et le développement des compétences dans les communautés les plus touchées par l'élimination graduelle du charbon.

L'annonce de l'objectif visant l'atteinte d'une production d'électricité carboneutre en 2035 a suscité certains questionnements en Saskatchewan, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, des provinces dans lesquelles une part importante de la production d'électricité repose encore sur le charbon. La publication du Règlement sur l'électricité propre prévue pour 2024 devrait permettre de clarifier les exigences à ce sujet.

5.3.3 Le secteur des transports : taxes, mesures incitatives et règlements

Le gouvernement canadien a adopté une approche pour le secteur des transports qui comprend différents volets en matière d'émissions. Il impose tout d'abord plusieurs taxes sur la consommation de carburant, dont une taxe d'accise de 0,10 \$/litre sur l'essence et de 0,04 \$/litre sur le diesel. Il prélève également une taxe d'accise sur l'achat de véhicules émotifs.

Ensuite, le gouvernement accorde des primes à l'achat de 5 000 \$ pour les véhicules électriques à batterie, les véhicules à pile à combustible hydrogène ainsi que les véhicules hybrides rechargeables à plus longue autonomie. Il offre également des primes de 2 500 \$ pour l'achat ou la location de véhicules hybrides rechargeables à plus courte autonomie. Ce système de primes s'ajoute au Programme d'infrastructure pour les véhicules à zéro émission (PIVZE), un programme qui vise à soutenir le déploiement d'un réseau de bornes de recharge électrique et de stations de ravitaillement à l'hydrogène pour les véhicules à zéro émission (VZE). Pour les véhicules de taille moyenne et les véhicules lourds, des mesures incitatives pouvant aller jusqu'à 200 000 \$ sont disponibles pour les véhicules à faibles émissions. Un quota de vente pour les véhicules à zéro émission est également en cours d'élaboration (voir ci-dessous la section 5.4.8 à ce sujet).

Enfin, le gouvernement a adopté un troisième programme relatif au secteur des transports, soit le Règlement sur les combustibles propres (RCP). Ce règlement vise à réduire l'empreinte carbone des fournisseurs de carburants en utilisant une approche fondée sur le cycle de vie. Cette mesure, qui est entrée en vigueur le 1er juillet 2023, vise à éviter de favoriser l'utilisation de carburants spécifiques, comme c'est le cas, par exemple, avec les exigences actuelles relatives aux biocarburants. Le RCP s'accompagne du Fonds pour les combustibles propres. Ce fonds a dégagé une somme de 1,5 milliard de dollars en vue d'atteindre plusieurs objectifs comme réduire le risque lié à l'investissement dans les projets de production de combustibles propres, contribuer à améliorer la logistique des chaînes d'approvisionnement en biomasse et combler les lacunes et les incohérences entre les différents codes, les normes et les règlements entourant la production et les chaînes d'approvisionnement en combustibles propres.

5.3.4 La croissance verte/proprie

Dans le cadre du budget 2022, le Fonds de croissance du Canada (FCC) s'est engagé à verser la somme de 15 milliards de dollars sur les cinq prochaines années afin de contribuer à l'atteinte de plusieurs objectifs tels que la réduction des émissions de GES, l'accélération du déploiement de technologies clés comme l'hydrogène à faible teneur en carbone et le CUSC, l'expansion des entreprises qui favorisent la croissance propre et le renforcement des chaînes d'approvisionnement essentielles.

En 2016, le Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone a constitué une composante du CPC à la fois originale et centrale. Ce fonds a investi la somme de 2 milliards de dollars pour soutenir des projets qui génèrent une croissance verte et permettent ainsi de réduire les émissions de GES tout en contribuant à atteindre ou dépasser les engagements pris par le Canada dans le cadre de l'Accord de Paris.

Le fonds comporte deux volets. Le premier volet concerne le Fonds du leadership pour une économie à faibles émissions de carbone, qui a initialement octroyé la somme de 1,4 milliard de dollars aux provinces et aux territoires pour les aider à respecter leurs engagements en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le second volet concerne le Défi pour une économie à faibles émissions de carbone, lequel utilise ce qui reste des fonds pour financer les innovations qui « tirent parti de l'ingéniosité canadienne pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et générer une croissance propre à l'appui du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques (le CPC) » (Canada 2023a). Les candidats éligibles au Défi pour une économie à faibles émissions de carbone sont les provinces et territoires, les municipalités, les communautés et organisations autochtones, les entreprises ainsi que les organisations à but non lucratif. Le Plan de réduction des émissions pour 2030 (PRE 2030) comprend une recapitalisation de 2,2 milliards de dollars du Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone.

5.3.5 L'exemplarité

Présentée en 2017, la Stratégie d'écologisation des opérations gouvernementales, qui coordonne la Stratégie pour un gouvernement vert et la Politique d'achats écologiques, fixait initialement des objectifs de réduction des émissions de GES pour les opérations gouvernementales de 40 % d'ici 2030 et de 80 % d'ici 2050, en prenant 2005 comme année de référence. Ce dernier objectif a été modifié par la suite et remplacé par celui de viser la carboneutralité d'ici 2050. Pour atteindre ces objectifs, la Stratégie s'appuie principalement sur certains outils, dont notamment des travaux de réparation et de rénovation des bâtiments gouvernementaux, et veille à procéder aux investissements nécessaires à la transformation du parc automobile gouvernemental en faisant l'achat de véhicules à faibles émissions.

5.3.6 Le méthane

La réglementation du gouvernement fédéral sur les émissions de méthane a fixé pour objectif la réduction de 40 à 45 % de celles-ci avant 2025. Le gouvernement a aussi établi un nouveau calendrier pour la réduction des HFC. Des accords d'équivalence concernant ces règlements ont été conclus avec la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan. L'objectif récemment annoncé de réduire encore davantage les émissions de méthane, soit de l'ordre de 75 % d'ici 2030, a conduit à l'élaboration de réglementations mises à jour, toujours en cours.

5.3.7 La mise en œuvre

Pour être en mesure de bien évaluer la situation actuelle, il est essentiel de procéder à un examen plus approfondi de la mise en œuvre de ces politiques et annonces. Comme nous le montre le Tableau 5 2, trois provinces (le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Colombie-Britannique) ainsi que les Territoires du Nord-Ouest disposent de systèmes qui sont entièrement conformes aux exigences fédérales. D'autre part, le calendrier actualisé de tarification du carbone publié en 2022, qui prévoit des hausses annuelles allant jusqu'à 170 dollars par tonne d'équivalent CO₂ d'ici 2030, a amené les différentes provinces à prendre des décisions et à procéder à des mises à jour pour être en mesure de répondre à cette situation. Ces changements ont eu pour principal effet d'amener un plus grand nombre de provinces à autoriser l'application de la taxe fédérale sur les carburants sur leur territoire. Ainsi, l'Alberta, la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard, Terre-Neuve-et-Labrador, le Yukon et le Nunavut perçoivent dorénavant la taxe fédérale sur les carburants.

La situation se présente de manière un peu plus complexe pour le STFR. À compter de 2023, le système fédéral pour les grands émetteurs industriels s'appliquera en partie en Saskatchewan, et en totalité au Manitoba, à l'Île-du-Prince-Édouard, au Yukon ainsi qu'au Nunavut.

Des changements survenus récemment ont permis le règlement de certaines questions susceptibles d'être litigieuses en rapport avec l'application de la nouvelle grille tarifaire jusqu'en 2030, notamment la possibilité pour les provinces ayant des systèmes provinciaux moins contraignants de signer des accords d'équivalence, ce qui était, par exemple, le cas de l'Île-du-Prince-Édouard et du Nouveau-Brunswick. Il restera maintenant à déterminer si le Québec se conformera aux exigences fédérales dans les années à venir si l'écart entre la taxe sur les carburants et le prix des émissions établi dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de la province continue de se creuser.

Comme ce fut le cas pour la tarification du carbone, l'annonce de l'objectif qui vise à ce que la production d'électricité soit carboneutre en 2035 entraînera probablement une révision des accords d'équivalence conclus avec la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse en ce qui concerne l'élimination graduelle du charbon dans le secteur de l'électricité. La Saskatchewan, qui dispose d'une installation de CUSC dans une centrale électrique au charbon, avait réussi à faire valoir l'argument que cette installation devait être prise en compte dans le respect de l'engagement d'élimination graduelle du charbon. La Nouvelle-Écosse, quant à elle, avait fixé des plafonds d'émissions à la baisse pour l'ensemble de son secteur de l'électricité et s'était également engagée à ce que 50% de son électricité provienne d'une source renouvelable d'ici 2020. Alors que l'Alberta aura complètement cessé d'utiliser le charbon pour la production d'électricité d'ici la fin de 2023, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et la Saskatchewan devraient être touchés par le Règlement sur l'électricité propre qui doit être finalisé en 2024.

Tableau 5.2 – Le système de tarification du carbone, par province ou territoire

Entité administrative	Système de tarif. prov./ territ.	Système de tarif. fédéral	Système de tarif. mixte	Note
Colombie-Britannique	x			
Alberta			x	Perception de la taxe fédérale sur les carburants et application d'un système provincial pour les émetteurs industriels.
Saskatchewan			x	Perception de la taxe fédérale sur les carburants et application d'un système partagé pour les émetteurs industriels.
Manitoba		x		
Ontario			x	Perception de la taxe fédérale sur les carburants et application d'un STFR provincial.
Québec	x			
Nouveau-Brunswick	x			Perception d'une taxe provinciale; application d'un STFR provincial depuis 2021.
Nouvelle-Écosse			x	La taxe fédérale sur les carburants a remplacé la tarification provinciale le 1 ^{er} juillet 2023; application d'un STFR provincial depuis 2023
Île-du-Prince-Édouard		x		La taxe fédérale sur les carburants a remplacé la tarification provinciale le 1 ^{er} juillet 2023; application du STFR fédéral.
Terre-Neuve-et-Labrador			x	La taxe fédérale sur les carburants a remplacé la tarification provinciale le 1 ^{er} juillet 2023; application d'un STFR provincial depuis 2023.
Yukon		x		
Territoires du Nord-Ouest	x			
Nunavut		x		

Source : Canada, 2023b

5.3.8 Les politiques à venir

Au printemps 2022, la publication du Plan de réduction des émissions (PRE) a mis en évidence plusieurs autres mesures et objectifs poursuivis par le gouvernement fédéral. La plupart de ceux-ci sont toujours en cours d'élaboration au moment de la rédaction du présent document. De premier abord, l'on note que le PRE possède quelques points forts. Il établit au départ un objectif intermédiaire de réduction de 20 % des émissions d'ici 2026. Ensuite il fixe un objectif de réduction des émissions de 42 % pour le secteur pétrolier et gazier par rapport au niveau actuel (soit 31 % par rapport à 2005). Pour induire ces réductions d'émissions, le PRE favorise une approche qui comprend des réductions plus strictes des émissions de méthane, un financement important des projets de CUSC et l'ajout d'un plafond d'émissions pour la production de pétrole et de gaz. Cette dernière mesure est en cours d'élaboration et son entrée en vigueur est prévue pour 2024.

Le PRE fixe également un objectif de carboneutralité d'ici 2035 dans l'ensemble du pays pour le secteur de l'électricité. Le règlement sur l'électricité propre, qui définira les règles permettant aux provinces d'atteindre cet objectif, sera publié en 2024. Plusieurs programmes et initiatives seront également mis en œuvre pour accélérer la décarbonation du réseau. Il s'agit notamment du Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification. Ce programme qui soutient les projets d'énergies renouvelables intelligentes et de modernisation des réseaux électriques a été recapitalisé dans le cadre du budget 2023. D'autres mesures de soutien à la modernisation du réseau et au renforcement des interconnexions ont pris la forme de discussions au sujet du projet de la boucle atlantique, laquelle vise à améliorer les possibilités d'échanges interprovinciaux d'électricité entre les provinces de l'Est. D'autre part, un Conseil de l'électricité a été créé en 2023. Il s'agit d'un organisme consultatif indépendant qui est chargé de conseiller le gouvernement sur les mesures à prendre pour atteindre les objectifs de 2035 et de 2050.

De nouvelles politiques ont également été annoncées pour le secteur de la construction. La Stratégie canadienne pour les bâtiments verts prévoit une somme de 150 millions de dollars pour soutenir la rénovation des bâtiments existants, tandis que le budget 2022 a également ajouté une somme de 458 millions de dollars au Programme de prêt pour des maisons plus vertes qui poursuit des objectifs similaires.

Le secteur des transports a vu l'annonce d'un quota de vente pour les véhicules zéro émission, avec des objectifs définis pour les véhicules légers (les véhicules zéro émission doivent représenter 60 % des véhicules vendus en 2030 et 100 % d'ici 2035). L'on note également des objectifs pour les véhicules de taille moyenne et les véhicules lourds (100 % des véhicules vendus doivent être des véhicules zéro émission d'ici 2040). Un projet de loi à ce sujet a été présenté à la fin de l'année 2022.

5.4 Les politiques des provinces qui émettent le plus de GES

5.4.1 La Colombie-Britannique

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Une réduction de 16 % d'ici 2025 par rapport à 2007
- Une réduction de 40 % d'ici 2030 par rapport à 2007
- Une réduction de 60 % d'ici 2040 par rapport à 2007
- Une réduction de 80 % d'ici 2050 par rapport à 2007
- Des objectifs sectoriels pour 2030 pour les transports, l'industrie, le secteur du pétrole et du gaz, les bâtiments et les communautés

La tarification du carbone (2023)

- Le prélèvement d'une taxe de 65 \$/tonne

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Une production de 93 % d'électricité renouvelable (la norme d'électricité 100 % propre est en cours d'élaboration)
- Une proportion de 15 % de la consommation résidentielle et industrielle de gaz naturel est comblée par du gaz renouvelable

L'élimination graduelle du charbon

- S.O.

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- Des remises en espèces pouvant aller jusqu'à 4 000 \$ pour l'achat de véhicules électriques (y compris les véhicules hybrides à plus longue autonomie) et de véhicules à pile à combustible hydrogène
- Une part des ventes ou des locations de véhicules zéro émission de 26 % d'ici 2026, de 90 % d'ici 2030 et de 100 % d'ici 2035
- L'application de la Norme de carburant à faible teneur en carbone
- Des exigences pour les véhicules zéro émission sont en cours d'élaboration pour les véhicules utilitaires de taille moyenne et les véhicules utilitaires lourds

Autre

- La carboneutralité des activités du gouvernement (Carbon Neutral Government Program); cet objectif est déjà atteint
- Les nouveaux bâtiments « à consommation énergétique nette zéro d'ici 2032
- La réduction des émissions de méthane de 45 % par rapport à 2014

La Colombie-Britannique possède depuis 2018 son propre système de tarification du carbone. La taxe sur le carbone, conçue au départ pour ne pas avoir d'incidence sur les recettes, a été révisée en 2017 afin de pouvoir affecter les recettes supérieures à 30 \$/t éq. CO₂ à des programmes de réduction des émissions de GES ou d'accessibilité financière. Le taux en vigueur suit dorénavant les exigences tarifaires fédérales et il est passé à 65 \$/t éq. CO₂ en 2023.

Lancée en 2020, la CleanBC Roadmap to 2030 [feuille de route CleanBC pour 2030] a permis l'amélioration d'un certain nombre de mesures comprises dans le plan climatique de la province. La feuille de route a notamment annoncé de nouvelles exigences visant la carboneutralité de tous les nouveaux bâtiments d'ici 2030, un quota de vente pour les véhicules zéro émission de 100 %, l'élaboration de règlements visant à éliminer la presque totalité des émissions de méthane d'ici 2035, ainsi que plusieurs autres initiatives. Initialement prévue pour 2040, l'application du quota de vente concernant les VZE a été avancée à 2035, avec des objectifs intermédiaires de 26 % d'ici 2026 et de 90 % d'ici 2030.

Depuis 2023, la province dispose également d'un règlement sur les exigences en matière de carburants renouvelables et à faible teneur en carbone. Ce règlement oblige les distributeurs à réduire l'intensité carbonique de leurs carburants dans une proportion pouvant aller jusqu'à 30 % d'ici 2030. La mise à niveau des mesures pour 2030 implique aussi une augmentation du taux de pénalité en cas de non-conformité, lequel passe de 200 à 600 \$ la tonne.

S.O. = sans objet

5.4.2 L'Alberta

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Aucun objectif

La tarification du carbone

- L'utilisation de la taxe fédérale sur les carburants et d'un système provincial pour les émetteurs industriels

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Aucun objectif

L'élimination graduelle du charbon

- L'élimination complète du charbon d'ici 2030

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- L'instauration d'une norme sur les carburants renouvelables (5 % pour l'essence, 2 % pour le diesel)

Autre

- L'établissement d'un plafond d'émissions de GES de 100 Mt pour le secteur pétrolier et gazier
- Une réduction de 45 % d'ici 2025 des émissions de méthane provenant de la production de pétrole et de gaz en amont par rapport à 2014

Au printemps 2023, le gouvernement de l'Alberta a présenté son Emissions Reduction and Energy Development Plan [Plan de réduction des émissions et de développement énergétique]. Ce plan se fixe pour objectif de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050. Aucun objectif intermédiaire de réduction des émissions de GES n'a été inclus dans le plan.

L'Alberta dispose depuis 2016 d'un plafond légal de 100 Mt éq. CO₂ pour les émissions provenant de la production de sables bitumineux, une mesure qui ne s'est pas avérée contraignante jusqu'à présent. Après l'annonce par le gouvernement fédéral d'un plafonnement des émissions liées à la production de pétrole et de gaz, on s'interroge sur la façon dont un tel plafond pourra demeurer applicable.

En 2007, l'Alberta a été la première province à mettre en application un système de tarification des émissions fondé sur le rendement pour les émetteurs industriels. Depuis lors, le programme a évolué à plusieurs reprises par l'entremise de mises à jour. Le Technology Innovation and Emissions Reduction (TIER) program [programme Innovation technologique et réduction des émissions], mis à jour en 2022, définit dorénavant le système qui sera utilisé. Ce programme précise notamment que les installations qui émettent une certaine quantité de GES sans devoir s'acquitter de la taxe sur le carbone se verront dans l'obligation d'arrêter graduellement et de manière plus rapide la production de ces émissions.

Il y a quelques années, l'Alberta était la province où la part de la production d'électricité à partir du charbon était la plus élevée. Mais depuis lors, à l'exception d'une seule, toutes les centrales électriques alimentées au charbon ont été mises hors service ou converties au gaz naturel. D'ici la fin de 2023, avec la conversion prévue de l'installation de Genesee, l'Alberta aura achevé l'élimination du charbon pour la production d'électricité. Cette évolution s'explique en partie par la mise en œuvre d'un système de paiements de transition accordés à certaines installations qui devaient à l'origine fonctionner au-delà de 2030, de même que par les décisions prises au cours des années précédentes par les producteurs d'électricité qui utilisaient le charbon. À cela s'ajoute le fait qu'un accord d'équivalence visant la réduction des émissions de méthane a été conclu avec le gouvernement fédéral fin 2020.

5.4.3 La Saskatchewan

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Une diminution de 50 % d'ici 2030 par rapport à 2005 pour les activités de la société SaskPower

La tarification du carbone

- L'utilisation de la taxe fédérale sur les carburants et d'un système mixte (fédéral et provincial) pour les émetteurs industriels

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Une proportion de 50 % de l'électricité provenant de sources renouvelables d'ici 2030

L'élimination graduelle du charbon

- La signature d'un accord d'équivalence (avec une exemption pour la centrale de Boundary Dam qui est équipée d'une installation de CUSC)

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- Une proportion de 7,5 % de contenu renouvelable pour l'essence et de 2 % pour le diesel

Autre

- Une réduction de 40 à 45 % des émissions de méthane en ce qui concerne les émissions de méthane torchées et ventilées d'ici 2025 (cet objectif a été atteint)

La principale référence de la Saskatchewan en matière de politique climatique est le Prairie Resilience Action Plan [Plan d'action pour la résilience des prairies] qui a été publié en 2017. Bien que le plan précise l'approche et la stratégie de la province en ce qui concerne la réduction des émissions de GES, il ne fixe pas d'objectifs spécifiques de réduction des GES. Ce plan a été suivi en 2018 par l'entrée en vigueur du Climate Resilience Measurement Framework [Cadre de mesure de la résilience climatique], lequel définit un ensemble de 25 objectifs que la province et les municipalités doivent atteindre et gérer.

La tarification du carbone en Saskatchewan repose sur le système fédéral de taxe sur le carbone, tandis que les émetteurs industriels sont ciblés par l'entremise d'un système mixte. Le système fédéral de tarification s'applique en tant que système de tarification fondé sur le rendement (STFR) pour la production d'électricité et les oléoducs de transport de gaz naturel; il couvre les installations des secteurs qui émettent 50 000 tonnes ou plus d'équivalent CO₂ par an. Ce système prélève également une taxe sur les combustibles fossiles qui est généralement acquittée par les distributeurs enregistrés (les producteurs et les distributeurs de combustibles).

La Saskatchewan est l'une des quatre provinces canadiennes qui utilisent le charbon pour produire de l'électricité. Cette province a la particularité qu'elle gère le Projet de captage du carbone de Boundary Dam, une centrale électrique dotée d'un équipement de captage et de stockage du carbone. En 2019, la Saskatchewan a signé un accord d'équivalence avec Ottawa concernant les émissions du secteur de l'électricité. Cet accord relève les limites d'émissions jusqu'en 2029 et précise qu'un minimum de 40 % de la production d'électricité doit provenir de sources non émettrices d'ici 2030. Toutefois, la prochaine réglementation sur l'électricité propre modifiera les paramètres en imposant des exigences pour l'après 2030.

La province a également adopté un Plan d'action sur le méthane qui a été publié en 2019. Ce plan a été suivi par la publication du Oil and Gas Emission Management Regulations [Règlement sur la gestion des émissions de pétrole et de gaz], une mesure qui vise la réduction des émissions de méthane de 40 % d'ici 2025. Selon le deuxième rapport annuel prévu par le règlement et publié en 2022, les émissions de méthane ont diminué de 60 % en 2021, ce qui fait que l'objectif de 2025 n'a plus sa raison d'être.

5.4.4 L'Ontario

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Une diminution de 30 % d'ici 2030 par rapport à 2005

La tarification du carbone

- L'application du système fédéral pour la taxe sur le carbone et d'un STFR provincial pour les émetteurs industriels

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- S.O.

L'élimination graduelle du charbon

- S.O.

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- Une proportion de 10 % de contenu renouvelable dans l'essence (une proportion qui sera majorée à 15 % en 2030) et de 4 % dans le diesel

Au moment de son adoption en 2018, l'objectif du gouvernement de l'Ontario de réduire les émissions de GES de 30 % correspondait à celui du gouvernement fédéral. En ce moment, la province a déjà atteint les deux tiers de cet objectif. Toutefois, cet accomplissement a été atteint en grande partie grâce à la fermeture des centrales au charbon au début des années 2010.

En 2022, le gouvernement de l'Ontario a annoncé une révision de plusieurs mesures énoncées dans le plan de 2018 intitulé Préserver et protéger notre environnement pour les générations futures. Cette révision comprenait notamment la suppression de l'Ontario Carbon Trust [Fiducie de réduction du carbone de l'Ontario], un fonds dédié à la réduction des émissions et destiné à encourager les investissements privés dans des solutions technologiques propres. Le nouveau plan n'inclut pas non plus les réductions d'émissions de GES liées à l'adoption des véhicules électriques, lesquelles représentaient 15 % des réductions prévues dans les projections du plan précédent. Le reste des réductions d'émissions qui sont nécessaires à l'atteinte de l'objectif de 2030 devraient dorénavant provenir d'une augmentation du contenu renouvelable dans l'essence, de normes d'émissions plus strictes pour l'industrie lourde et de l'électrification de vastes segments dans les processus de fabrication de l'acier.

La taxe fédérale sur les carburants s'applique en Ontario, bien que cette province ait instauré un système provincial de tarification du carbone en 2022 pour les grands émetteurs industriels. Le système impose des normes de performance en matière d'émissions et fixe des objectifs que les installations industrielles de l'Ontario se doivent d'atteindre chaque année, ces normes devenant de plus en plus strictes au fil du temps. Lorsque des installations industrielles génèrent des émissions qui dépassent la limite imposée, celles-ci peuvent se conformer aux exigences réglementaires en achetant des unités excédentaires auprès du gouvernement, lesquelles sont fixées au prix courant du carbone, et/ou en achetant des unités de performance négociables auprès d'autres entreprises.

5.4.5 Le Québec

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Une diminution de 37,5 % d'ici 2030 par rapport à 1990
- La carboneutralité d'ici 2050

La tarification du carbone

- L'application d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission avec la Californie

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Une augmentation de 50 % de la production de bioénergie d'ici 2030
- Une augmentation de 25 % de la production totale d'énergie renouvelable d'ici 2030

L'élimination graduelle du charbon

- L'élimination de l'utilisation du charbon thermique d'ici 2030

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- L'instauration d'une norme pour les véhicules zéro émission (VZE) passant à 22 % des ventes de nouveaux véhicules d'ici 2025
- Des remises en espèces pouvant aller jusqu'à 8 000 \$ pour l'achat de véhicules à faibles émissions
- Un pourcentage de 15 % de contenu renouvelable dans l'essence et de 10 % dans le diesel en 2030

Autre

- 2 millions de VE sur les routes d'ici 2030
- Aucune vente de nouveaux véhicules à essence à partir de 2035
- Une baisse de 40 % de la consommation de produits pétroliers d'ici 2030 par rapport à 2016
- Une augmentation de 15 % de l'efficacité énergétique
- Une baisse de 50 % des émissions liées au chauffage des locaux d'ici 2030 par rapport à 1990
- Une proportion de 55 % des autobus urbains et de 65 % des autobus scolaires alimentés à l'électricité d'ici 2030

En 2022, le gouvernement du Québec a publié une mise à jour de son Plan pour une économie verte qui repose en grande partie sur l'électrification. Le plan fixe plusieurs objectifs, notamment l'arrêt de la vente de véhicules à essence à partir de 2035, une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990, et une proportion de 10 % de gaz renouvelable dans le réseau de distribution de gaz naturel d'ici 2030. Une grande partie de ces objectifs doit être réalisée grâce aux investissements du Fonds d'électrification et de changements climatiques. Ce fonds dédié aux projets ayant un potentiel de réduction des émissions de GES est financé principalement par les recettes découlant de la participation du Québec depuis 2013 au système de plafonnement et d'échange de la Western Climate Initiative avec la Californie. Ce système s'applique aux distributeurs de combustibles fossiles ainsi qu'aux entreprises des secteurs de l'industrie et de l'électricité qui émettent plus de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année.

En 2022, le Québec a également publié la Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies qui vise à créer un cadre pour le développement et le déploiement de ces sources énergétiques. Les détails des mesures proposées par ce programme seront publiés dans une feuille de route en 2023.

Le Québec a aussi adopté une norme en matière de véhicules zéro émission qui permet aux constructeurs automobiles d'accumuler des crédits lors de la vente de véhicules zéro émission ou à faibles émissions. Cette mesure vise l'atteinte d'objectifs de plus en plus stricts en ce qui concerne la part des véhicules zéro émission ou à faibles émissions dans le parc automobile de la province. Une norme similaire s'appliquant aux véhicules lourds est prévue mais n'a pas encore été officiellement annoncée. Une deuxième politique d'électrification des transports offre des remises en espèces pouvant aller jusqu'à 7 000 \$ à l'achat de véhicules électriques.

5.5 Un aperçu des politiques dans les autres provinces et les territoires

5.5.1 Le Manitoba

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Des objectifs renouvelables sur 5 ans basés sur les recommandations d'un conseil consultatif constitué d'experts (objectif récemment annoncé : une réduction de 5,6 Mt d'ici 2027).

La tarification du carbone

- L'application du système fédéral

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- S.O.

L'élimination graduelle du charbon

- S.O.

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- Une proportion de 10 % de contenu renouvelable dans l'essence et de 5 % dans le diesel

Autre

- Une augmentation de 11,25 % de l'efficacité énergétique dans la consommation domestique de gaz naturel d'ici 2032
- Une augmentation de 22,5 % de l'efficacité énergétique dans la consommation d'électricité d'ici 2032

5.5.2 Le Nouveau-Brunswick

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Une diminution de 46 % d'ici 2030 par rapport à 2005
- L'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050

La tarification du carbone

- Le prélèvement d'une taxe provinciale depuis avril 2020 et l'application d'un STFR provincial depuis 2021

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- S.O.

L'élimination graduelle du charbon

- L'objectif est d'éliminer l'utilisation du charbon d'ici 2030

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- 20 000 véhicules électriques d'ici 2030
- Des mesures d'incitation pouvant aller jusqu'à 5 000 \$ à l'achat de véhicules électriques

Autre

- L'atteinte de la carboneutralité des activités du gouvernement d'ici 2030

5.5.3 La Nouvelle-Écosse

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Une diminution de 53 % d'ici 2030 par rapport à 2005
- L'élimination de l'empreinte carbone d'ici 2050

La tarification du carbone

- L'application d'un système provincial de plafonnement et d'échange, remplacé par un STFR provincial en 2023 et le prélèvement de la taxe fédérale sur les carburants depuis le 1^{er} juillet 2023

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Une proportion de 80 % de l'électricité provenant de sources renouvelables

L'élimination graduelle du charbon

- L'élimination complète du charbon d'ici 2030

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- Des remises pouvant aller jusqu'à 3 000 \$ pour l'achat d'un nouveau véhicule électrique à batterie ou hybride rechargeable

5.5.4 L'Île-du-Prince-Édouard

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Une diminution de 1,2 Mt d'ici 2030 par rapport à 2005, ce qui correspond à une diminution d'environ 40 %
- L'atteinte de la carboneutralité d'ici 2040

La tarification du carbone

- L'utilisation de la taxe fédérale sur les carburants depuis le 1^{er} juillet 2023; le STFR fédéral s'applique aux émetteurs industriels

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Aucun

L'élimination graduelle du charbon

- S.O.

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- L'immatriculation sans frais des véhicules électriques
- Le Electric Vehicle Rebate Program [programme de remise sur les véhicules électriques] prévoit des remises de 2 500 \$ pour l'achat d'un véhicule hybride rechargeable et jusqu'à 5 000 \$ de remise pour l'achat d'un véhicule électrique neuf ou d'occasion

5.5.5 Terre-Neuve-et-Labrador

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Une diminution de 30 % d'ici 2030 par rapport à 2005

La tarification du carbone

- Le prélèvement de la taxe fédérale sur les carburants et l'application d'un STFR provincial depuis 2023

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Aucun

L'élimination graduelle du charbon

- S.O.

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- Une prime pouvant aller jusqu'à 2 500 \$ pour l'achat d'un véhicule électrique neuf ou d'occasion

5.5.6 Les territoires

Principaux objectifs et mesures incitatives

La réduction des émissions de GES

- Pour le Yukon : une diminution de 45 % des émissions en 2030 par rapport à 2010
- Pour les Territoires du Nord-Ouest : une diminution de 30 % des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005; une diminution de 25 % des émissions provenant de la production d'électricité à partir du diesel; une diminution de 10 % par habitant des émissions liées au transport d'ici 2030 par rapport à 2016

La tarification du carbone

- Le système fédéral s'applique au Yukon et au Nunavut; une taxe sur le carbone spécifique est prélevée dans les Territoires du Nord-Ouest

Les objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Pour le Yukon : une réduction de l'utilisation du diesel pour la production d'électricité dans les communautés non connectées au réseau électrique principal (réduction de 30 % par rapport au niveau de 2010); 50 % des besoins de chauffage comblés par des sources renouvelables d'ici 2030
- Pour les Territoires du Nord-Ouest : 40 % d'énergie renouvelable dans l'énergie utilisée pour le chauffage des collectivités

L'élimination graduelle du charbon

- S.O.

Les mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et les exigences concernant les carburants renouvelables

- Pour les Territoires du Nord-Ouest : des primes pouvant aller jusqu'à 7 500 \$ pour l'achat d'un véhicule électrique
- Pour le Yukon : des primes pouvant aller jusqu'à 5 000 \$ pour l'achat d'un véhicule électrique ou à hydrogène

5.6 Les points à retenir

Le présent chapitre présente les principales politiques proposées par le gouvernement fédéral et ses homologues des provinces et territoires. Les observations qui suivent peuvent être tirées à partir de cette vue d'ensemble.

Au cours des deux dernières années, le gouvernement fédéral a poursuivi ses efforts en vue d'élaborer des politiques ambitieuses et détaillées en matière de réduction des émissions de GES, et ce, malgré le manque d'intérêt manifesté par certaines provinces. La publication du Plan de réduction des émissions (PRE) en 2022 visait à préciser davantage les mesures proposées. Ce plan a été suivi par l'élaboration ou la publication de règlements à un niveau supérieur, tels que le Règlement sur l'électricité propre, l'établissement d'un plafond d'émission pour la production de pétrole et de gaz et la définition d'un quota de vente pour les véhicules zéro émission. Ces règlements contribueront à renforcer certains des principaux engagements du PRE. Toutefois, les provinces demeurent très divisées au sujet de plusieurs de ces mesures. Même si le désaccord juridictionnel sur la tarification du carbone a connu un dénouement en 2021 à la suite d'un jugement de la Cour suprême, les affrontements entre les gouvernements fédéral et provinciaux se poursuivent. Ces désaccords concernent notamment les aspirations du gouvernement fédéral à rendre la production d'électricité carboneutre d'ici 2035 et à fixer un plafond pour les émissions provenant de la production de pétrole et de gaz.

Jusqu'à présent, même si le gouvernement fédéral a pu connaître du succès dans la poursuite de ses efforts malgré l'opposition des provinces, l'intensification de mesures assorties d'échéances à moyen terme continue d'aviver les tensions entre les deux niveaux de gouvernement sur les points litigieux qui n'ont pas été résolus. Par exemple, le fait de modifier les objectifs de décarbonation de l'électricité, en passant d'une élimination graduelle de l'usage du charbon en 2030 à la carboneutralité en 2035, remet en question la conformité des centrales au gaz naturel. Cela rend tout accord d'équivalence plus difficile à concevoir ou appliquer et laisse peu de temps aux provinces qui conservent encore une part importante de production thermique pour effectuer les changements qui sont nécessaires à un coût raisonnable.

Malgré les efforts considérables consentis, certaines de ces politiques sont d'une efficacité relativement faible en termes de réduction des émissions de GES. D'autre part, leur mise en œuvre exige de longs délais, ce qui soulève la question de savoir si les mesures définies dans le PRE peuvent être pleinement déployées d'ici 2030 pour atteindre l'objectif de réduction de 40 % des émissions. Bien qu'il soit certainement possible de proposer des politiques plus efficaces, ces mises en garde illustrent bien l'ampleur des transformations qui sont nécessaires pour placer le Canada sur une trajectoire susceptible de le mener à la carboneutralité. La mise en œuvre des mesures, même celles qui sont considérées comme étant les plus efficaces, est entravée par la présence de nombreuses contraintes. Celles-ci comprennent notamment les pénuries de main-d'œuvre, les obstacles à l'acceptation sociale de ces mesures ou encore les problèmes de chaîne d'approvisionnement pour les technologies qui sont mises de l'avant par les mesures proposées. Les retards que l'on observe en ce moment à l'échelle du secteur pour se procurer des véhicules électriques, retards qui peuvent aller jusqu'à plusieurs années, sont un bon exemple de ces contraintes.

De manière globale, cette vue d'ensemble nous donne un bon aperçu des choix difficiles que nous aurons à faire en suivant la trajectoire qui doit nous mener à la carboneutralité, et cela au moment où le pays s'engage de manière de plus en plus sérieuse et avec succès dans la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre. La plupart des transformations que nous devons réaliser impliquent des changements radicaux dans l'organisation des systèmes énergétiques, et ce, à un rythme rarement observé dans le passé.

Même si les mesures de réduction des émissions de GES prises au niveau fédéral pourront continuer d'être mises en œuvre, il n'en demeure pas moins que la responsabilité de réaliser les réductions d'émissions conformes aux objectifs définis au niveau fédéral incombe en grande partie aux provinces, car la mise en œuvre de ces mesures relève le plus souvent de leurs domaines de juridiction. Cette question de responsabilité juridictionnelle entre les deux ordres de gouvernement continuera à constituer un problème majeur dans le cadre d'une approche qui se voudrait harmonieuse et cohérente au niveau national.

5.7 Références

Alberta. 2023. *Quest Carbon Capture and Storage Project Annual Summary Report*. Alberta Department of Energy: 2022.

Canada. 2023a. Le Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changes-climatiques/fonds-economie-faibles-emissions-carbone.html> (consulté le 8 octobre 2023).

Canada. 2023b. Les systèmes de tarification de la pollution par le carbone au Canada. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changes-climatiques/fonctionnement-tarification-pollution.html> (consulté le 30 novembre 2023).

Canada. 2022. 8^e communication nationale sur les changements climatiques et cinquième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques (2022). Gouvernement du Canada.

ECCC. 2023. Rapport d'inventaire national: source et puits de gaz à effet de serre au Canada. Gouvernement du Canada: Environnement et changement climatique Canada. En ligne, <https://publications.gc.ca/site/eng/9.502402/publication.html>

RNCan. 2023. Cahier d'information sur l'énergie 2023-2024. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, <https://information-energie.canada.ca/fr/faits-saillants-energie> (consulté le 10 novembre 2023)

Statistics Canada 2023. Tableau 17-10-0005-01 : Estimations de la population au 1^{er} juillet, par âge et sexe. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.



6

Conclusion

L'étude que nous avons présentée des tendances récentes et de l'état actuel de la situation en matière d'énergie et d'émissions de GES au Canada nous permet de tirer plusieurs conclusions importantes sur l'évolution du système énergétique du pays, et cela dans le contexte d'un monde qui est tiraillé entre le maintien de la situation actuelle et le projet de réduire les émissions de GES.

Le Canada possède certaines des ressources énergétiques les plus prisées au monde, notamment les combustibles fossiles, l'uranium, l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Le pays peut également compter sur un potentiel considérable d'énergie solaire et de biomasse. Cela fait que la production et l'exportation d'énergie représentent une part importante de l'économie canadienne. Ces ressources ne sont toutefois pas uniformément réparties sur l'ensemble du territoire. Par conséquent, toute transformation du système énergétique, motivée en grande partie par la nécessité de répondre au changement climatique au Canada et dans le reste du monde, aura des incidences de natures variées sur les différentes régions du pays.

Bien que la transition énergétique soit déjà bien engagée, l'impact ultime qu'elle produira ainsi que ses effets à long terme demeurent incertains en ce qui a trait à la dépendance du Canada en matière d'énergie eu égard à ses partenaires commerciaux.

Le système énergétique du Canada présente toujours une forte dépendance vis-à-vis des États-Unis pour ce qui est de ses exportations de pétrole et de gaz, qui revêtent une importance cruciale dans la balance commerciale du pays. Ainsi, les fluctuations des prix et de la demande aux États-Unis ont une incidence directe sur l'emploi et le développement du secteur énergétique canadien.

Un certain nombre de changements en cours affectent cette dynamique. Parmi ceux-ci, mentionnons notamment la croissance rapide de la production d'électricité à faibles émissions, la dépendance accrue à l'égard de l'électricité pour la fourniture de services énergétiques dans les secteurs du transport et des bâtiments ainsi qu'une volonté plus générale de décarboner le bouquet énergétique. Chacune de ces tendances suggère une diminution de l'importance des combustibles fossiles dans les activités et le commerce du Canada, ce qui sous-entend aussi une baisse de leur production.

Toutefois, **ces changements pourraient reconfigurer et accroître, plutôt que diminuer, la dépendance du secteur énergétique du pays à l'égard de ses partenaires commerciaux.** À titre d'exemple, la plupart des technologies propres ne sont pas produites au pays et, dans ce domaine, la concurrence ne pourra que s'accroître, que ce soit pour les technologies de consommation et de production d'énergie ou pour les composants et les minéraux utilisés dans leur fabrication.

La volonté qui s'est exprimée dans diverses régions du monde de parvenir à la carboneutralité a donné naissance à des tendances qui se manifestent à grande échelle. Celles-ci visent non seulement la production d'énergie renouvelable, mais aussi une transformation dans la façon dont les services énergétiques sont fournis. **Il semble donc probable que nous assisterons à l'intensification de la plupart des tendances qui sont associées à la transition en cours.**

Si une économie carboneutre peut devenir une porte d'accès à des opportunités considérables pour le Canada, il est peu probable que celles-ci se concrétisent par le simple remplacement des exportations actuelles de combustibles fossiles par le commerce d'autres produits.

Les recettes provenant de l'exportation de la production de pétrole et de gaz sont peu susceptibles d'être remplacées par le produit d'exportations provenant d'autres sources. Par exemple, la perspective d'une exportation beaucoup plus considérable d'électricité propre vers les États-Unis, qui était une idée assez populaire il y a quelques années encore, a été rapidement abandonnée pour les deux raisons suivantes. La première est que la croissance spectaculaire de la demande d'électricité prévue pour les années et décennies à venir suggère une diminution plutôt qu'une augmentation des exportations d'électricité, car de nombreuses provinces voudront donner priorité à la satisfaction de leur demande intérieure. La deuxième raison est que le Canada ne jouit pas d'un avantage concurrentiel significatif en ce qui a trait à la production d'électricité, ses coûts de production étant comparables à ceux de nombreux États américains.

Comme dans la plupart des pays de l'OCDE, il ne fait aucun doute que la production et la consommation d'énergie au Canada continueront à se transformer au gré de l'évolution des technologies, des fluctuations de l'économie et des préférences qui pourront se manifester. **Il faut cependant souligner que les impacts économiques potentiels de cette transition iront bien au-delà de la simple réduction des recettes d'exportation.** Ainsi, les communautés énergétiques, ces communautés dont l'activité économique repose en grande partie sur la production ou la transformation d'énergie, seront particulièrement touchées, de manière positive ou négative, par les transformations à venir, qui se fonderont notamment sur des objectifs visant l'atteinte de la carboneutralité. Dans ce contexte de transition énergétique, il sera donc essentiel de soutenir les personnes qui seront les plus vulnérables.

La pandémie de COVID-19 n'a pas entraîné de changements structurels majeurs dans la production ou la consommation d'énergie.

Il est difficile de sous-estimer l'impact sociétal qu'aura eu la pandémie de COVID-19 au cours des années écoulées depuis la dernière édition de ces Perspectives. Néanmoins, les données relatives à la consommation et à la production d'énergie, de même que celles concernant les émissions de gaz à effet de serre, nous indiquent que la pandémie n'a entraîné que très peu de transformations structurelles. Cela ne signifie pas pour autant que les changements temporaires qu'elle aura occasionnés étaient négligeables ou qu'aucune transformation majeure ne s'est produite au cours des trois dernières années. L'on constate simplement que les changements survenus en lien direct avec la pandémie se sont maintenant largement estompés et que la plupart des changements majeurs observés durant cette période sont liés à des évolutions indépendantes de la crise de santé publique.

Par exemple, les émissions liées à la consommation d'énergie dans tous les secteurs ont considérablement diminué en 2020 et, dans une moindre mesure, en 2021. Cela se vérifie notamment en ce qui concerne le transport des passagers aériens, ceux-ci ayant été moins nombreux à voyager à la suite de l'imposition de restrictions en matière de santé publique. Toutefois, la plupart de ces réductions d'émissions se sont estompées en 2021 et les chiffres partiels pour 2022 dont nous disposons suggèrent un retour à des niveaux d'émissions comparables à ceux d'avant la pandémie. De même, pendant les années de pandémie, le secteur de l'électricité a connu sa plus forte baisse d'émissions depuis la fermeture des centrales au charbon de l'Ontario au début des années 2010. Un examen plus approfondi nous révèle cependant que cette situation n'est pas due à une baisse de la demande d'électricité, mais qu'elle est plutôt la conséquence de l'élimination du charbon dans la production d'électricité en Alberta.

L'aperçu qui a été présenté dans les derniers chapitres n'offre qu'une vision partielle de la situation, car la plupart des données dont nous disposons s'arrêtent à l'année 2021. Les données complètes pour 2022 et 2023, lorsqu'elles seront disponibles, nous permettront de dresser un portrait des impacts de la pandémie qui sera plus clair et précis. Toutefois, **les informations tirées des données disponibles nous indiquent déjà clairement que nous avons manqué des occasions très importantes qui se sont présentées pour entreprendre certaines actions. Citons notamment la possibilité de tirer avantage des pressions qui se sont exercées temporairement sur les niveaux d'émissions de GES pendant la pandémie ou encore l'opportunité qui se présentait de renforcer la permanence de certaines transformations en cours.**

Les efforts politiques visant à décarboner le système énergétique canadien se sont intensifiés, mais jusqu'à présent, leur efficacité reste limitée et d'importantes zones d'ombre subsistent.

La réélection du gouvernement de Justin Trudeau au fédéral ainsi que de plusieurs autres gouvernements dans les provinces a permis d'assurer une certaine continuité dans la poursuite des efforts de décarbonation. Le gouvernement fédéral a notamment publié en 2022 son Plan de réduction des émissions et il a commencé à élaborer les principales politiques de décarbonation annoncées lors de la campagne électorale de 2021. Ces politiques comprennent notamment le Règlement sur l'électricité propre qui vise à ce que le secteur de l'électricité devienne carboneutre d'ici 2035, l'établissement d'un plafond sur les émissions provenant de la production de pétrole et de gaz ainsi que l'établissement d'un quota pour la vente de véhicules zéro émission et l'interdiction de la vente de véhicules à essence à partir de 2035.

Malgré les multiples mesures politiques mises en œuvre, les préoccupations au sujet de l'inefficacité des politiques en vigueur en matière de réduction des GES demeurent bien présentes. En dépit du temps de décalage avant d'avoir accès aux données sur les émissions de GES, il existe peu d'indicateurs montrant que les émissions diminuent dans la plupart des secteurs, et encore moins à un rythme qui soit suffisant et assez durable pour nous permettre d'atteindre les objectifs de 2030 ou de 2050. **Compte tenu du nombre considérable de nouvelles mesures qui ont été annoncées depuis 2021, il y a urgence à mettre en place un processus permettant d'évaluer de manière plus efficace les questions relatives à la mise en œuvre des politiques et aussi tout ce qui concerne l'efficacité globale des mesures visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre.**

Comme nous l'avons mentionné dans une étude antérieure (Lan-
glois-Bertrand *et al.*, 2021), les mesures visant à permettre d'atteindre l'objectif de 2030 suscitent des inquiétudes d'ordre pratique en raison de l'absence de planification et d'un manque d'action pour soutenir les transformations nécessaires à leur concrétisation. L'on constate également un déficit de planification de la part des services publics en ce qui a trait au développement et à la modernisation accélérés du réseau électrique, alors qu'il s'agit d'une démarche essentielle pour permettre de nous adapter à l'évolution de la demande d'électricité. De plus, on note l'absence d'une stratégie de contrôle de la demande, ne serait-ce que dans le but d'atténuer cette pression sur les réseaux électriques à court et à moyen terme. De même, il est à peu près certain que les pénuries de main-d'œuvre et les contraintes liées aux chaînes d'approvisionnement contribueront à ralentir considérablement cette mise en

œuvre, aussi ambitieuse soit-elle. Dit en d'autres termes et **au-delà de l'efficacité des mesures particulières qui sont prises, il nous semble que certaines lacunes cruciales perdurent dans l'élaboration d'une vision globale claire des transformations que visent ces mesures.**

Enfin, nous constatons une absence de stratégies **sectorielles** cohérentes, globales et agressives. De telles stratégies sectorielles nous permettraient de planifier la transformation et la réduction de la demande d'énergie en allant au-delà de certaines mesures qui persistent à ne se concentrer timidement que sur l'efficacité énergétique. **Les feuilles de route et les stratégies visant à répondre à la demande doivent faire davantage que définir des orientations générales et tenir compte des particularités de chaque secteur.** Si, dans certains cas, l'électrification est susceptible d'apporter des améliorations à cet égard, les choix qui sont faits dans tous les secteurs devraient viser à réduire la consommation et inverser les tendances qui ne vont pas en ce sens. L'on devrait particulièrement chercher à accroître la productivité énergétique de manière vigoureuse, là où l'on constate qu'il existe un écart important dans ce domaine avec les autres pays de l'OCDE, et lorsque l'on estime que cet écart est susceptible d'être comblé. Cette démarche revêt une importance particulière pour nous permettre d'être en mesure d'adapter les stratégies visant la carboneutralité aux projections démographiques publiées ces dernières années qui prévoient un accroissement de la population.

Les efforts consentis par le Canada pour orienter ou accélérer la transition se retrouvent de plus en plus entravés par la persistance de conflits de juridiction entre le gouvernement fédéral et les provinces sur les questions en rapport avec l'énergie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le conflit majeur qui oppose les provinces et le gouvernement fédéral en ce qui concerne les objectifs et les méthodes préconisées pour transformer le secteur de l'énergie demeure très présent. L'énergie est un domaine de compétence qui relève en grande partie de la juridiction des provinces. Jusqu'à présent, le gouvernement fédéral a fait usage de sa capacité de levier en matière de réglementations environnementales dans le but de jouer un rôle dans l'élaboration de la transition énergétique. Dans ce contexte précis, la plupart des provinces ont émis de sérieuses réserves au sujet du degré d'implication que devrait avoir le gouvernement fédéral dans ce dossier et remis en question la légitimité de son pouvoir de dicter les conditions pour la mise en œuvre de ces transformations. Ces réserves des provinces obligent le gouvernement fédéral à concevoir soigneusement ses politiques visant la carboneutralité et à procéder à des consultations avec ses homologues provinciaux lorsque les mesures envisagées ciblent des secteurs particuliers.

Ce qui est peut-être l'aspect le plus marquant de cette situation, c'est que certaines provinces semblent s'opposer à toute action de ce genre de la part du gouvernement fédéral en évoquant un ensemble de désaccords d'ordre juridictionnel, ou exprimant le souhait que l'État pratique une politique moins interventionniste en la matière. Il importe de rappeler que l'inégalité du paysage énergétique qui existe entre les provinces n'a pas pour seule conséquence la concentration géographique des secteurs clés du domaine de l'énergie. Il s'agit plutôt de prendre note que de toute évidence, certaines provinces se retrouvent confrontées à un ensemble de défis majeurs en matière de décarbonation en ce qui a trait aux trajectoires menant à la carboneutralité. Pour faire face à ces défis, il faudra notamment que ces provinces consentent à prendre d'importantes mesures, comme réduire de manière radicale leurs émissions provenant de la production de combustibles fossiles, procéder à une refonte des sources de leur production d'électricité, remplacer la quasi-totalité des systèmes de chauffage utilisés dans leurs bâtiments, sans oublier d'autres défis majeurs comme la décarbonation des transports et d'autres secteurs industriels.

Ces nombreux défis à relever de la part des provinces, et le fait que la collaboration entre les gouvernements fédéral et provinciaux soit parfois difficile, suscitent des tensions qui, dans un avenir rapproché, ne pourront qu'être exacerbées par les mesures qui seront prises par le gouvernement fédéral pour atteindre l'objectif de la carboneutralité. En effet, les mesures de plus en plus complètes adoptées par le gouvernement fédéral en matière de décarbonation atteignent les limites de l'approche dite d'« accord d'équivalence » qui était jusqu'à récemment évoquée pour arriver à rallier les provinces, et même les plus réticentes, aux objectifs visés. L'abandon graduel de la production d'électricité à partir du charbon en constitue un bon exemple. En d'autres termes, **jusqu'à présent, les tensions entre les différents niveaux de gouvernement ont parfois réduit l'efficacité des mesures mises en œuvre au niveau fédéral ou provincial. Cette situation ne peut que continuer à s'aggraver, à moins que des changements majeurs n'interviennent dans la manière dont ces tensions seront gérées.**

Au vu de ce qui précède, il faut convenir qu'il y a **urgence de faire une meilleure démonstration des avantages que peut apporter une transition vers une économie carboneutre**, et aussi d'établir des feuilles de route qui soient plus claires en ce qui concerne la manière dont les secteurs clés pourraient arriver à se passer des combustibles fossiles. Il faut également saisir les opportunités économiques offertes par une économie carboneutre, ce qui devrait nous permettre de diminuer ces tensions et progresser vers la réalisation des transformations sociétales qu'exigent les trajectoires menant à la carboneutralité. À titre d'exemple, les formidables besoins en nouvelles infrastructures pour la production d'électricité et d'hydrogène, ainsi que pour la fabrication et la mise en place de technologies d'électrification dans tous les secteurs, pourraient constituer de belles opportunités.

Malgré quelques améliorations, l'accès aux données sur l'énergie et les émissions de GES demeure difficile et accuse un retard considérable.

Comme nous l'avons noté dans la dernière édition des Perspectives, l'accès aux données relatives à la production et à la consommation d'énergie doit être amélioré pour permettre aux observateurs, analystes, chercheurs et décideurs politiques d'avoir une vision qui soit plus claire des principales évolutions en cours. Cela comprend notamment les tendances qui se manifestent, l'impact de certains événements et, surtout, le degré de réussite des politiques clés. Des données très partielles sur la bioénergie (en particulier dans le secteur industriel), ou des données sur la production de combustibles fossiles qui ne sont que partiellement diffusées dans certaines provinces (pour des raisons de confidentialité), sont deux exemples parmi d'autres de situations dans lesquelles l'accès aux données est grandement limité.

De plus, même les données disponibles accusent un retard important, les données sur l'énergie étant publiées avec bien plus d'un an de retard. C'est également le cas pour les données relatives aux émissions de GES. La situation est encore pire pour les données détaillées sur la consommation d'énergie qui sont diffusées avec une année de retard supplémentaire. **Ce décalage dans l'accessibilité des données empêche en grande partie la tenue d'un débat éclairé sur l'orientation de la transition, en particulier dans certains secteurs et sous-secteurs.**

La création du Centre canadien d'information sur l'énergie en 2019, qui visait à faciliter l'accès à ces mêmes données, n'a pas apporté les améliorations escomptées. Cette initiative n'a pas permis d'améliorer les deux problèmes clés susmentionnés et a seulement contribué à faciliter l'exploration des données partielles et décalées mises à disposition par d'autres agences. L'Institut climatique du Canada s'est notamment donné pour mandat d'estimer les données sur les émissions avant leur publication, ce qui constitue une initiative appréciable.

Le Canada s'oriente vers l'atteinte de la carboneutralité, mais le rythme demeure nettement insuffisant..

Les observations que nous avons mentionnées indiquent que le Canada ne s'est pas encore vraiment engagé sur la voie de la carboneutralité en dépit de la mise en œuvre de diverses mesures en ce sens. Ainsi, le gouvernement a adopté un objectif de carboneutralité pour 2050 et annoncé en 2020 qu'il révisait à la hausse son objectif de réduction de 30 % des émissions de GES pour 2030, visant dorénavant une réduction de 40 à 45 % de celles-ci. Il a de plus adopté en 2021 la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité*. Ces mesures ont permis de préciser de façon beaucoup plus claire les ambitions du Canada en matière de carboneutralité et, fait essentiel, la mise en œuvre des nombreuses mesures qui ont été adoptées par la suite a soutenu cet engagement. Le calendrier de l'augmentation de la tarification du carbone jusqu'en 2030 ainsi que le Règlement sur les carburants propres et le Règlement sur l'électricité propre ne sont que quelques exemples des mesures de grande envergure mises en œuvre par le Canada. Ces mesures sont des éléments importants qui permettent de définir les paramètres de l'avenir carboneutre du Canada et elles contribuent à clarifier les attentes des nombreux acteurs dans tout le pays.

Toutefois, l'on constate que ces mesures n'entraînent pas des transformations suffisamment rapides. Les émissions de GES n'ont effectivement que très peu diminué, sauf de manière temporaire pendant la pandémie. D'un point de vue descendant, malgré l'élaboration de plans de réduction plus élaborés au niveau fédéral et dans certaines provinces, les données partielles que nous possédons montrent que l'ampleur de la transformation induite par les mesures adoptées demeure limitée. En outre, **une approche pleinement cohérente, qui garantirait des changements structurels permettant aux mesures les plus ambitieuses d'atteindre tout leur potentiel, fait toujours défaut**. En particulier, la construction des infrastructures nécessaires à la réalisation des trajectoires menant à la carboneutralité n'est pas suffisamment planifiée et, en tout état de cause, pose des problèmes de main-d'œuvre, de recherche et d'innovation qui n'ont pas encore été résolus.

D'un point de vue ascendant, il convient de noter que si la volonté des citoyens et des entreprises de décarboner leurs propres activités n'est pas encore visible dans les chiffres présentés dans ce rapport, cette volonté est déjà bien présente dans l'ensemble du Canada. Lié au désir de contribuer à la réduction des émissions, de protéger les marchés d'exportation ou simplement parce qu'il est préférable sur le plan économique de réduire l'utilisation des combustibles fossiles, ce mouvement sociétal met déjà à rude épreuve les compagnies d'électricité et nous nous attendons à ce que ses effets sur le secteur de l'énergie se fassent rapidement sentir.

6.1 Références

Edom, E., Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N. (2022). *Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada*, Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Beaumier, L. 2021. *Cap sur la carboneutralité: le jalon 2030*, Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal