

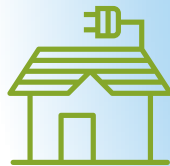
ÉTAT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

ÉDITION 2022

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

AVEC LE SOUTIEN DE

Québec 



Johanne Whitmore et Pierre-Olivier Pineau

Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

La Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'accroître les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. Les activités de la Chaire sont rendues possibles grâce au soutien de ses partenaires : Boralex, Enbridge, Énergie renouvelable Brookfield, Énergie Valero, Énergir, Hydro-Québec, Schneider Electric, WSP et le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

Remerciements

Nous remercions le MERN pour son soutien financier à la réalisation du présent rapport et les personnes suivantes pour leur collaboration au contenu : Ismaël Cissé, Medhi Benhadjoudja, David Hébert, Patrick Simoneau, Richard Gagnon (MERN); Philippe Lanthier et Francisco Doyon (Énergir); Naima Behidj et Monica Forgo (Office de l'efficacité énergétique); Valérie Meunier, Jean-Philippe Rousseau et Mathieu Ouellet (Hydro-Québec); Martin Tremblay (MTQ); Benjamin Israël; Christophe Bouchet.

Note aux lecteurs

L'État de l'énergie au Québec 2022 présente un bilan des données les plus à jour sur les enjeux énergétiques au Québec à l'aube de l'année 2022. Plusieurs données de 2021 ne sont pas encore disponibles. Dans certains cas, il peut y avoir un décalage entre les données présentées et la situation actuelle. Le rapport n'engage que la responsabilité des auteurs.

HEC Montréal | Chaire de gestion du secteur de l'énergie
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) H3T 2A7 Canada
energie.hec.ca

Pour citer ce rapport : Whitmore, J. et P.-O. Pineau, 2022. *État de l'énergie au Québec 2022*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

Dépôt légal : Février 2022
ISSN 2368-674X (version PDF)

©2022 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

Infographie et mise en page : Brigitte Ayotte (Ayograph) assistée d'Émilie Lemieux Designer Graphique

Images de base pour la couverture : ©DepositPhotos

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	1
2. RÉTROSPECTIVE 2021	2
3. SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC.....	4
3.1 - SOURCES D'ÉNERGIE	6
3.2 - TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE	8
Production d'hydrocarbures	8
Production d'électricité.....	15
Production d'hydrogène.....	22
Production de biocombustibles	25
3.3 - CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE	30
Secteur des transports.....	32
Secteur industriel	37
Secteur du bâtiment – résidentiel	41
Secteur du bâtiment – commercial et institutionnel.....	43
3.4 - EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	45
4. ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	47
5. L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE.....	54
6. PERSPECTIVES POUR 2022.....	59
7. SOURCES	60

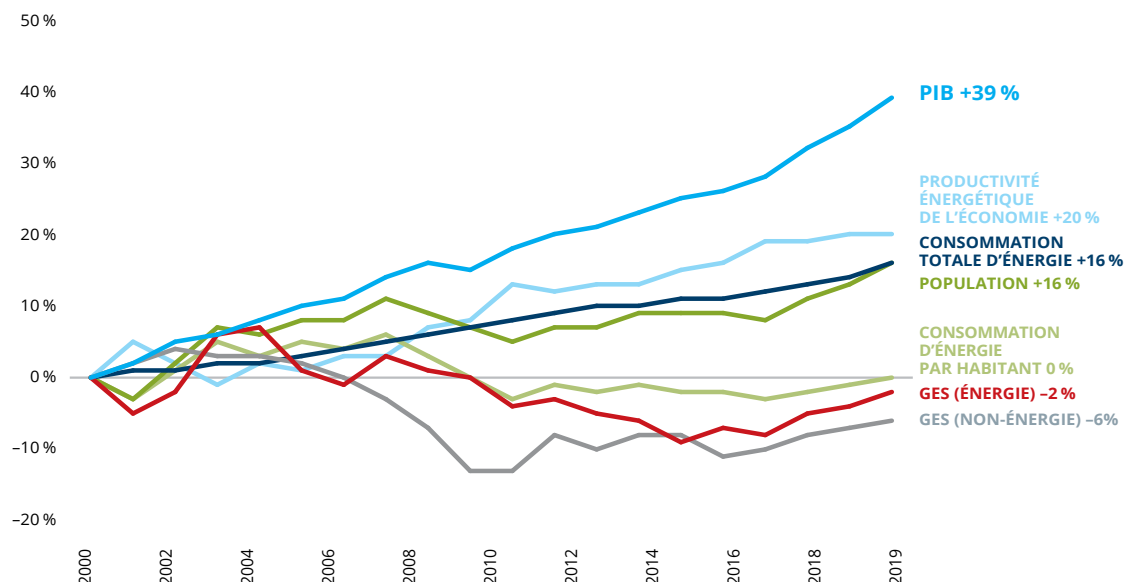
1 INTRODUCTION

La reprise économique de 2021 a ramené à la normale le secteur de l'énergie : la consommation de produits pétroliers est revenue à des niveaux équivalents à ceux d'avant la pandémie et les ventes d'Hydro-Québec ne sont plus affectées. En somme, si 2020 avait montré que le cours des choses pouvait changer drastiquement dans les activités de la société et dans la consommation d'énergie, 2021 illustre qu'aucune modification majeure, en ce qui a trait à l'énergie, ne perdurera à la suite des bouleversements liés à la Covid-19.

Les tendances récentes observées de 2015 à 2019 (graphique 1) sont problématiques en regard de nos objectifs énergétiques et environnementaux : la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont croissantes, alors que nous visons l'inverse. Une transformation profonde de notre système énergétique et de nos habitudes de consommation devra survenir. Même le signal de prix du marché du carbone, qui a augmenté de plus de 40 % au Québec en 2021 est noyé dans le flot d'informations et passe complètement inaperçu.

C'est devenu une habitude dans cette introduction de l'État de l'énergie au Québec de rendre compte de la dégradation de la situation de l'état des données énergétiques au Canada et au Québec. Cette année ne fait pas exception. La publication de l'édition 2022 est la plus tardive de toutes parce que plusieurs données énergétiques de l'année 2019 n'étaient pas disponibles avant décembre 2021, notamment celles

GRAPHIQUE 1 • ÉVOLUTION DU PIB, DE LA POPULATION, DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE, DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 2000 À 2019



Sources : Statistique Canada, 2021 (tableaux 36-10-0222-01 et 17-10-0005-01); ECCC, 2021.

de l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada. Notons que les quantités de produits pétroliers consommées au Québec pour 2020 n'étaient pas disponibles à la fin 2021 auprès de Statistique Canada, ni les ventes mensuelles provinciales de ces produits après décembre 2018.

Alors que le Québec vise à réduire de 40 % la consommation de produits pétroliers d'ici 2030, il est impossible de suivre l'évolution mensuelle des ventes,

et les données annuelles ont deux à trois ans de retard. Cela reflète sans doute le niveau de priorité et d'empressement que la société dans son ensemble démontre dans la transition énergétique. Du côté des bonnes nouvelles en ce qui concerne les données, nous pouvons mentionner la mise en ligne en 2021, par Hydro-Québec, de données historiques détaillées sur la consommation et la production d'électricité¹.

¹ Voir www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes.

2 RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2021

Plusieurs évènements ont marqué le secteur de l'énergie au Québec au cours de l'année 2021. Cette liste non exhaustive fait un tour d'horizon des principaux évènements survenus.

2 MARS • REcul DANS LA PRODUCTION DE BIODIESEL AU QUÉBEC.

La société américaine *Darling Ingredients* ferme sa filiale de biodiesel à Montréal, Rothsay Biodiesel, en raison de conjonctures économiques défavorables. L'usine produisait 45 ML de biodiesel par année, soit près de 90 % de la capacité de production québécoise.

14 AVRIL • INTERCONNEXION APPALACHES-MAINE ET CONTRAT D'EXPORTATION AVEC LE MASSACHUSETTS.

Le gouvernement du Québec donne le feu vert à la réalisation de la ligne d'interconnexion Appalaches-Maine, qui permettra d'acheminer de l'électricité québécoise au Massachusetts pendant 20 ans. Le 3 novembre, cependant les citoyens du Maine votent majoritairement pour interdire rétroactivement ce projet d'interconnexion qui doit permettre à Hydro-Québec d'alimenter le Massachusetts pendant 20 ans – un contrat d'une valeur de 10 milliards pour la société d'État québécoise. Les résultats du référendum sont toutefois contestés par le partenaire américain d'Hydro-Québec qui a demandé à la Cour supérieure du Maine d'invalider le résultat qu'il juge illégal et inconstitutionnel.

12 MAI • RÈGLEMENT SUR LES BIOCARBURANTS.

Le gouvernement du Québec adopte un projet de règlement pour fixer des normes d'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel (par exemple l'éthanol et le biodiesel). Ces normes s'appliqueront à compter du 1^{er} janvier 2023 et augmenteront pour exiger, à compter du 1^{er} janvier 2030, l'intégration d'un volume de contenu à faible intensité carbone de 15 % dans l'essence et de 10 % dans le carburant diesel. Ce projet de règlement prévoit également un mécanisme de vente et d'échange de crédits permettant de favoriser la conformité à ces normes. Ce règlement est officiellement édicté le 15 décembre.

11 AOÛT • REJET DU PROJET GNL QUÉBEC.

Le gouvernement du Québec officialise par décret le rejet du projet de GNL Québec. Les promoteurs poursuivent toutefois le processus d'évaluation environnementale fédérale du projet afin de prendre connaissance du rapport d'évaluation de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada.

18 AOÛT • MARCHÉ DU CARBONE : HAUSSE RECORD DU PRIX.

Le prix de la tonne de carbone augmente de 24 % aux enchères conjointe Californie-Québec. C'est la plus grande hausse du prix depuis le début des enchères en 2013. Une seconde hausse importante du prix (21 %) a suivi aux enchères du 17 novembre, pour atteindre 35 \$ la tonne. Le gouvernement du Québec a récolté jusqu'à maintenant plus de 5,6 milliards de dollars à travers ces enchères de droits d'émission. Ces revenus sont versés au Fonds d'électrification et de changements climatiques (anciennement le Fonds vert).

22 SEPTEMBRE • TARIFICATION COMMUNE DE LA BIÉNERGIE.

Hydro-Québec et Énergir déposent à la Régie de l'énergie une proposition conjointe de tarif pour déployer des systèmes biénergie dans le secteur résidentiel, une première étape avant l'adoption dans les milieux commercial et institutionnel de ces systèmes qui utilisent à la fois l'électricité et le gaz naturel.

30 SEPTEMBRE • ÉLARGISSEMENT DE LA DÉFINITION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE.

Le projet de loi n° 97 modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures propose de revoir la définition du gaz naturel renouvelable (GNR) afin que celle-ci inclut la livraison de toute substance de nature renouvelable qui ne compromet pas les propriétés d'interchangeabilité du gaz naturel, dont l'hydrogène vert.

5 OCTOBRE • INTERDICTION DE VENTES DE VÉHICULE À ESSENCE EN 2035.

Le ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Benoit Charrette, présente à l'Assemblée nationale le Projet de loi n° 102 qui interdit la vente de véhicules à essence après 2035 au Québec. Lors de la COP26 en novembre, le ministre s'engage à ce que tout le parc automobile du gouvernement du Québec, y compris les véhicules lourds, soit entièrement zéro émission d'ici 2040.

18 OCTOBRE • FIN À L'EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE AU QUÉBEC.

Dans son discours inaugural, le Premier ministre annonce que le gouvernement a pris la décision de renoncer au développement de projets d'exploration pétrolière et gazière sur son territoire et s'engage à indemniser les entreprises dont les permis d'exploration seront annulés. Aucune exploitation ni production d'hydrocarbures n'avait lieu au Québec.

4 NOVEMBRE • COP26.

Le gouvernement du Québec se joint à la *Beyond Oil and Gas Coalition* (BOGA), lors de la COP26 pour exhorter les membres à : 1) adopter des mesures concrètes visant à restreindre la production de pétrole et de gaz sur leur territoire; 2) accélérer l'abandon progressif de la production de combustibles fossiles. Une entente historique est scellée : le texte reconnaît pour la première fois le rôle des énergies fossiles dans le réchauffement planétaire. Cependant celle-ci n'est pas suffisamment ambitieuse, car un compromis sur le charbon a été validé au dernier moment.

29 NOVEMBRE • LE COMITÉ CONSULTATIF SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES REMET SON PREMIER AVIS.

Le comité consultatif sur les changement climatique, créé avec la loi 44 *visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification*, publie un premier avis transmis 30 jours plus tôt au ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Benoit Charette. Ce premier avis porte sur la carboneutralité et vise à partager au ministre les recommandations du comité, en amont de sa participation à la COP26 à Glasgow. Une recommandation porte notamment sur le développement d'une planification quinquennale, mise à jour annuellement des émissions totales de GES du Québec. Aucun Comptes du Fonds vert, maintenant le Fonds d'électrification et des changements climatiques, n'a été publié depuis l'adoption du PL44 le 22 octobre 2020.

2 DÉCEMBRE • CONSULTATIONS SUR L'HYDROGÈNE ET LES BIOCARBURANTS.

Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles annonce une consultation afin de l'aider à cibler les mesures les plus structurantes pour accélérer le développement des filières de l'hydrogène vert et des bioénergies au Québec. Les consultations ont lieu jusqu'à la mi-janvier 2022.

3 SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC



Parler d'énergie n'est jamais chose simple, même pour les spécialistes. Le secteur est un système complexe et dynamique qui relie diverses composantes. Comme pour le corps humain ou les écosystèmes naturels, la variation de l'une des composantes du système peut avoir des répercussions sur les autres, voire sur l'ensemble du système.

Les défis énergétiques du XXI^e siècle requièrent une approche plus systémique. Ce type d'approche permet de tenir compte des liens entre les différentes sources d'énergie, de leur transport et de leur transformation en de multiples produits, de leur consommation par divers secteurs d'activité ainsi que du bilan global de l'efficacité du système. Cela, sans oublier les impacts économiques et environnementaux engendrés à chacun de ces maillons de la chaîne de valeur de l'énergie. Pour gérer ou résoudre un enjeu énergétique, il ne suffit donc plus de déterminer si une source d'énergie est « bonne » ou « mauvaise », mais plutôt de comprendre comment nos différents modèles d'affaires, besoins et habitudes de consommation contribuent à privilégier la production d'une source d'énergie au détriment d'une autre.

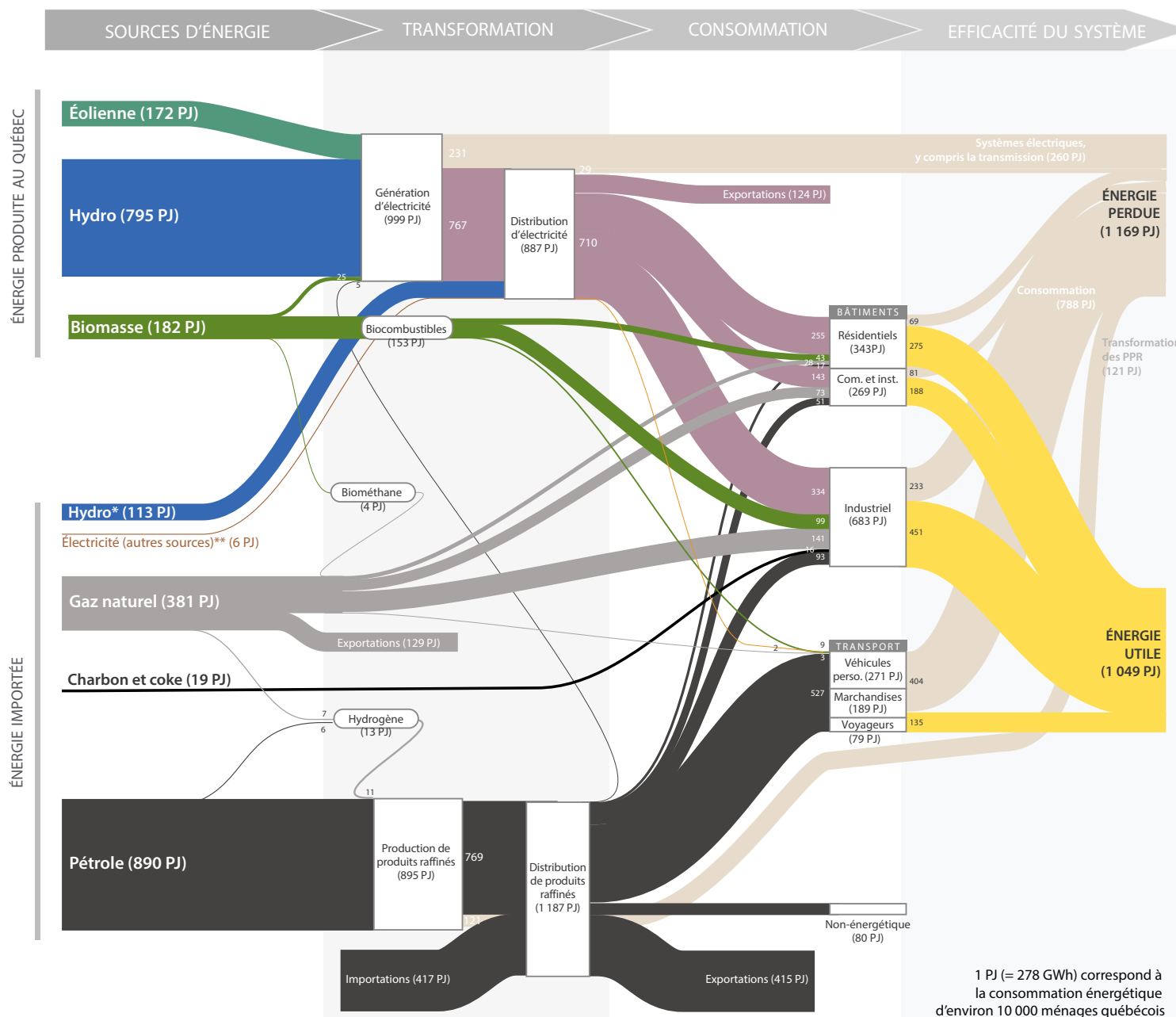
Pour mieux visualiser le système énergétique, le graphique 2 montre comment s'écoule l'énergie,

depuis sa source jusqu'à sa consommation finale dans le contexte québécois. Dans un tel système, on distingue la production d'énergie primaire de sa transformation en énergie secondaire et de sa consommation finale. Une fois transformée, l'énergie est acheminée jusqu'au consommateur afin de répondre à la demande de services énergétiques comme l'éclairage, le chauffage, la climatisation, les procédés industriels et la mobilité de personnes et de marchandises. Ainsi, la disponibilité totale des sources d'énergie primaire, que cette énergie soit produite localement ou importée, est représentée dans la section « sources d'énergie », à gauche du graphique 2. Cette énergie est ensuite transportée (par camion, train ou pipeline, par exemple) pour être **transformée** en produits énergétiques qui, par la suite, seront distribués et **consommés** par divers secteurs d'activité (industrie, transport et bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels). Une partie des combustibles fossiles est aussi destinée

à un usage non énergétique comme matière première pour la production de différents produits, tels que l'asphalte, le plastique ou les engrais chimiques.

À la fin du parcours (côté droit du graphique 2; voir également la section 3.4 du rapport) sont calculées les **pertes d'énergie** – surtout sous forme de chaleur – liées à certaines inefficacités du système au cours de la transformation, du transport et de la consommation de l'énergie. On constate que moins de la moitié de l'énergie produite et transformée sert directement à répondre à la demande de services énergétiques dans l'économie québécoise. Le système affiche en effet une perte énergétique totale de 1 169 pétajoules (PJ), soit 53 % de l'énergie produite et transformée. Ces résultats donnent à penser qu'il est indispensable d'améliorer l'efficacité globale du système énergétique.

GRAPHIQUE 2 • BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC, 2019



Sources : Pour les sources et notes méthodologiques complètes, consultez <https://energie.hec.ca/eeq>.

Notes : Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'arrondissement et du fait que les procédés énergétiques inférieurs à 3 PJ ne sont pas affichés sur le diagramme. *Cette importation d'électricité correspond à l'achat d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador. ** Ces importations d'électricité proviennent de l'Ontario, de New York, de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick, où elles sont issues de sources variables.

3.1 • SOURCES D'ÉNERGIE

Les sources d'énergie dite « primaires » (voir tableau 1) correspondent à l'ensemble des ressources brutes du milieu naturel qui sont exploitées (par exemple : pétrole brut, gaz naturel, biomasse, vent, soleil, eau courante) avant toute transformation. Ces énergies sont ensuite converties en produits énergétiques utiles, dite « secondaires », qui sont consommés par les usagers. Cette conversion consiste en une transformation en énergie électrique, en hydrogène ou un raffinage (pétrole). Au Québec, le pétrole brut acheté auprès de producteurs canadiens ou étrangers est ainsi transformé en produits pétroliers tels que l'essence, le diesel ou le mazout. Les énergies primaires sont parfois remplaçables, dans la mesure où elles permettent à l'utilisateur de satisfaire ses besoins (éclairage, mobilité, chauffage, etc.).

Le système énergétique du Québec se distingue de celui des autres régions du monde par l'importante part d'approvisionnement local en énergies renouvelables (49,3 % du total), c'est-à-dire provenant de sources dont les stocks se renouvellent naturellement. La principale source locale d'énergie primaire est la force hydraulique (transformée en hydroélectricité), suivi de la biomasse et de la ressource éolienne. La production de gaz naturel renouvelable (GNR), qu'on a vu apparaître pour la première fois dans le bilan en 2017, représentait 0,2 % du total en 2019. Environ 4 % du bilan total des sources d'énergie primaire proviennent de l'achat d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador, alors que 0,2 % provient de sources variables importées de l'Ontario, de New York, de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick.

Les autres besoins énergétiques du Québec sont comblés par les hydrocarbures, qui proviennent entièrement d'importations et comptent pour la moitié du bilan (voir l'encadré). Le pétrole, dont plus des trois quarts sont consommés par le secteur du transport, représente 35 % du bilan, tandis que la part du gaz naturel, surtout utilisé par le secteur

industriel, s'élève à 15 %. Le charbon, entièrement consommé par le secteur industriel, répond à 0,7 % des besoins énergétiques du Québec. Quelque 0,1 % de l'électricité générée au Québec est produite par des génératrices fonctionnant au diesel ou au mazout. Cette électricité sert essentiellement à approvisionner les communautés non connectées au réseau électrique (réseaux autonomes), notamment les Îles-de-la-Madeleine et des villages du Nord-du-Québec.

En 2012, l'uranium, qui était utilisé pour alimenter Gentilly-2, l'unique centrale nucléaire québécoise (675 MW), représentait 3 % du bilan énergétique québécois. La centrale a toutefois été définitivement fermée le 28 décembre 2012. Le gouvernement du Québec prévoit que toutes les activités de déclassement, de démantèlement, d'évacuation du combustible nucléaire irradié et de suivi environnemental prendront fin en 2074².

TABLEAU 1 • DISPONIBILITÉ DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE AU QUÉBEC, 2019

	Sources	Pétajoules	Part du total	Équivalence
Importations = 55 %	Pétrole	890	35 %	148 millions de barils
	Gaz naturel	381	15 %	9,9 milliards de m ³
	Hydro*	113	4 %	31 TWh
	Charbon	19	0,7 %	0,6 millions de tonnes
	Électricité (sources variables)**	6	0,2 %	1,7 TWh
Sources locales = 45 %	Hydro	795	31 %	220 TWh
	Éolienne	172	7 %	48 TWh
	Biomasse	182	7 %	n.d.
	<i>Gaz naturel renouvelable</i>	4	0,2 %	0,1 milliards de m ³
	Total	2558	100 %	

Sources : Voir graphique 1; EIA, 2021.

Note : * Cette importation d'électricité correspond à l'achat d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador.

** Ces importations d'électricité proviennent de l'Ontario, de New York, de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick, où elles sont issues de sources variables.

² Hydro-Québec, 2020, www.hydroquebec.com/declassement-gentilly-2.

LE SAVIEZ-VOUS ?

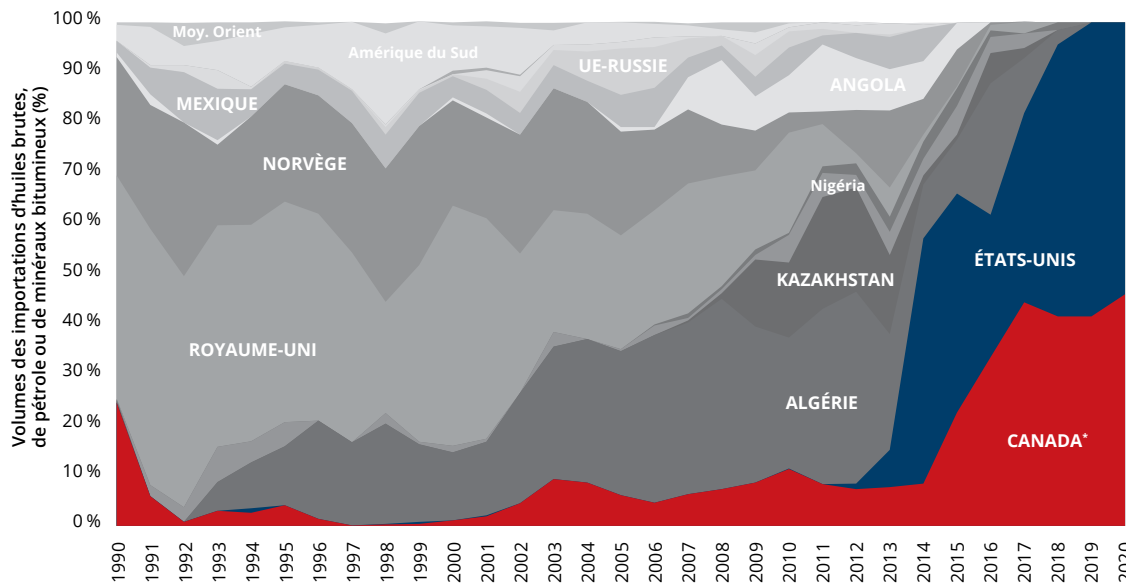
APPROVISIONNEMENT EN PÉTROLE AU QUÉBEC : 100 % DE SOURCES NORD-AMÉRICAINES

Depuis 2015, les approvisionnements en pétrole canadien et américain ont considérablement augmenté. Depuis 2019, ces deux sources correspondent à 100 % des approvisionnements en pétrole du Québec. En 2020, il est estimé qu'environ 53 %

provenaient de l'Ouest canadien et 47 % des États-Unis. Le boom du pétrole de schiste aux États-Unis et la mise en service de la ligne 9B d'Enbridge (dont le sens d'écoulement a été inversé en 2015) ont été en grande partie à l'origine de ce changement. Le graphique 3 témoigne de la rapide évolution

des sources d'approvisionnement en pétrole brut des raffineries québécoises. Les raffineries ont des contrats d'approvisionnement en pétrole brut à court terme, ce qui leur permet de se tourner rapidement vers les sources les moins dispendieuses.

GRAPHIQUE 3 • ÉVOLUTION DE LA PROVENANCE DES IMPORTATIONS EN PÉTROLE BRUT AU QUÉBEC, 1990 À 2020



Sources : Statistique Canada, 2021 (tableau 71-607-X), sauf
*Statistique Canada, 2021 (tableaux 25-10-0030-01 et 25-10-0030-01).

Note : Les données de Statistiques Canada sur les importations, utilisées pour élaborer le graphique, ne concordent pas parfaitement entre elles. *Pour les approvisionnements canadiens, plusieurs données qui étaient disponibles en 2019 dans le tableau 25-10-0041-01, ont été rétroactivement rendues confidentielles dans la version consultée le 20 octobre 2020. Aucune nouvelle donnée n'était disponible après 2018. Des estimations ont donc été calculées par les auteurs pour les approvisionnements domestiques pour les années 2019 et 2020 à partir de la différence de la sommes des « transferts inter-régions » et des « importations » du « Pétrole brut, énergie primaire » pour le Québec dans le tableau 25-10-0030-01 et le total des « importations » de « 2709.00 - Huiles brutes, de pétrole ou de minéraux bitumineux » pour le Québec dans le tableau 71-607-X (anciennement 990-0027).

3.2 • TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE

Les sources d'énergie primaire sont transformées en différentes formes d'énergie secondaire pour être plus facilement transportées, distribuées et utilisées. Ainsi, l'énergie hydraulique (cours et chutes d'eau) ou l'énergie éolienne (vent) peut être transformée en électricité; les produits et les déchets issus de matières organiques peuvent être transformés en biocombustibles, tels que les granules pour poêles à bois, le biogaz, l'éthanol et le biodiesel; et le pétrole peut être transformé en produits raffinés, tels que l'essence et le carburant diesel utilisés dans les véhicules. Le gaz naturel, qui passe par une étape d'extraction des liquides de gaz (éthane, propane ou butane) et des impuretés, est aussi traité pour devenir un produit standard. Ce produit peut être utilisé directement ou transformé en gaz naturel comprimé (GNC) ou liquéfié (GNL) pour réduire son volume.

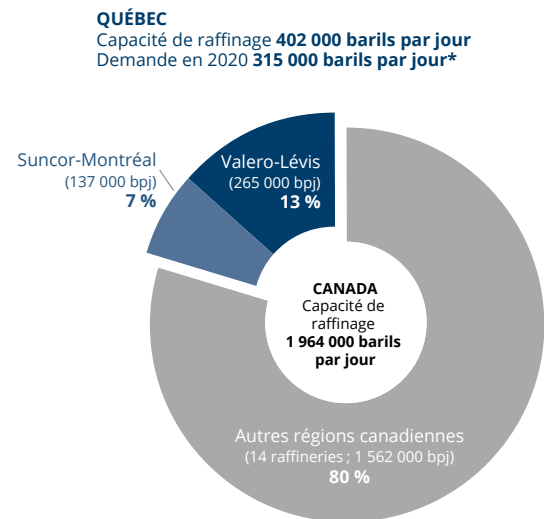


PRODUCTION D'HYDROCARBURES

En 2020, le Québec ne produisait ni pétrole brut ni gaz naturel de source fossile en quantité significative. Il disposait, toutefois, d'installations industrielles pour transformer et raffiner ces sources d'énergie.

Deux raffineries de pétrole sont actives sur son territoire : celles de Suncor à Montréal et d'Énergie Valero à Lévis. En 2020, leur capacité totale s'élevait à 402 000 barils par jour de **produits pétroliers raffinés** (PPR), soit 20 % de la capacité de raffinage du Canada (voir graphique 4). L'essence, le carburant diesel et le mazout léger représentaient près de 84 % de la production totale de PPR (voir graphique 5). En nombre de barils, cette capacité dépasse l'utilisation totale des PPR au Québec, qui se sont élevées à environ 315 000 barils par jour en moyenne en 2020. Ainsi, même si le Québec importe la totalité du pétrole brut sur son territoire, il demeure globalement autosuffisant en PPR, ce qui ne l'empêche pas, par ailleurs, d'en exporter et d'en importer.

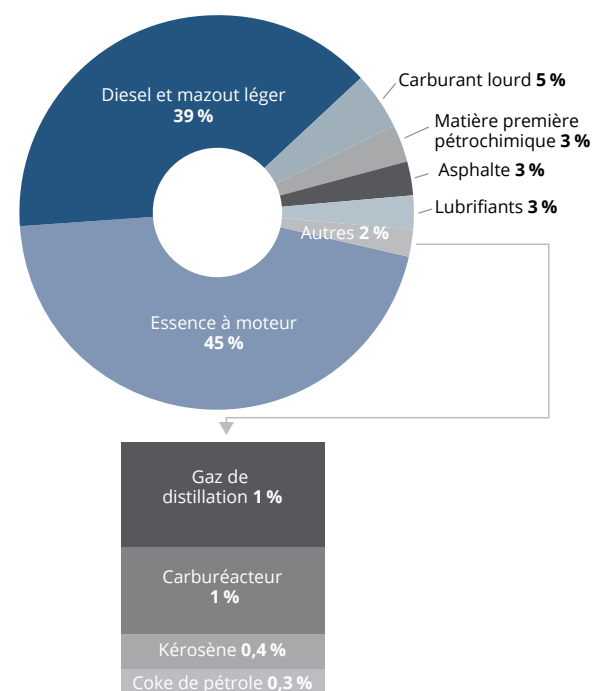
GRAPHIQUE 4 • CAPACITÉ TOTALE DE RAFFINAGE DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC, 2020



Sources : ACC, 2021; *Statistique Canada, 2021 (tableau 25-10-0030-01).

Note : Données estimées par l'ACC, basées sur les chiffres publiés par chacune des sociétés et Statistique Canada en date de 2019. Aucune mise à jour disponible en date du 2 septembre 2021. *Le tableau 25-10-0044-01, qui comprenait des données sur les « ventes intérieures » de PPR, a été discontinué par Statistique Canada et remplacé par le tableau 25-10-0081-01, « Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers ». Les données sur l'utilisation totale de produits pétroliers finis au Québec n'étaient pas disponible pour l'année 2020 en date du 1 septembre 2021. La demande a donc été estimée pour l'année 2020 à partir de donnée dans le tableau 25-10-0030-01 sur la disponibilité totale de produits pétroliers raffinés (énergie secondaire).

GRAPHIQUE 5 • PRODUCTION DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS AU QUÉBEC, 2020



Source : Statistique Canada, 2021 (Tableau 25-10-0081-01).

Note : Nouvelle source de données et classification par rapport aux éditions précédentes. Le tableau 25-10-0044-01 a été discontinué par Statistique Canada et remplacé par 25-10-0081-01.

Le Québec produit également du **gaz naturel liquéfié** (GNL), c'est-à-dire du gaz naturel refroidi à $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, température où il se transforme en liquide. Sous cette forme, il devient 600 fois moins volumineux qu'à l'état gazeux. Cette production est réalisée à l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR) exploitée par Énergir, à Montréal (voir tableau 2). Alors qu'elle servait initialement à stocker du gaz naturel pour les périodes de pointe, cette usine approvisionne entre autres les secteurs du transport maritime et du transport routier qui l'utilisent à la place des produits pétroliers. Les industries québécoises qui ne sont pas desservies par le réseau actuel de distribution de gaz naturel peuvent également être approvisionnées en GNL.

La capacité de liquéfaction de l'usine LSR d'Énergir est de $1\,380\text{ m}^3$ de GNL par jour. GNL Québec prévoyait la construction d'une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel, dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean, en 2026, mais le projet a été rejeté par le gouvernement du Québec, le 11 juillet 2021 (décret 2071-2021), à la suite de réserves émises par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) dans son évaluation du projet. La mise en service de la première usine pilote de GNL renouvelable était également prévue dans la région en 2020, mais le projet a été délaissé par Sysgaz au profit d'autres projets commerciaux en biogaz en raison de conjoncture économique.

Actuellement au Québec, on dénombre 30 stations de ravitaillement publiques ou privées qui permettent à des véhicules roulant au gaz naturel de faire le plein de carburant. Parmi ces stations, 27 fournissent du GNC et 3 stations du GNL. En date du 1^{er} septembre 2021, le Québec compte plus de 900 camions roulant au gaz naturel, dont environ 80 % entrent dans la catégorie du transport lourd et 20 % dans celle du transport léger, selon Énergir. Le parc de camions lourds au Québec regroupe environ 88 000 véhicules (voir tableau 8).

TABEAU 2 • USINES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ EN SERVICE OU ÉTUDIÉES AU QUÉBEC, 2020

Société	Lieu	Capacité de production (m ³ de GNL/jour)	Commentaires
Énergir	Montréal	1 380	Production à l'usine L.S.R. équivalant à 600 tonnes de GNL par jour.
GNL Québec - Énergie Saguenay	Saguenay-Lac-Saint-Jean	-	Le 11 juillet 2021, le gouvernement du Québec officialise par décret le rejet du projet de GNL Québec. Les promoteurs poursuivront toutefois le processus d'évaluation environnementale fédérale du projet afin de prendre connaissance du rapport d'évaluation environnementale, formulé par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada. Capacité potentielle : $74\,429\text{ m}^3$ de GNL/jour.

Le projet GNL Québec a été rejeté par le gouvernement du Québec, en juillet 2021, à la suite de réserves émises par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

Sources : Énergir, 2021 (communication personnelle); Gouvernement du Québec, 2021; Shields, 2021.

LE SAVIEZ-VOUS ?

LA PANDÉMIE FAIT CHUTER LES VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS DE 11 % AU QUÉBEC

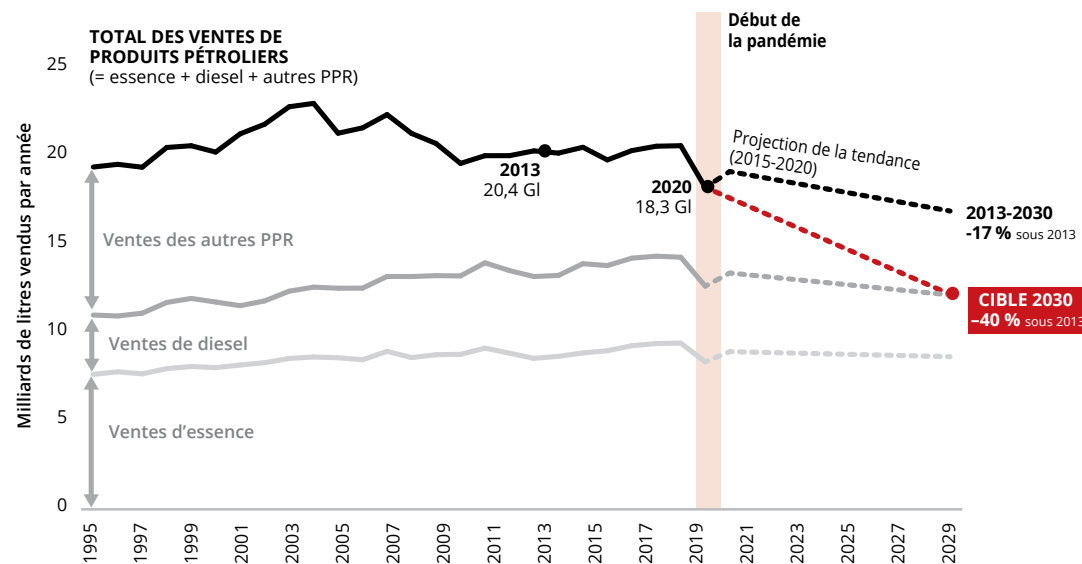
Rompant avec une tendance à l'augmentation des ventes de produits pétroliers, ces ventes ont diminué d'un peu plus de 11 % en 2020 par rapport à 2019 (graphique 6). C'est l'effet des confinements et des mesures contre la Covid-19 qui explique cela. Si aucun chiffre pour le Québec n'est encore disponible pour

2021, les données mensuelles canadiennes de 2021 de Statistique Canada (tableau 25-10-0081-01) montrent que les ventes de produits pétroliers ont rebondi en 2021 et ont presque retrouvé leur niveau pré-pandémique. En août 2021, pour l'essence, les ventes canadiennes ont même dépassé celles de 2019, illustrant que les Canadiens n'ont en rien

renoncé à leurs habitudes de consommation de produits pétroliers.

Le reversement de tendance obtenu avec l'année 2020, qui fait pointer la courbe de tendance 2015-2020 vers une réduction des niveaux de consommation (graphique 6), ne sera vraisemblablement pas assez durable pour mener à l'objectif de réduction de 40 % des ventes de produits pétroliers en 2030.

GRAPHIQUE 6 • VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC DE 1995 À 2020, ET TRAJECTOIRE POUR ATTEINDRE LA CIBLE 2030 DE RÉDUCTION DE 40 % SOUS LE NIVEAU DE 2013



Source : Statistique Canada, 2021 (tableaux 25-10-0030-01 et 23-10-0066-01)

Note : Les données du tableau 25-10-0030-01 s'arrêtent en 2019. Une estimation a donc été faite par les auteurs pour 2020, basée sur les ventes de diesel et d'essence en 2020 rapportées dans le tableau 23-10-0066-01.

TRANSPORT PAR PIPELINE

Les pipelines servent le plus souvent à transporter le pétrole brut, les PPR et le gaz naturel. Comme l'illustre le graphique 7, le Québec possède déjà un réseau de pipelines qui traversent le fleuve Saint-Laurent et d'autres cours d'eau. L'utilisation de ce réseau a changé au fil des ans. Le pipeline Portland-Montréal, par exemple, a été fréquemment utilisé pour permettre à des pétroliers trop gros pour naviguer sur le fleuve Saint-Laurent d'approvisionner les raffineries de Montréal à partir de Portland (Maine). Toutefois, la fermeture de plusieurs raffineries (Texaco en 1982, Petro-Canada en 1982, L'Impériale en 1983, Gulf en 1986 et Shell en 2010) en a considérablement réduit l'usage.

En novembre 2015, la ligne 9B d'Enbridge a été remise en service dans le sens ouest-est. D'une capacité de 300 000 barils par jour, cet oléoduc permet au pétrole de l'Ouest canadien et des États-Unis d'être acheminé par pipeline jusqu'à Montréal. Cela a diminué en partie le nombre de navires arrivant d'outre-mer pour ravitailler en pétrole les raffineries de Valero et Suncor.

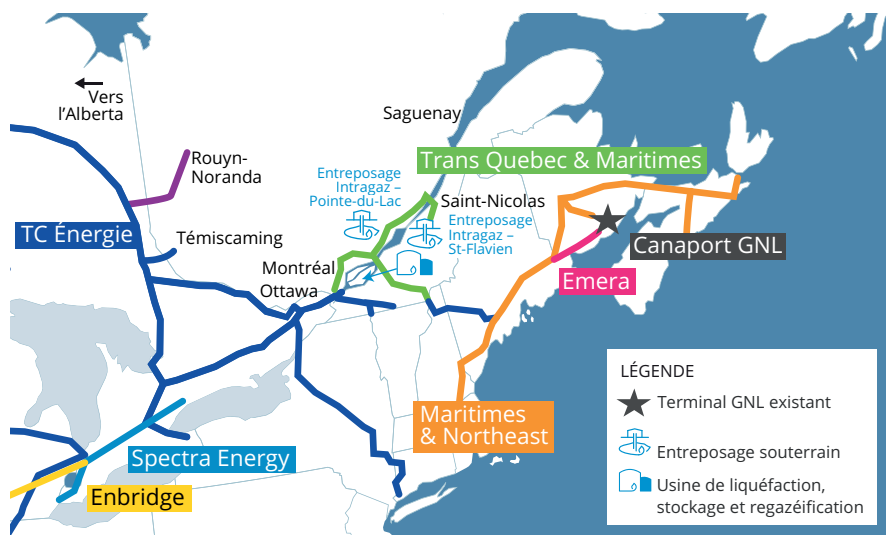
En octobre 2017, la compagnie TC Énergie (anciennement TransCanada) annonce qu'elle abandonne son projet d'oléoduc Énergie Est, dont l'objectif était d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour de l'Alberta jusqu'à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick. Ce projet aurait également pu

alimenter les raffineries québécoises. En septembre 2019, une entreprise albertaine, Canadian Prosperity Pipelines Corporation, a indiqué qu'elle souhaitait raviver le projet, mais a depuis changé d'orientation afin de promouvoir le développement de corridors nationaux d'infrastructure de transport d'hydrogène, sous l'initiative Canada Bit2H2.

Le gaz naturel arrive au Québec par le réseau de transport de TC Énergie (voir graphique 7), puis est acheminé dans les réseaux de distribution de Gazifère et d'Énergir (voir graphique 8). Gazifère, une société affiliée à Enbridge Gas Distribution de l'Ontario, compte près de 43 500 clients et exploite 1 000 km de réseau gazier dans la région

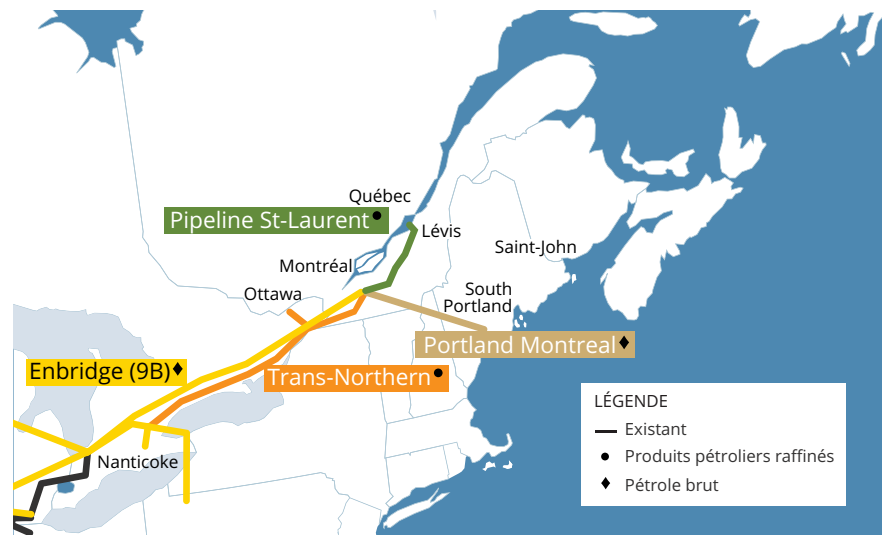
GRAPHIQUE 7 • RÉSEAUX DE PIPELINES AU QUÉBEC, 2021

Réseau de gazoducs



Sources : ACPE, 2021; Valero, 2021; TC Énergie, 2021; Énergir, 2020.
Note : Valener a été acheté par Noverco Inc le 27 septembre 2019.

Réseau d'oléoducs



de l'Outaouais. Le réseau d'Énergir, qui distribue 97 % du gaz naturel consommé au Québec, s'étend sur plus de 11 000 km et sert un peu plus de 205 000 clients québécois. Énergir détient des participations financières dans trois entreprises de transport de gaz naturel, soit Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM), Champion Pipeline et Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS).

En novembre 2016, Énergir a procédé au déplacement du point principal de réception de ses approvisionnements d'Empress, en Alberta, et de Dawn/Parkway, en Ontario. Dawn est un carrefour connecté à plusieurs grands bassins d'approvisionnement en Amérique du Nord, soit le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », Marcellus et le golfe du Mexique. Comme la production non traditionnelle de gaz de schiste s'accroît en Amérique du Nord, la proportion de cette source dans le réseau québécois va en grandissant. En 2020, environ 84 % de l'approvisionnement d'Énergir s'effectuait au carrefour gazier de Dawn/Parkway et 15 % à partir d'Empress (voir graphique 8). Environ 1 % provenait de franchise par des clients en achat direct et des gaz d'évaporation liés aux opérations de sa filiale Gaz Métro GNL (GMGNL) qui sont réinjectés dans le réseau gazier.

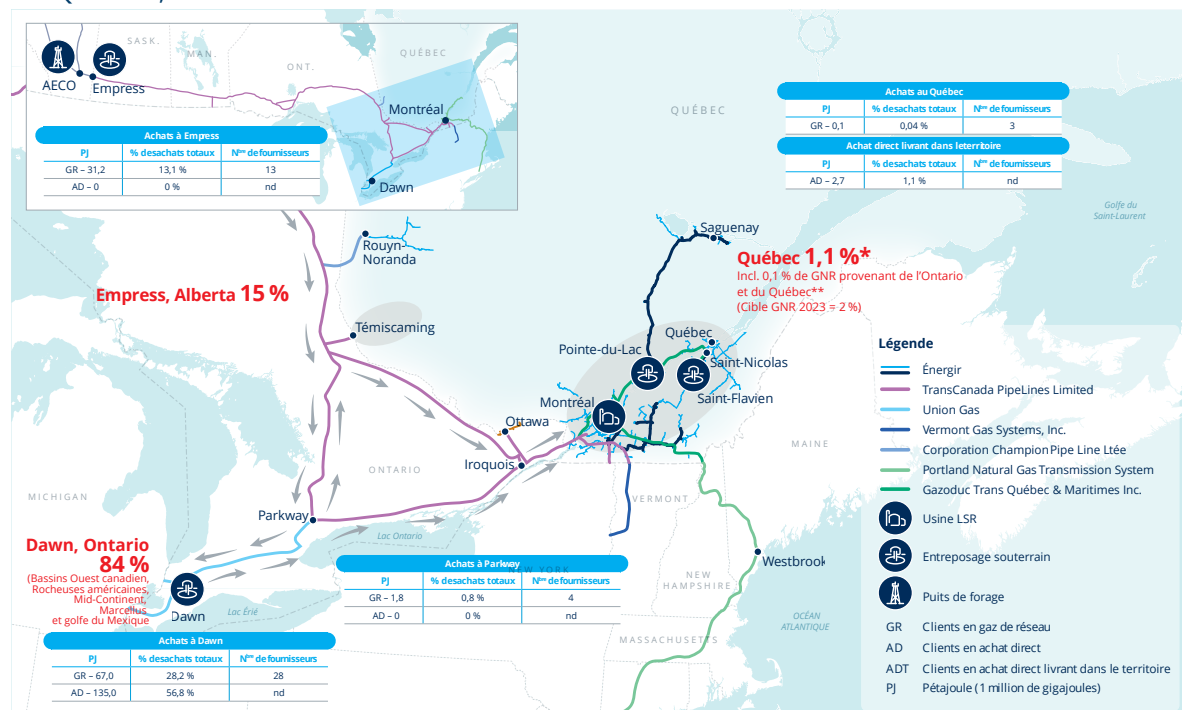
Depuis le printemps 2019, Énergir est assujettie au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (c. R-6.01, r.4.3), lequel exige notamment que les distributeurs de gaz naturel livrent annuellement, d'ici 2023, 2 % de leurs volumes totaux sous forme de gaz naturel renouvelable³. En 2020, le gaz naturel renouvelable (GNR) ne représentait que 0,1 % des

volumes dans le réseau d'Énergir et provenait de projets de valorisation des matières organiques dans les sites d'enfouissement d'Hamilton en Ontario et de la Ville de St-Hyacinthe au Québec. En novembre 2021, Énergir a lancé un appel d'offre aux producteurs de GNR pour obtenir près de 50 millions m³ de GNR d'ici fin 2023. Deux autres appels d'offres suivront dans les deux prochaines années pour atteindre 5 % d'injection à l'horizon 2025. Dans son Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement s'engage à réviser la réglementation encadrant l'injection de gaz naturel renouvelable dans

le réseau, de façon à porter à 10 % le seuil minimal à l'horizon 2030 et à favoriser la consommation locale du gaz naturel renouvelable produit au Québec.

Le gaz naturel est entreposé et injecté dans le réseau lorsque la demande le requiert. Énergir utilise un site d'entreposage appartenant à Enbridge Gas Limited (anciennement Union Gas Limited), situé à Dawn en Ontario, de même que trois sites établis au Québec, soit à Pointe-du-Lac, Saint-Flavien et Montréal où se trouve l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification de gaz naturel.

GRAPHIQUE 8 • RÉSEAU DES APPROVISIONNEMENTS ET DE DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC, 2021



Source : Carte réalisée par Énergir, 2021.

Note : *Le 1,1% au Québec correspond à des volumes livrés en franchise par des clients en achat direct et des gaz d'évaporation liés aux opérations de GMGNL qui sont réinjectés dans le réseau gazier. **Les sources d'approvisionnement de gaz naturel renouvelable (GNR) ne sont pas uniquement du Québec. Il y a également le projet d'Hamilton en Ontario qui est inclus dans ce total. Donc en 2020, le GNR provenait de St-Hyacinthe et Hamilton.

³Énergir, 2021.

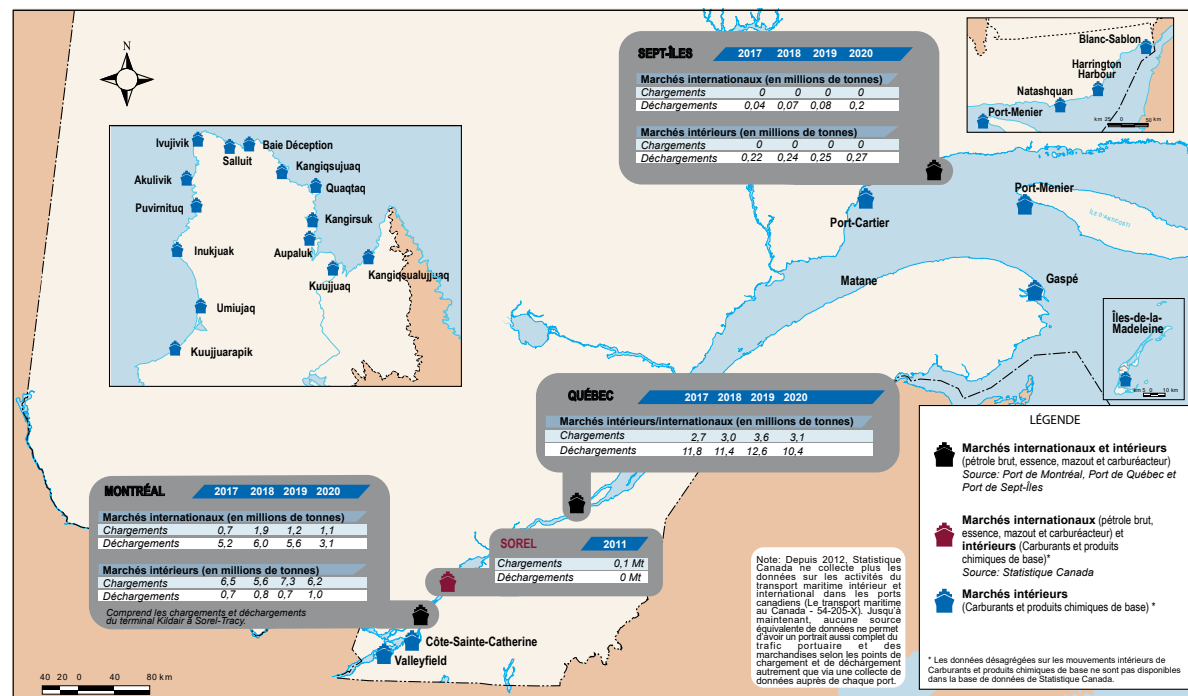
TRANSPORT MARITIME

Dans le domaine du **transport maritime**, le Québec compte de nombreux ports où sont chargés et déchargés le pétrole et les PPR, tels que l'essence, le diesel ou le mazout. Certains ports hébergent des terminaux dans lesquels les produits pétroliers sont entreposés pour être ensuite transportés par des navires-citernes, ou encore par des convois ferroviaires ou routiers à travers le Québec ou vers d'autres marchés canadiens et internationaux.

Depuis 2012, Statistique Canada ne recueille plus de données sur les activités de transport maritime intérieures et internationales dans les ports canadiens. Ce mandat relève désormais de Transports Canada. Or, aucune nouvelle donnée permettant de faire un bilan du trafic portuaire et des marchandises transportées n'a été divulguée jusqu'à présent, de sorte que les données des gouvernements fédéral et québécois sur les volumes de marchandises manipulées dans les ports au Québec ne sont pas à jour.

Les volumes de manutention de pétrole brut, d'essence, de mazout et des carburateurs sont compilés par les auteurs et le ministère des Transports du Québec pour les quatre principaux ports du Québec (Montréal, Québec, Sept-Îles et Sorel; voir graphique 9). Plusieurs ports secondaires reçoivent toutefois ces produits pour consommation locale.

GRAPHIQUE 9 • CARTE DE LA MANUTENTION DE PÉTROLE BRUT, D'ESSENCE, DE MAZOUT ET DE CARBURÉACTEUR DANS LES PORTS DU QUÉBEC, 2017 À 2020



Sources : Statistique Canada, 2012; collectes individuelles auprès des autorités des ports de Québec, Montréal et Sept-Îles, 2021.
Note : Carte réalisée par le ministère des Transports du Québec. 1 tonne de pétrole ≈ 7,33 barils.

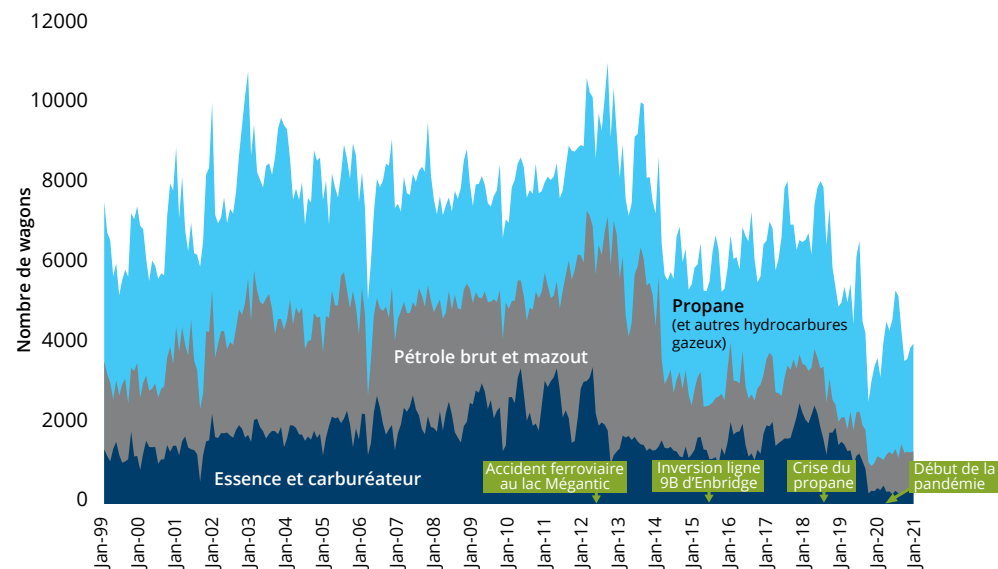
TRANSPORT FERROVIAIRE

Aucune donnée liée au transport de produits pétroliers par train au Québec n'est rendue publique pour des raisons de confidentialité. Seules des données agrégées sont offertes par Statistique Canada pour l'ensemble de l'Est canadien.

Le graphique 10 montre que le transport de produits pétroliers par des convois ferroviaires était relativement stable avant 2012. Par la suite, la hausse de la production de sables bitumineux et de pétrole de schiste dans l'Ouest canadien et aux États-Unis, jumelée aux prix élevés du pétrole, a contribué à la croissance du transport du pétrole brut et du mazout par train. Le déraillement ferroviaire survenu à Lac-Mégantic, le 6 juillet 2013, s'est produit trois mois après que les chargements ferroviaires de mazout et de pétrole brut eurent atteint un sommet. À la suite de l'accident, le nombre de wagons transportant ces produits a temporairement diminué pour revenir à un cours normal en 2014. Depuis, les chargements ferroviaires de pétrole brut et de mazout dans l'Est canadien ont connu une baisse, possiblement en raison du nouveau sens d'écoulement de la ligne 9B d'Enbridge.

D'autres événements ponctuels ont également perturbé ces chargements. En novembre 2019, l'opposition de la Première Nation des Wet'suwet'en contre le projet de pipeline Coastal Gas Link en Colombie-Britannique inspire plusieurs groupes autochtones à bloquer des voies ferrées à travers le Canada. Ces actions ont pour résultat de perturber le trafic ferroviaire, notamment les livraisons de propane au Québec dont dépendent principalement les producteurs agricoles. Les impacts de la Covid-19

GRAPHIQUE 10 • ÉVOLUTION DES CHARGEMENTS FERROVIAIRES DE MAZOUT ET DE PÉTROLE BRUT, AINSI QUE D'ESSENCE ET DE CARBURÉACTEUR (WAGONS PAR MOIS) DANS L'EST CANADIEN, 1999 À 2021



Sources : Statistique Canada, 2021 (tableau 23-10-0216-01).

sur la consommation de produits pétroliers ont également contribué à une baisse subite du nombre de chargements de produits pétroliers à partir de mars 2020.

TRANSPORT ROUTIER

Le réseau routier québécois est composé d'environ 320 000 km de routes, dont moins de 10 % relèvent de la responsabilité du ministère des Transports du Québec. Les autoroutes, les routes nationales, les routes régionales, les routes collectrices et d'accès aux ressources sont supervisées par ce ministère. Les municipalités sont responsables de quelque 106 000 km de routes, soit près du tiers

du réseau routier, alors que d'autres ministères des gouvernements québécois et canadien ainsi qu'Hydro-Québec sont responsables des 183 000 km restants⁴. Le réseau routier est utilisé pour les livraisons de PPR par camion allant des raffineries et des terminaux pétroliers (recevant des importations de PPR) jusqu'aux stations-service. Le transport d'hydrocarbures ne représente que 1,4 % des véhicules-km de marchandises transportées au Québec⁵.

⁴ MTMDET, 2016.

⁵ Trépanier et coll., 2015, p.53.

En juin 2021, le réseau de distribution d'essence et de carburant diesel de la province était constitué de 2 507 stations-service, selon Statistique Canada⁶. Comme mentionné précédemment, le Québec compte une trentaine de stations de ravitaillement publiques ou privées qui permettent à des véhicules roulant au gaz naturel de faire le plein de carburant. EBI Énergie, Groupe Crevier, Énergir et le Circuit électrique ont dévoilé le 7 octobre 2019 la première station multiénergie au Québec. Les carburants offerts incluent l'essence, le diesel, le gaz naturel liquéfié et comprimé, ainsi que des bornes de recharge rapide. Des canalisations souterraines ont aussi été construites pour acheminer dans le futur de l'hydrogène, au besoin. Une station de ravitaillement en hydrogène est également opérationnelle à Québec (voir tableau 5 et la section sur la production d'hydrogène). Une seconde station de ravitaillement en hydrogène est prévue pour 2022 par Hydrogen Technology & Energy Corporation (HTEC) et Air Liquide.



PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En 2020, la production d'électricité québécoise totalisait 207 TWh, dont 94 % provenaient de source hydroélectrique, 5,2 % de source éolienne et 1 % de la biomasse, de l'énergie solaire et du diesel (voir graphique 11). Hydro-Québec produit et achète la plus grande part de l'hydroélectricité québécoise, soit un peu plus de 90 % de la production totale. La société d'État québécoise procède aussi à de nombreux échanges régionaux (voir graphique 12), même si d'autres acteurs, comme Énergie renouvelable Brookfield

⁶ Statistique Canada, 2021 (tableau 33-10-0395-01).

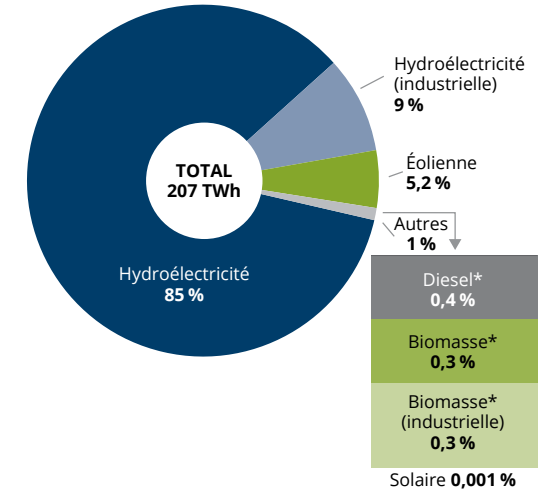
(deuxième plus gros exportateur d'électricité du Québec), sont aussi actifs dans ce domaine.

Selon la liste des exploitants de centrales hydroélectriques du MERN, on compte 46 entreprises productrices d'hydroélectricité au Québec, en plus d'Hydro-Québec. Certaines entreprises sont aussi engagées dans la production d'électricité à partir de parcs éoliens ou de centrales de cogénération, la distribution, le courtage ou l'exportation d'électricité. La plupart ont des contrats avec Hydro-Québec Distribution (HQD), à qui elles vendent leur production. La province compte dix redistributeurs d'électricité (neuf municipalités et une coopérative⁷) qui gèrent de petits réseaux de distribution d'électricité, distincts de celui d'Hydro-Québec. Ils achètent annuellement d'HQD environ 5 TWh d'énergie et servent un peu plus de 160 000 abonnés.

La division Hydro-Québec TransÉnergie est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 826 km de lignes à différentes tensions et 18 interconnexions permettant l'importation d'électricité de régions voisines du Québec et l'exportation dans ces différentes régions (voir tableau 3 et graphique 13). Des pertes surviennent sur ce réseau de transport d'électricité. En 2020, les taux de perte d'énergie électrique déclarés par Hydro-Québec étaient de 5,21 % sur le réseau de transmission et de 2,7 % sur le réseau de distribution⁸.

Le réseau de distribution d'électricité sert de plus en plus à l'alimentation de véhicules électriques. Le tableau 4 présente un bilan du nombre de bornes de recharge électrique au Québec. Celles-ci se trouvent

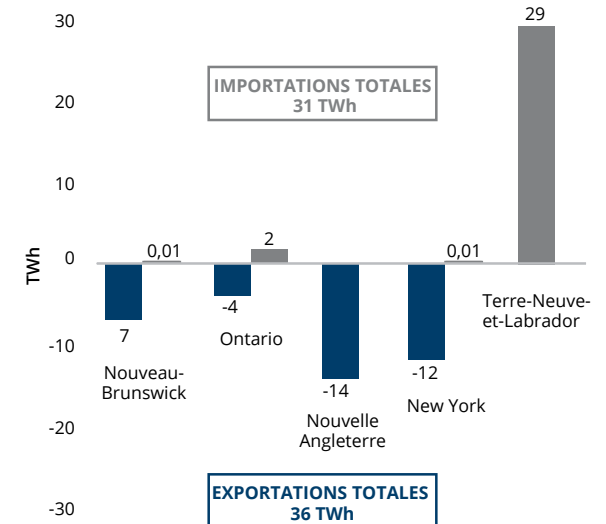
GRAPHIQUE 11 • PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR SOURCE, 2020



Source : Statistique Canada, 2021 (tableau 25-10-0015-01).

Note : *Inclut l'électricité produite à partir de turbines à combustion (gaz naturel), mais cette source est marginale.

GRAPHIQUE 12 • IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS TOTALES D'ÉLECTRICITÉ QUÉBÉCOISE, 2020



Sources : HQT, 2021; Statistique Canada, 2021 (tableau 25-10-0016-01).

dans le réseau public principal (le Circuit électrique), dans plusieurs autres réseaux parallèles privés, ouverts au public et en milieu de travail ou dans les résidences des propriétaires de véhicules électriques. Selon les données du MERN, au 30 septembre 2021, on dénombrait 120 698 véhicules électriques (VÉ), dont 68 807 véhicules entièrement électriques (VEÉ) et 51 891 véhicules hybrides rechargeables (VHR). Il y avait aussi 77 318 véhicules hybrides (non branchables) au Québec. Au total, ces trois catégories de véhicule représentent environ 4 % de du nombre total de véhicules de promenade en circulation à Québec (4 935 202 véhicules automobiles au 31 décembre 2020⁹).

Dans son plan d'électrification des transports, le gouvernement du Québec vise 100 000 VÉ sur les routes en 2020, incluant les VEÉ et les VHR. Cette cible a donc été atteinte. Dans son nouveau Plan pour une économie verte, le gouvernement vise une cible de 1,5 million de VÉ sur les routes du Québec d'ici 2030, et interdira la vente de véhicules personnels à essence à partir de 2035.

⁷ AREQ, 2019.

⁸ HQD, 2020; HQT, 2020.

⁹ SAAQ, 2020.

TABLEAU 3 • INFRASTRUCTURE DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2020

Puissance installée des centrales		
	MW	%
Hydroélectricité	40 438	89 %
Éolienne	3 432	8 %
Biomasse	797	2 %
Combustion (gaz naturel, mazout)	531	1 %
Combustion interne (diesel)	191	0,4 %
Solaire	n.d.	–
Total	45 389	100 %

Transport et distribution	
	Lignes (km)
Transport (jusqu'à 765 kV)	34 826
Distribution (jusqu'à 34 kV) *	226 752

Interconnexions (capacité maximale) **			
Régions	Nombre	Importation (MW)	Exportation (MW)
Canada	12	7895	3905
Ontario	8	1 970	2 705
Nouveau-Brunswick	3	775	1 200
Terre-Neuve-et-Labrador	1	5 150	0
<i>Réseau québécois - Énergie Brookfield</i>	2*	354	0
États-Unis	5	3270	4354
New York	2	1 100	1 999
Vermont	3	2 170	2 355
Total	18*	11 165	8 190**

Sources : Statistique Canada, 2021 (tableau 25-10-0022-01); Hydro-Québec, 2020, 2021 (communication personnelle).

Note : *En date du 26 octobre 2021. Une interconnexion commune pour New York et l'Ontario comptée une fois dans le total. **Le total considère que la somme des transits sur les chemins HQT-CORN et HQT-DEN ne peut excéder 370 MW en export simultané.

TABLEAU 4 • BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES INSTALLÉES AU QUÉBEC, 2021

	Bornes 240 V (ou moins)						Bornes rapides					
	2017	2018	2019	2020	2021	Variation 2020-2021	2017	2018	2019	2020	2021	Variation 2020-2021
TOTAL DES BORNES	11 359	18 243	30 623	46 916	67 106	+43 %	121	291	400	558		+29 %
Bornes accessibles au public* <i>dont Circuit électrique (bornes au Québec)</i>	1 713 <i>1 113</i>	2 933 <i>1 435</i>	3 874 <i>2 107</i>	5 206 <i>2 567</i>	5 842 <i>2 745</i>	+12 % <i>+7 %</i>	91	113	224	326	532	+63 %
Bornes en milieu de travail**	1 951	2 510	3 386	4 559	7 541	+65 %						
Bornes à domicile**	7 695	12 800	23 363	37 151	53 723	+45 %						
TOTAL DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES	19 384	35 855	62 901	84 988	120 689	+42 %						
Entièrement électriques (VEÉ)	8 815	16 255	31 864	46 037	68 807	+49 %						
Hybrides rechargeables (VHR)	10 569	19 600	31 037	38 951	51 891	+33 %						

Sources : ISQ, 2021; MERN, Hydro-Québec, 2021 (communication personnelle).

Note : *Les totaux des bornes accessibles au public proviennent d'ISQ et sont en date du 31 mars. Ceux du « Circuit électrique » datent du 26 octobre 2017 et du 28 octobre 2018 pour les années 2017 et 2018, respectivement, et du 30 septembre pour les années 2019 à 2021. **Les données sur les bornes en milieu de travail et à domicile sont tirées du nombre total d'aides financières accordées pour l'installation de bornes dans les programmes « Branché au travail » et « Roulez électrique » (en date du 30 septembre).

GRAPHIQUE 13 • CARTE DES PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2021



Source : Hydro-Québec, 2021.

Note : Carte réalisée par Géomatique, Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés.

La division Hydro-Québec TransÉnergie est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 826 km de lignes à différentes tensions et 18 interconnexions permettant l'importation d'électricité de régions voisines du Québec et l'exportation dans ces différentes régions.



DÉMYSTIFIER LES « SURPLUS » D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

Préparé avec la collaboration de Christophe Bouchet

Il est de plus en plus courant d'entendre parler de « surplus électriques » à valoriser au Québec. Ces surplus correspondent aux volumes d'électricité, issus du potentiel de production des centrales d'Hydro-Québec et des autres sources d'approvisionnement, disponibles après avoir répondu à la demande de la clientèle québécoise et des engagements contractuels d'exportations. Hydro-Québec doit également se réserver une marge de manœuvre pour faire face aux imprévus, tels que des événements météorologiques extrêmes ou une croissance économique plus forte que prévue. Ainsi, les surplus varient d'une année à l'autre dépendamment des conditions affectant les volumes de production d'électricité. Ils ne sont pas gaspillés puisque Hydro-Québec peut mettre en réserve cette énergie disponible dans ses 27 réservoirs d'une capacité de 176 TWh.

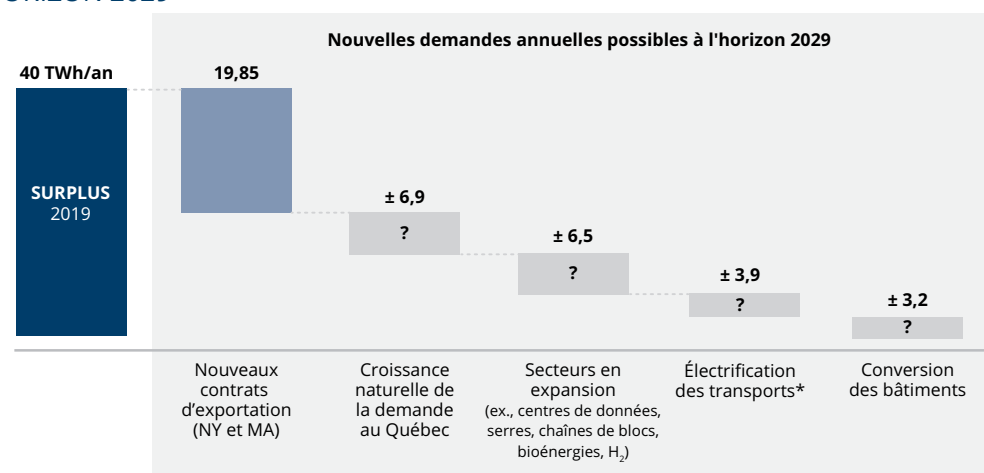
Hydro-Québec évaluait ses surplus à environ 40 TWh par année en 2019¹⁰. Jusqu'à maintenant, ces surplus sont exportés vers des marchés court-terme, dont la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York et l'Ontario (voir graphique 12). Ces ventes profitables contribuent de façon importante à la rentabilité d'Hydro-Québec : en 2020, les exportations nettes représentaient 15 % des volumes de vente et ont généré 23 % des revenus nets de la société d'État.

¹⁰ Hydro-Québec, 2019.

La disponibilité des surplus sera cependant moindre dans les années à venir. La confirmation de nouveaux contrats d'exportation avec le Massachusetts et New York totalisant près de 20 TWh/an sur plus de 20 ans, les engagements dans le *Plan pour une économie verte 2030* pour intensifier l'électrification directe de l'économie québécoise (ex., électrification des transports, conversion des bâtiments et industries) et l'ambition gouvernementale de faire du Québec un leader en production d'hydrogène vert qui demande beaucoup d'électricité, par exemple, réduiront grandement la disponibilité des surplus existants (voir graphique 14).

Les valeurs dans le graphique, réalisé à partir d'estimations d'Hydro-Québec, demeurent hypothétiques et pourraient varier, d'autant plus qu'elles ne tiennent pas compte des capacités additionnelles qui s'ajouteront au bilan de départ de 2019. Mais, le graphique illustre comment les surplus pourraient s'effacer lorsqu'on tient compte de nouvelles demandes possibles à l'avenir.

GRAPHIQUE 14 • PERSPECTIVES D'UTILISATION DES SURPLUS D'ÉLECTRICITÉ À HORIZON 2029



Source : Hydro-Québec, 2019, 2021; HQD, 2021 (État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029)

Notes : Ces valeurs ne tiennent pas compte des capacités additionnelles futures telles que la mise en service de la Romaine-4 (245 MW) ainsi que les nouveaux approvisionnements annoncés récemment (appels d'offres de 300 MW et 480 MW); *L'électrification des transports comprend les véhicules électriques, les camions électriques, ainsi que le transport en commun.

LE PUISSANT DÉFI DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TEMPS FROID

La consommation d'électricité est extrêmement dépendante de la température extérieure. Le Québec assure en effet la majeure partie de son chauffage grâce à de l'électricité, qui est la principale source d'énergie dans les bâtiments québécois. Ainsi, 72 % de l'énergie consommée des bâtiments résidentiels au Québec est de l'électricité, et 60 % dans les bâtiments commerciaux et institutionnels. Le chauffage, dans les deux cas, est le principal usage de cette énergie : 60 % de l'énergie sert à réchauffer les logements alors que c'est 47 % dans le cas des bâtiments commerciaux et institutionnels.

Quand la température extérieure est basse, en hiver, la consommation d'électricité augmente. C'est ce qu'illustre le graphique 15a. On y constate que les plus hauts niveaux de puissance moyenne demandée se trouvent lors des journées où la température moyenne est de -20°C. À chaque fois que la température extérieure se refroidit de 1°C (entre 10°C et -20°C), c'est presque 400 MW de puissance que Hydro-Québec doit mettre en fonction pour permettre aux bâtiments québécois d'être chauffés. À titre d'illustration, un refroidissement de 3°C au Québec exige que l'équivalent de toutes les infrastructures de production d'électricité de La Romaine (1 550 MW) se mettent en production.

C'est entre 15°C et 20°C que les Québécois utilisent le moins d'électricité : ils ne se chauffent pas et ne se climatisent pas. En revanche, au-delà de 20°C, l'air conditionné commence à être utilisé et la consommation d'électricité augmente à nouveau au Québec. Il y a en effet une forte croissance de l'usage de la climatisation au Québec entre 1990 et 2019 (de l'ordre de 300 %).

Électrifier le chauffage au Québec, quand il est encore obtenu par le gaz naturel, pose des défis de gestion dans le réseau électrique et de puissance. Comme le montre le graphique 15b, la consommation de gaz naturel est aussi plus grande durant les mois d'hiver. C'est de novembre à mars que la consommation de gaz naturel est la plus élevée. Si cette consommation supplémentaire (pour le chauffage) était entièrement reportée vers l'électricité, le réseau actuel d'Hydro-Québec ne suffirait pas à la demande. Pour les mois de décembre, janvier et février seulement, ce serait environ 15 TWh de production électrique qu'il faudrait ajouter, à des moments où le réseau d'Hydro-Québec est déjà sollicité au maximum. Aucune gestion de la pointe, horaire ou quotidienne, ne pourra complètement régler cet enjeu durant ces mois, car le froid perdure pendant plusieurs jours, voire des semaines, ce qui fait qu'on ne peut

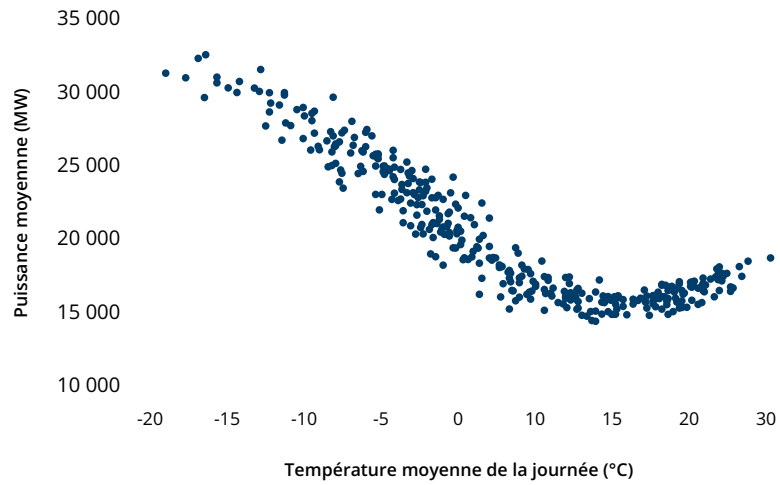
simplement déplacer une demande pendant un moment afin d'en satisfaire un autre.

Pour réduire la demande en puissance, réduire la consommation d'électricité et permettre de décarboner le chauffage, il sera nécessaire de déployer davantage de géothermie et d'améliorations de la performance énergétique des bâtiments. Ces approches permettent de combiner une réduction de la puissance maximale demandée et une baisse de la consommation d'énergie achetée à Hydro-Québec. Les thermopompes ayant une efficacité décroissante lorsque les températures sont plus froides, elles ne peuvent avoir qu'un impact limité sur les pointes de consommation liées aux grands froids.

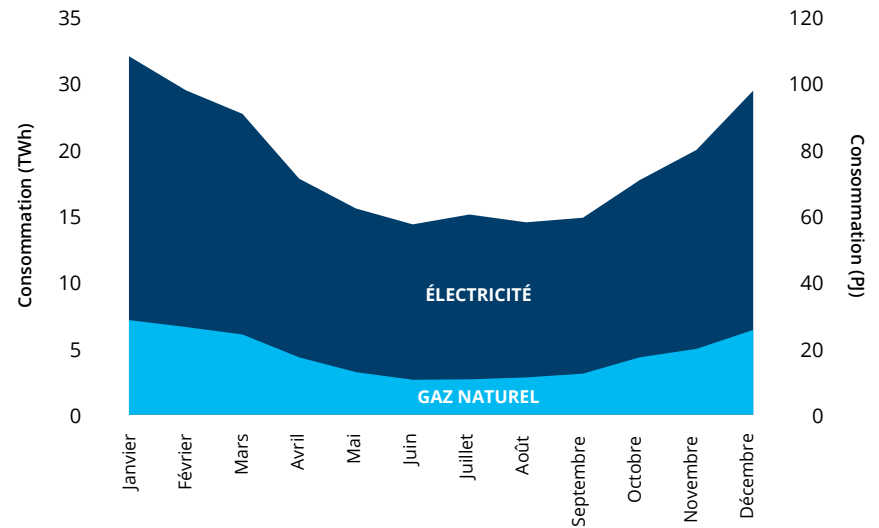


GRAPHIQUE 15 • PUISSANCE MOYENNE D'ÉLECTRICITÉ EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE JOURNALIÈRE MOYENNE ET CONSOMMATION MENSUELLE D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC, 2020

A) Puissance moyenne d'électricité selon la température



B) Consommation mensuelle d'électricité et de gaz naturel



Sources : HQD, 2021; Gouvernement du Canada, 2021; Statistique Canada, 2021 (tableaux 25-10-0055-01 et 25-10-0016-01).
 Note : Dans le graphique 15a, chaque point correspond à une journée. Dans le graphique 15b, les valeurs sont mensuelles.

PRODUCTION D'HYDROGÈNE

Comme l'électricité, l'hydrogène est un vecteur d'énergie qui peut être produit à partir de différentes sources. Au Québec, on produit de l'hydrogène depuis longtemps, mais en petites quantités : environ 13 PJ en 2019 (voir graphique 2), soit moins que notre consommation de charbon. L'hydrogène est commercialement utilisé de nos jours pour deux grands usages : la production de produits pétroliers et la production d'ammoniac (NH_3), un fertilisant important pour l'agriculture intensive. Plus de 90 % de l'hydrogène mondial est produit à partir d'hydrocarbures, principalement le méthane (gaz naturel, CH_4). Lors de ce procédé de fabrication, des émissions de carbone (CO_2) sont relâchées dans l'atmosphère.

Dans le contexte de la lutte contre les changements climatiques, l'avantage de l'hydrogène est qu'il ne libère aucune émission de CO_2 au point de combustion (lorsqu'il est consommé), contrairement aux hydrocarbures. Cet avantage s'efface toutefois lorsqu'il est produit à partir d'hydrocarbures. De nouveaux procédés permettent de réduire ou éviter ces émissions, comme l'hydrogène fabriqué à partir d'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable ou à partir de la gazéification de la biomasse durable (idéalement résiduelle). À l'heure actuelle, il n'existe aucune classification officielle de l'hydrogène selon son empreinte carbone, mais celui fait à partir d'hydrocarbures (gaz naturel, charbon, produits pétroliers) est souvent classifié comme de l'«hydrogène gris» (qui peut devenir de l'«hydrogène bleu» si le CO_2 est capté et séquestré),

tandis que l'«hydrogène vert» fait référence à celui fabriqué à partir d'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable. D'autres catégories existent pour celui fait à partir de la biomasse et de sous-produits de l'industrie chimique, par exemple.

Le tableau 5 présente une synthèse des projets implantés ou à venir au Québec. Ce bilan, dont les données proviennent de diverses sources d'information, n'est pas exhaustif. Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. À partir de ces données, on constate qu'en 2021, 91 % de l'hydrogène produit au Québec était «gris», fait à partir de gaz naturel et naphte lourd (voir graphique 16). Il provenait principalement des raffineries Suncor et Valéro pour une utilisation dans leur propre installation. Air liquide produisait 16 000 kg/jour d'hydrogène à partir de reformage du gaz naturel pour vente sur les marchés, mais en janvier 2020, l'entreprise a inauguré à Bécancour la plus grande unité mondiale de production d'hydrogène vert à partir d'électrolyseur avec une capacité de production de 8 200 kg/jour. Air liquide et Messer Canada, commercialisaient également un total de 16 000 kg/jour d'hydrogène extrait de sous-produits de réactions chimiques. À l'horizon 2025, quatre projets d'hydrogène vert et un à partir de biomasse sont prévus (voir tableau 5).

Le tableau 6 illustre les quantités requises de méthane (CH_4), d'eau, de biomasse (bois) et d'électricité pour des filières de la production d'hydrogène implantés ou à venir au Québec. Le coût de production de l'hydrogène varie beaucoup entre ces trois filières. En considérant uniquement les matières premières et l'énergie

(donc en excluant le coût des infrastructures telles que les usines, électrolyseurs, pipelines de transport et stockage), on double le coût de production de l'hydrogène lorsque celui-ci est fabriqué à partir de biomasse (bois) par rapport au vaporeformage du méthane, et on le triple lorsque celui-ci est produit à partir d'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable québécoise.

Outre le coût très élevé de la production de l'hydrogène vert, d'autres défis sont présents. Les infrastructures de stockage, de transport et de distribution sont également très coûteuses et peu présentes à grande échelle. Il y a également des enjeux de sécurité, puisque l'hydrogène est plus volatil et explosif que le gaz naturel, par exemple. Son inefficacité par rapport à une utilisation plus directe de l'électricité pose également un défi. Selon l'utilisation finale qu'on en fait, les pertes énergétiques varient entre 90 % et 65 %, ce qui se traduit par des besoins de production d'électricité renouvelable 2 à 14 fois plus élevés par rapport à des solutions d'électrification directe (Ueckerdt et al., 2021).

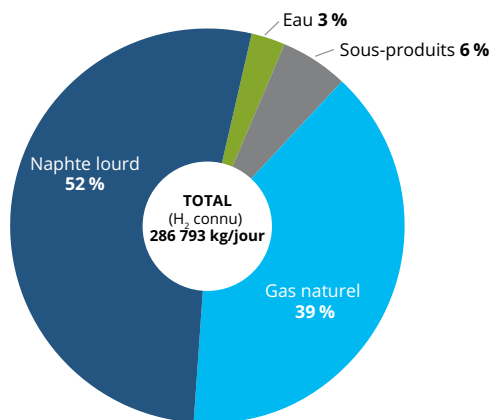
TABLEAU 5 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE, IMPLANTÉE ET À VENIR, AU QUÉBEC, 2021

	Capacité de production (kg/jour)	Lieu	Technologie	Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Statut
Hydrogène vert (électrolyse de l'eau à partir d'électricité 100 % renouvelable)					
Station Harnois**	200	Québec	Électrolyse	Eau; 1 MW	En exploitation. Alimente 50 véhicules appartenant au gouvernement provincial et à la Ville de Québec.
Air Liquide	8 200	Bécancour	Électrolyse	Eau; 20 MW	En exploitation.
Hydro-Québec (en partenariat avec Éthanol Cellulosique Varennes)	-	Varennes	Électrolyse	Eau; 88 MW	Mise en service prévue à la fin 2023. L'usine alimentera la future usine de biocarburants Recyclage Carbone Varennes (RCV). Capacité de production potentielle de 34 619 kg/jour.
Greenfield Global	-	Varennes	Électrolyse	Eau; 60 MW	Mise en service prévue : fin 2025. Production d'H ₂ , e-méthanol et GNR. Capacité de production potentielle de 26 000 kg/jour.
Évolugen-Gazifère	-	Gatineau	Électrolyse	Eau; 20 MW	En développement. Hydrogène pour injection dans le réseau de distribution gazier de Gazifère. Capacité estimée d'environ 425 000 GJ (soit près de 10 000 kg/jour).
Charbone Corporation	-	Sorel-Tracy	Électrolyse	Eau; 0,5 MW	Projet à l'étude sur cinq phases, dont la première, de 0,5 MW, permettra de produire 230 kg/jour débutant en avril 2022. Le projet vise 20 MW afin de produire 9 000 kg/jour.
Hydrogène à partir de sous-produits et d'électricité 100 % renouvelable*					
Air Liquide (Olin)	2 000	Bécancour	Électrolyse	Chlore-alcali	En exploitation. Le volume d'H ₂ généré varie selon la charge électrique appliquée à l'ensemble du circuit électrolytique de l'usine de chlore-alcalis de l'entreprise Olin. L'H ₂ est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente.
Messer Canada (Nouryon)	14 000	Magog	Électrolyse	Chlorate de sodium	En exploitation. Nouryon produit de l'H ₂ gazeux comme sous-produit de l'électrolyse dans le procédé de chlorate de sodium et le vend à Messer qui le purifie et le liquéfie pour la vente. La capacité correspond à celle de Messer, or celle de Nouryon, qui n'est pas disponible, serait plus grande.
Hydrogène à faible empreinte carbone à partir de matières résiduelles et biomasse durable					
H2V Énergies**	-	Bécancour	Gazéification par torche à plasma	Matières résiduelles (ex. Rejets de bois de déconstruction, plastiques et papiers non recyclables)	Mise en service visée en 2024. Production de gaz de synthèse (H ₂ +CO) qui peut être purifié pour produire de l'H ₂ . Capacité de production potentielle de 1 36 986 kg/jour.
Hydrogène gris (hydrocarbures avec émissions CO ₂)					
Air Liquide	16 000	Bécancour	Reformage du méthane	Gaz naturel	En exploitation.
Suncor	96 393	Montréal	Reformage du méthane	Gaz naturel	En exploitation.
Valero	150 000	Lévis	Reformage catalytique	Naphte lourd	En exploitation. Reformage servant à améliorer l'octane du naphte dont la réaction chimique produit de l'H ₂ .

Sources : Air Liquide, 2019, 2021; Baril, 2021; Brouillard, 2021; Hydro-Québec, 2021; Gazifère, 2021; Greenfield global 2019; Renewable Now, 2020; Trussart, 2021; Air liquide, Greenfield Global, MERN, Enerkem, Suncor, Valero, 2021 (communications personnelles).

Note : Il n'existe aucune classification officielle de l'hydrogène selon son empreinte carbone. Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication ne sont pas exhaustives. *Il existe au Québec d'autres producteurs d'hydrogène comme sous-produit de la réaction d'électrolyse dans des procédés industriels qui peut être revalorisé (ex., Erco Mondial à Buckingham, Chemtrade et Westlake à Beauharnois). **Deux stations HTEC-Harnois de ravitaillement, avec une capacité de stocker environ 150 kg d'hydrogène venant de production hors site, sont en construction à Dorval et Québec.

GRAPHIQUE 16 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE AU QUÉBEC SELON LA SOURCE D'INTRANT, 2021



Sources : voir tableau 5.

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication, peuvent ne pas être exhaustives.

TABLEAU 6 • INTRANTS NÉCESSAIRES POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE (H₂) SELON DIFFÉRENTS MODES DE PRODUCTION ET PERSPECTIVES DES COÛTS

	Besoins en intrants pour fabriquer 1 kg d'H ₂				Coût des intrants	
	Gaz naturel (GJ)	Eau (litres)	Biomasse-bois (kg)	Électricité (kWh)	par kg	par GJ
Reformage du méthane	0,165	12,70	0	0,57	0,68 \$	5,67 \$
Gazéification de la biomasse	0,006	5,00	13,49	0,98	1,41 \$	11,76 \$
Électrolyse de l'eau (PEM)	0	14,31	0	55,50	2,22 \$	18,47 \$
Prix industriel (pour illustration)	4 \$/GJ		0,10 \$/kg	0,04 \$/kWh		

Sources : NREL, 2018.

Note : Les quantités d'intrants indiquées sont illustratives et varient selon les technologies exactes utilisées. Pour la biomasse, différents types peuvent être utilisés. Les prix sont indiqués pour fins d'illustration. Dans le prix du gaz naturel, aucun coût sur le carbone n'est indiqué. Il faudrait un coût carbone de 190 \$/t à ajouter au prix du gaz naturel de 4 \$/GJ pour que le reformage du méthane ait un coût similaire à l'électrolyse de l'eau (18,47 \$/GJ) – avant de prendre en compte le coût des infrastructures.

LE SAVIEZ-VOUS ?

EN TRANSPORT, L'HYDROGÈNE VERT DEMANDERA BEAUCOUP D'ÉLECTRICITÉ

Sous forme de carburant, l'hydrogène vert permet d'imaginer un remplacement à grande échelle des combustibles fossiles dans le secteur des transports sans que la demande ne soit transformée. Mais, si l'ensemble de camions lourds de marchandises en circulation au Québec devait se convertir à l'hydrogène, cela demanderait environ 35 TWh d'électricité supplémentaire (soit l'équivalent des exportations totales du Québec). En revanche, si ces mêmes camions utilisaient directement l'électricité pour rouler (grâce à des caténaires

ou des batteries), alors seulement 10 TWh d'électricité seraient nécessaires. Pour le transport personnel, l'inefficacité peut s'illustrer ainsi : avec les 55 kWh requis pour produire 1 kg d'hydrogène par électrolyse (voir tableau 6), une voiture électrique peut parcourir 350 km. En revanche, une voiture à hydrogène, avec ce kilogramme d'hydrogène (requérant 55 kWh pour être produit), ne parcourra que 100 km.

Évidemment, les enjeux de recharge (temps et puissance des bornes) et de poids des batteries

donnent des atouts à l'hydrogène. La place future de la filière dans le système énergétique va dépendre des innovations et des arbitrages que nous ferons entre l'efficacité énergétique globale, les coûts et les compromis logistiques dans la recharge des véhicules. Mais, dans un contexte où les « surplus » électriques seront limités à l'horizon 2029 (voir graphique 14), le choix de l'hydrogène à grande échelle pose un défi tant sur le plan énergétique qu'économique.



PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES

En 2019, les **biocombustibles** fabriqués au Québec représentaient environ 7 % du bilan énergétique de la province. Ceux-ci proviennent principalement de la biomasse forestière, c'est-à-dire des résidus forestiers inutilisés ou non mis en valeur par l'industrie de la transformation du bois. Ces résidus sont récupérés pour la production d'électricité ou de chaleur. La biomasse comprend également d'autres matières organiques, dont la biomasse agroalimentaire (ex., lisiers, résidus céréaliers, lactosérum, huiles végétales recyclées et gras animal) et urbaine (ex., boues municipales, troisième voie de collecte, sites d'enfouissement). Il existe divers procédés de valorisation énergétique de la biomasse, selon la source et l'usage recherché, dont la production d'électricité, de biocarburants et de gaz naturel renouvelable. WSP a évalué le potentiel technique de la valorisation énergétique de la biomasse du Québec à 333,5 PJ par an en 2030.

Au Québec, la **combustion de la biomasse** solide est la pratique la plus courante. Selon les dernières données (préliminaires) du MERN, la consommation totale de biomasse forestière du secteur résidentiel en 2019 était d'environ 30 %, principalement sous forme de bois de chauffage. Les 70 % autres étaient consommés dans le secteur industriel – principalement les secteurs des pâtes et papiers et de la transformation du bois et des scieries.

Éthanol et biodiesel

Les **biocarburants** les plus répandus au Québec sont l'éthanol et le biodiesel. Ils peuvent servir de substituts, partiels ou complets, aux produits pétroliers raffinés tels que l'essence et le diesel. En 2021, la province comptait trois usines de production commerciale de biocarburants, dont la production de l'une était suspendue (voir tableau 7). Ces établissements ont globalement une capacité de production de quelque 6 millions de litres (ML) de biodiesel et près de 200 ML d'éthanol par année.

La capacité de production de carburant diesel est passé de 90 à 6 ML depuis l'année 2020. Seule l'usine d'Innotek, d'une capacité de 6 ML/an, avec un potentiel pouvant aller jusqu'à 12 ML, était en opération. En 2021, le siège social américain de Rothsay Biodiesel, la plus grande usine de carburant diesel, a fermé son installation à Montréal en raison de conjonctures défavorables de l'industrie du biodiesel. L'usine avait une capacité de 45 ML par année. Dans la région de Québec, l'usine de Bioénergie AEC Côte-Nord à Port-Cartier a une capacité de production de 40 ML, mais n'a fabriqué que 4 ML depuis le début des opérations en 2018. De plus, l'exploitation a été suspendue après que l'entreprise fut placée sous la Loi sur les arrangements avec les créanciers en mai 2021. Un projet de production de biodiesel fabriqué à partir de résidus forestiers, d'une capacité de 225 ML par année, est à toujours à l'étude à La Tuque.

Du côté de l'éthanol, le seul producteur en exploitation au Québec est Greenfield Global, avec une capacité

de 200 ML par année. Le carburant est fabriqué à partir de maïs cultivé. La construction d'une nouvelle installation commerciale de production d'éthanol à Varennes, d'une capacité de 95 ML par an, s'est amorcée en 2019 par Enerkem. Cet éthanol sera fait à partir de matières résiduelles non recyclables provenant des secteurs industriel, commercial et institutionnel et de biomasse forestière.

Le 15 décembre 2021, le gouvernement du Québec a adopté le Règlement sur l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel. Le règlement prévoit des exigences minimales de contenu à faible intensité carbone de 15 % dans l'essence et de 10 % dans le carburant diesel d'ici 2030. Les normes prévues s'appliqueront progressivement à compter de janvier 2023. Il est à noter qu'une disposition discutée initialement permettant de réduire les exigences concernant la teneur d'éthanol dans l'essence, à 13,5 % en 2025 s'il contient au moins 10 % d'éthanol cellulosique a été retirée du règlement adopté. Le gouvernement fédéral a de son côté publié le 19 décembre 2020 un projet de Règlement sur les combustibles propres (RCP) qui vise à réduire l'intensité carbone des combustibles fossiles liquides à travers un mécanisme de marché d'« unités de conformité », qui pourrait créer des débouchés supplémentaires pour les biocarburants. Le concept serait notamment de mélanger une plus grande proportion de biocarburants dans l'essence et le diesel pour réduire l'intensité carbone de ces combustibles fossiles. L'entrée en vigueur de l'exigence réglementaire est prévue en décembre 2022.

TABLEAU 7 • PRODUCTION DE BIOCARBURANTS AU QUÉBEC, 2021

	Capacité de production (ML/an)	Lieu	Matières	Statut
BIODIESEL/BIOHUILE	TOTAL > 6			
Innotek inc.	6	St-Jean-sur-Richelieu	Graisses animales, huiles de cuisson usagées et autres types d'huiles	En exploitation. La production principalement destinée pour exportation sur le marché des États-Unis. Capacité de production potentielle 12 ML/an
Bioénergie AE Côte-Nord Canada Inc.	Production suspendue	Port-Cartier	Résidus forestiers	Exploitation suspendue. Un total de 4 ML a été produit depuis 2018. L'entreprise a été placée sous la Loi sur les arrangements avec les créanciers en mai 2021. La production de diesel synthétique est destinée au chauffage de remplacement du mazout conventionnel et pour exportation sur le marché des États-Unis. Capacité visée : 40 ML/an
Bioénergie La Tuque (BELT)	-	La Tuque	Résidus forestiers	À l'étude. Construction prévue en 2024 avec début d'exploitation en 2025-2026. Capacité prévue : jusqu'à 225 ML/an
Rothsay Biodiesel	Usine fermée	Montréal	Graisses animales et huiles de cuisson recyclées	Le siège social américain (Darling Ingredients) a cessé l'exploitation de cette usine en 2021 en raison de conjonctures défavorables de l'industrie du biodiesel. Il n'est pas prévu qu'une production soit relancée dans cette installation.
ÉTHANOL	TOTAL 200			
Greenfield Global	200	Varenes	Maïs	En exploitation. Production vendue aux raffineries pétrolières locales. Vise augmenter la capacité de production à 260 ML/an.
Éthanol Cellulosique Varenes	-	Varenes	Matières résiduelles non recyclables provenant des secteurs institutionnel, commercial et institutionnel (ICI) et de biomasse forestière	En phase de construction, avec début de production prévue en 2023. Capacité prévue : jusqu'à 95 ML/an

Sources : BAC, 2021; Kotbra, 2021; Radio-Canada, 2021; Greenfield Global, Bioénergie AE Côte-Nord, Enerkem, Innotek, Bioénergie La Tuque, 2021 (communications personnelles).

Biogaz et gaz naturel renouvelable

Le **biogaz** est produit par la décomposition de matières organiques survenant en l'absence d'oxygène, comme dans les lieux d'enfouissement ou dans les digesteurs anaérobies agricoles, industriels ou municipaux. Le biogaz est principalement composé de méthane (CH_4 , environ 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone (CO_2). Lorsqu'il est purifié, il devient du **gaz naturel renouvelable** (GNR) de qualité comparable au gaz naturel du réseau gazier (voir graphique 17). Comme le CH_4 est un GES plus dommageable que le CO_2 , la captation du biogaz permet de réduire les émissions

de GES et d'offrir une source d'énergie locale et renouvelable. En mars 2019, le gouvernement a adopté un règlement concernant la quantité de GNR devant être livrée par un distributeur. Cette proportion a été établie à 5 % de la quantité totale de gaz naturel qu'il distribue à partir de 2025. Dans son Plan pour une économie verte, le gouvernement s'engage à réviser cette réglementation de façon à porter à 10 % le seuil minimal à l'horizon 2030 et à favoriser la consommation locale du gaz naturel renouvelable produit au Québec

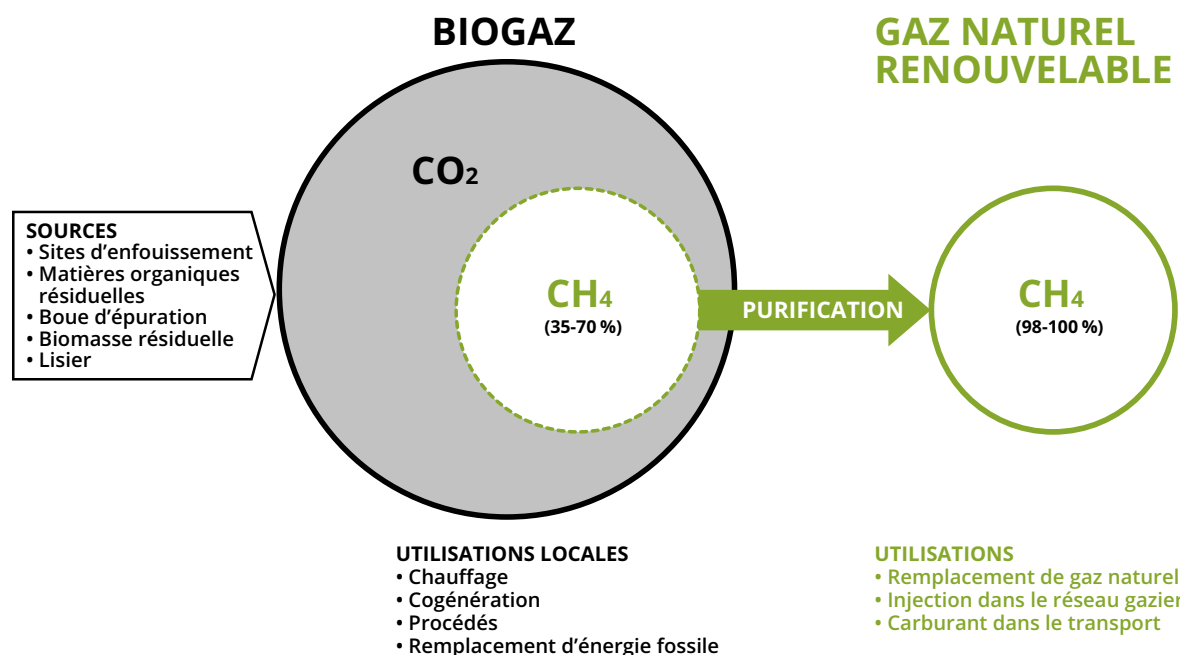
À l'heure actuelle, il n'existe aucun recensement officiel de l'ensemble des projets de valorisation du biogaz et de la production de GNR au Québec. Statistique Canada rapporte une production de GNR au Québec depuis 2015, sans spécifier les sources. Le tableau 8 présente une synthèse des projets réalisés ou à venir au Québec. Ce bilan, dont les données proviennent de diverses sources d'information, n'est pas exhaustif.

Au Québec, le biogaz est principalement récupéré sur les lieux d'enfouissement et les centres d'épuration des eaux usées. À plus petite échelle, il est valorisé dans de nombreuses petites fromageries ou fermes. À son état brut, il est utilisé pour générer de la chaleur, ou encore de la chaleur et de l'électricité conjointement (cogénération). En 2021, les projets mis en œuvre ont permis de valoriser environ 222 Mm³ de biogaz au Québec.

Dans certaines installations, le biogaz est purifié pour produire du GNR, qui peut remplacer le gaz naturel de source non renouvelable et être utilisé au même titre. En 2021, on compte quatre usines produisant du GNR pour le remplacement de gaz naturel, dont la production annuelle s'élevait à 111 Mm³ de GNR. Près de 90 % de ce GNR produit localement est exporté sur des marchés aux États-Unis, où il est possible de valoriser ses attributs environnementaux à meilleur prix. Neuf autres projets totalisant 78 Mm³ sont prévus dans les années à venir (voir tableau 8).

Depuis 2019, les distributeurs de gaz naturel sont assujettis au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (c. R-6.01, r.4.3), qui exige un contenu minimal de 2 % de leurs volumes totaux sous forme

GRAPHIQUE 17 • DISTINCTION ENTRE LE BIOGAZ ET LE GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR)



Source : Graphique réalisé par les auteurs.

de GNR¹². En 2021, le gaz naturel renouvelable (GNR) ne représentait que 0,1 % des volumes dans le réseau d'Énergir et provenait de projets de valorisation des matières organiques dans les sites d'enfouissement d'Hamilton en Ontario et de la Ville de St-Hyacinthe au Québec (voir graphique 8). En novembre 2021, Énergir a lancé un appel d'offre aux producteurs de GNR pour obtenir près de 50 Mm³ de GNR d'ici fin 2023. Deux autres appels d'offres suivront dans les deux prochaines années pour atteindre 5 % d'injection à l'horizon 2025. En octobre 2021, le gouvernement du Québec propose, dans son projet de loi n° 97 modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures, de revoir la définition du GNR afin que celle-ci inclue la livraison de toute substance de nature renouvelable qui ne compromet pas les propriétés d'interchangeabilité du gaz naturel, notamment l'hydrogène vert.

Dans le cadre d'une étude réalisée pour Énergir, le potentiel technico-économique (PTÉ) de GNR a été évalué. Ce potentiel correspond à la part du potentiel technique dont les coûts d'exploitation et de production de GNR sont inférieurs à un certain niveau de prix, sans prendre en compte les barrières en matière d'adoption et de marché. Cette part a été estimée à 12 % du volume du gaz naturel distribué par Énergir en 2018 et à 66 % en 2030¹³, à un prix moyen de rachat de 15 \$/GJ – soit un prix concurrentiel avec l'électricité à un tarif industriel au Québec. En 2020, le tarif industriel du gaz naturel était d'environ de 5,36 \$/GJ (voir le graphique 47, qui compare les prix du gaz naturel, de l'électricité et de l'essence), tandis que le prix du GNR était d'environ 10,45 \$/GJ, selon

¹² Énergir, 2021.

¹³ WSP, 2018.

TABLEAU 8 • BILAN DES PROJETS DE VALORISATION DE BIOGAZ ET DE PRODUCTION DE GNR, 2021

Projet	Production (Mm ³ /an)		Nombre de projets		Matières	Principales utilisations
	En exploitation	À venir	En exploitation	À venir		
BIOGAZ*	222,3	0,8	23+	1		
Municipal	7,42	0,8	4	1	SE, MO, BM	Cogénération (production d'électricité et de chauffage); séchage de boue municipale ou de bois; chauffage de bâtiments; chauffage utilisé dans des procédés
Industrie – site d'enfouissement	214,9	0	9	0	SE, MO ICI, MO, R-ICI	
Industrie – agricole**	0	0	0	0	Lisier	
Industrie – agroalimentaire	0,00005	0	10+	0	MO, RU	
GAZ NATUREL RENEUVABLE*	111,3	79,7	4	17		
Municipal	6	36,7	1	8	MO, R-ICI, BM	Remplacement du gaz naturel (exporté au É-U ou vendu et injecté dans le réseau gazier.
Industrie – agricole**	2,3	14,9	1	5	Lisier et MO ICI	
Industrie – site d'enfouissement	103 (exporté)	28,1	2	4	SE	

Sources : Gouvernement du Québec, 2020; MERN, 2021; Coop Agri-Énergie Warwick, 2021; MELCC, 2021; Roy, 2020; Whitmore et Pineau, 2017; MERN, Énergir, EBI Énergie, Énergir, Ville de St-Hyacinthe, Ville de Québec, SEMECS, 2021 (communications personnelles).

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets de valorisation du biogaz au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de la publication du présent rapport, ne sont ni exhaustives ni confirmées. *Le « biogaz » est principalement composé de méthane (environ 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone. Lorsqu'il est purifié, le « gaz naturel renouvelable » (GNR) obtenu est de qualité comparable à celle du gaz naturel qui circule dans le réseau gazier. **Selon une communication personnelle du MERN, « les projets des fermes Saint-Hilaire et Poliquin ne produisent plus de biogaz ».

Légende : BM = boues municipales, MO = matières organiques, R = déchets résidentiels, ICI = déchets institutionnels, commerciaux et industriel, SE = sites d'enfouissement, RU = résidus de l'usine.

Énergir. Pour le secteur résidentiel, le prix était de 15,67 \$/GJ pour le gaz conventionnel, contre 20,76 \$/GJ pour celui renouvelable. Sans soutien gouvernementaux projets de production de GNR et d'injection dans le réseau de distribution de gaz nature, à partir du Fonds d'électrification et des changements climatiques (FECC), les prix du GNR au Québec seraient plus élevés. À titre de comparaison, celui vendu en Ontario était de 24 \$/GJ¹⁴.

Les principales sources d'approvisionnement qui permettraient d'atteindre ce PTÉ à ce prix moyen de rachat sont la biométhanisation de la biomasse agricole, végétale et résiduelle des industries agroalimentaires (72 %) et le biogaz issu de sites d'enfouissement (27 %). On peut y ajouter, à l'horizon 2030, des approvisionnements provenant de technologies qui ne sont pas actuellement commercialisées à grande échelle, comme la valorisation de la biomasse forestière résiduelle et la méthanation (combinaison d'hydrogène et de CO₂ produisant du CH₄). L'atteinte de ces résultats dépendra de plusieurs facteurs, notamment des prix de production et de rachat du GNR, des avancées technologiques, de la concurrence relative à l'usage et à la valorisation des approvisionnements de GNR, du niveau d'intervention des gouvernements et du prix du carbone et des autres énergies.

Des promoteurs envisagent aussi la production de gaz naturel renouvelable, d'alcools ou d'hydrocarbures à partir de **gaz de synthèse**, formés par la gazéification de matières carbonées solides comme la biomasse forestière résiduelle. Ce gaz de synthèse est principalement constitué de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂). En 2015, le gouvernement

a accordé une aide financière de 3 M\$ à Pyrobiom Énergies pour son projet de démonstration de valorisation de la biomasse ligneuse résiduelle à La Tuque. Le but de cette initiative est de produire 9 millions de litres d'huile pyrolytique (substitut au mazout lourd consommé en milieu industriel) et 3 000 tonnes de biocharbon. Le projet a pris fin en 2018 et l'entreprise vise à développer un projet d'usine commerciale de taille plus importante, basée sur les apprentissages et les progrès réalisés à La Tuque. Soléco Énergie, dans la région de Thetford Mines, pilote un projet de démonstration de production de combustibles liquides (huile pyrolytique lourde, naphte) et d'hydrocarbures légers pouvant servir d'intrants à des craqueur à vapeur pour la production de plastiques recyclé. Le gaz de syntèse est utilisé par le procédé lui-même, comme apport énergétique durant le démarrage et la phase de production.

¹⁴ Enbridge, 2021.

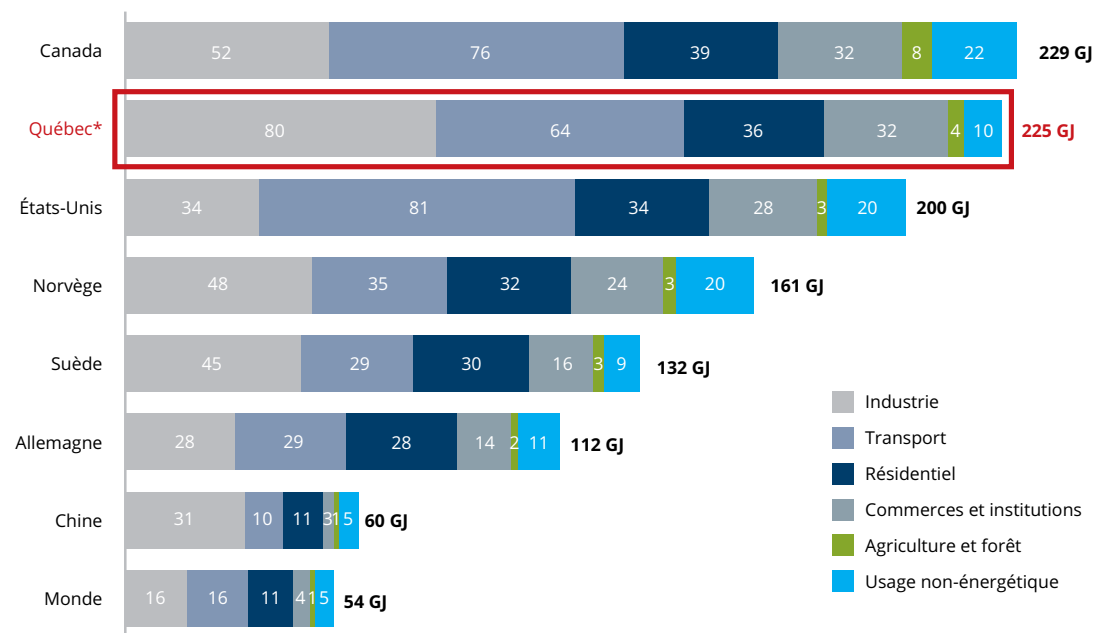
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE

Une fois transformée en produits énergétiques utiles, l'énergie acheminée aux consommateurs peut servir à différents usages. Près des deux tiers de cette énergie sont consacrés à des usages industriels, commerciaux et institutionnels, alors que l'autre tiers est consommé directement par les ménages québécois (logement et transport personnel). Cette énergie vise à répondre à leur demande de services énergétiques comme l'éclairage, le chauffage, la climatisation, la motorisation ou le transport.

En 2019, la consommation totale d'énergie au Québec, tous secteurs confondus, était de 1 919 PJ. Exprimé par habitant, ce niveau de consommation est très élevé à l'échelle mondiale, comme le montre le graphique 18. Cette grande consommation s'explique en partie par la consommation industrielle liée à l'hydroélectricité, qui a attiré ici des industries énergivores, mais aussi par une consommation énergétique dans les transports et les bâtiments (résidentiels et commerciaux) supérieure à celle de pays européens dont le niveau de vie est comparable ou supérieur.

Toujours en 2019, près de 54 % de l'énergie consommée au Québec provenait des hydrocarbures (pétrole, gaz naturel, charbon, liquides de gaz naturel), tandis que 46 % était d'origine renouvelable (voir graphique 19a). D'après les données recueillies cette année-là, quelque 34 % de la consommation totale d'énergie au Québec est attribuable au secteur industriel, suivi du transport (28 %), tandis que le secteur des bâtiments – résidentiel, commercial et institutionnel – représente près du tiers de cette consommation (voir graphique 19b). Quant au secteur de l'agriculture, sa part de la consommation totale s'élève à 2 %. Les usages non énergétiques, tels que la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et d'engrais chimique, représentent 4 % de la consommation.

GRAPHIQUE 18 • COMPARAISON DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE PAR HABITANT DU QUÉBEC AVEC CELLE D'AUTRES PAYS, 2019

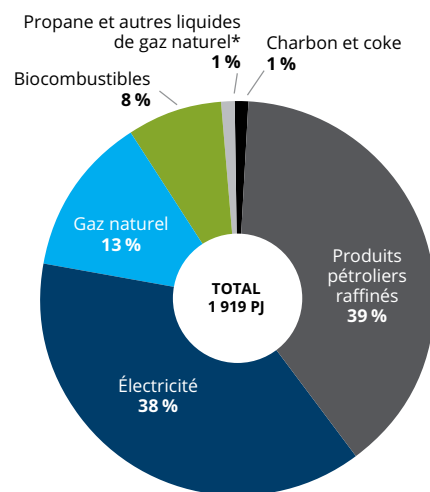


Sources : AIE, 2021; sauf * pour le Québec, Statistique Canada, 2021 (tableau 25-10-0029-01).

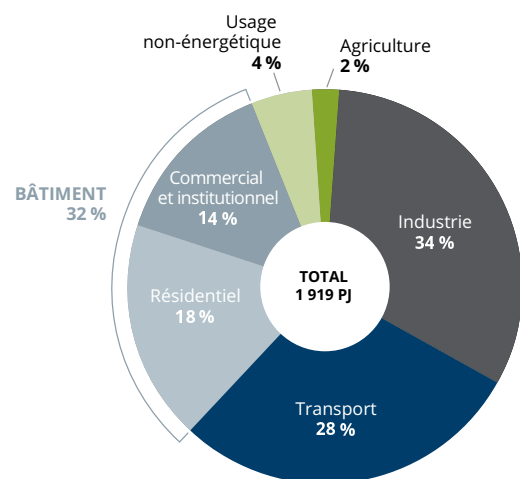
Note : Le graphique illustre la consommation énergétique de certains pays du monde. Seuls quatre petits pays ont une consommation par habitant supérieure à celle du Canada : Trinité-et-Tobago, le Qatar, l'Islande et le Luxembourg.

GRAPHIQUE 19 • CONSOMMATION TOTALE PAR FORME D'ÉNERGIE ET PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2019

A) Consommation par forme d'énergie

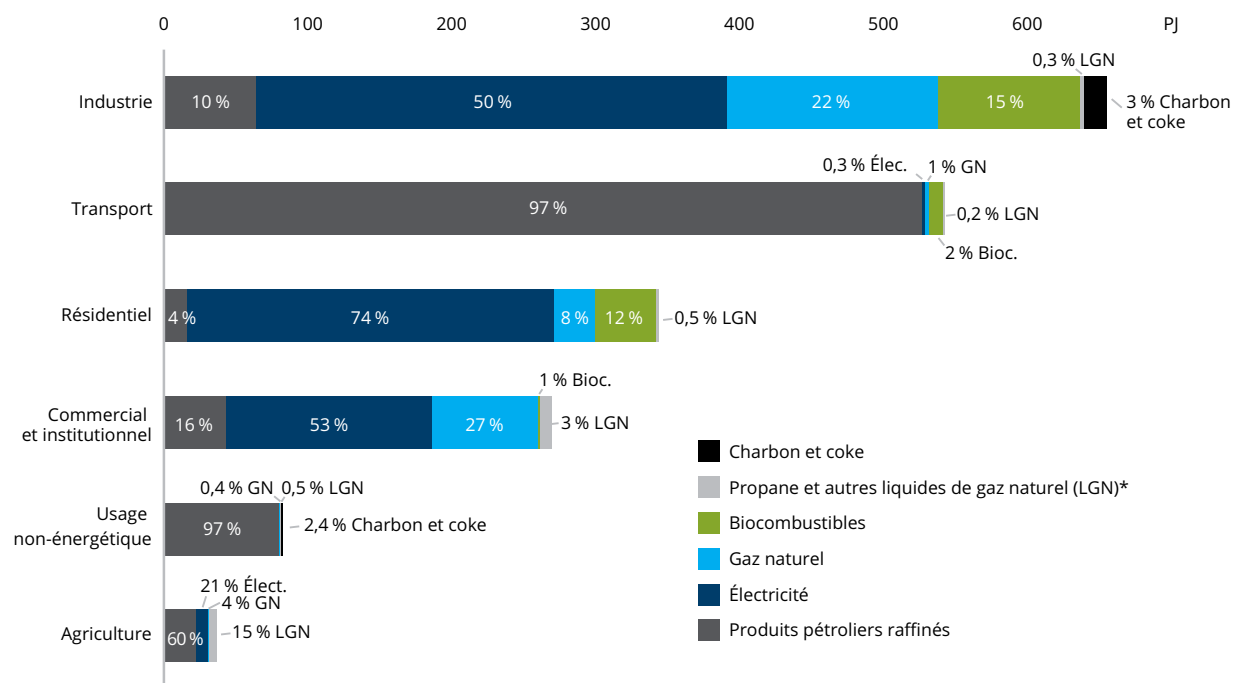


B) Consommation par secteur d'activité



Sources : voir graphique 2.

GRAPHIQUE 20 • CONSOMMATION DE DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2019



Sources : voir graphique 2.

Note : La catégorie « liquide de gaz naturel » inclut le propane et le butane.

Dans le secteur des transports, plus de 97 % de l'énergie consommée provient de produits pétroliers, tandis que l'électricité est la principale source d'énergie consommée dans les secteurs résidentiel (74 %) et industriel (51 %) (voir graphique 20). Le gaz naturel

est surtout utilisé pour des usages industriels (24 %) et pour le chauffage dans les secteurs commercial et institutionnel (28 %).



SECTEUR DES TRANSPORTS

En 2019, près du tiers de la consommation totale d'énergie au Québec, soit environ 562 PJ, était imputable au secteur des transports, selon les données de l'Office de l'efficacité énergétique. La moitié de cette consommation est attribuable au transport commercial de marchandises et de voyageurs (transport aérien, ferroviaire, local et interurbain), et l'autre moitié aux véhicules personnels (graphique 21).

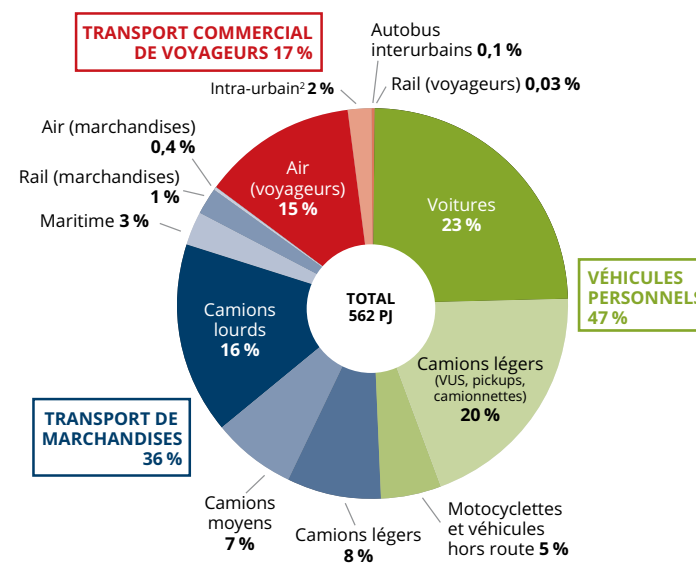
De 1990 à 2019, la consommation d'énergie totale du secteur a augmenté de 41 %. Le transport de marchandises a connu une forte croissance par rapport à celle des véhicules personnels, soit une hausse de 53 % comparativement à 19 % pour l'ensemble des véhicules personnels durant la même période (voir graphique 22). La diminution de la consommation des voitures (-26 %) a été plus que compensée par une augmentation importante de la consommation de camions légers (+197 %) en raison de la progression des ventes de ces modèles (voir l'encadré). Le transport aérien de voyageurs a également connu une hausse importante de sa consommation d'énergie depuis 1990, soit de 132 %. En fait, tous les modes de transport commercial, à l'exception du transport interurbain de voyageurs par autobus et par rail, consommaient plus d'énergie en 2019 qu'en 1990.

Tous les types de transport utilisent presque exclusivement des combustibles fossiles, les biocarburants et l'électricité occupant une place marginale à cet égard (voir graphique 23). L'ensemble du secteur du transport compte pour environ 70 % de la consommation totale des produits pétroliers utilisés à des fins énergétiques au Québec. Le transport de marchandises par camions (lourd, moyen et léger) et celui de voyageurs par avion représentent 86 % de l'énergie totale utilisée dans le secteur du transport commercial (295 PJ).

En 2020, la Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ) dénombrait 6,7 millions de véhicules en circulation au Québec, dont 5,2 millions de véhicules de promenade (voitures, camions légers incluant les véhicules utilitaires sport [VUS], motocyclettes et habitations motorisées)¹⁵. De 1990 à 2019, le parc de véhicules personnels au Québec a augmenté de 66 %, soit une hausse trois fois plus importante que la croissance démographique de la province (+22 %) (voir tableau 9). Les catégories de véhicules qui ont connu la plus forte progression durant cette période sont les camions légers pour passagers (+319 %) et les camions légers destinés au transport de marchandises (+308 %).

¹⁵ SAAQ, 2020, p. 162.

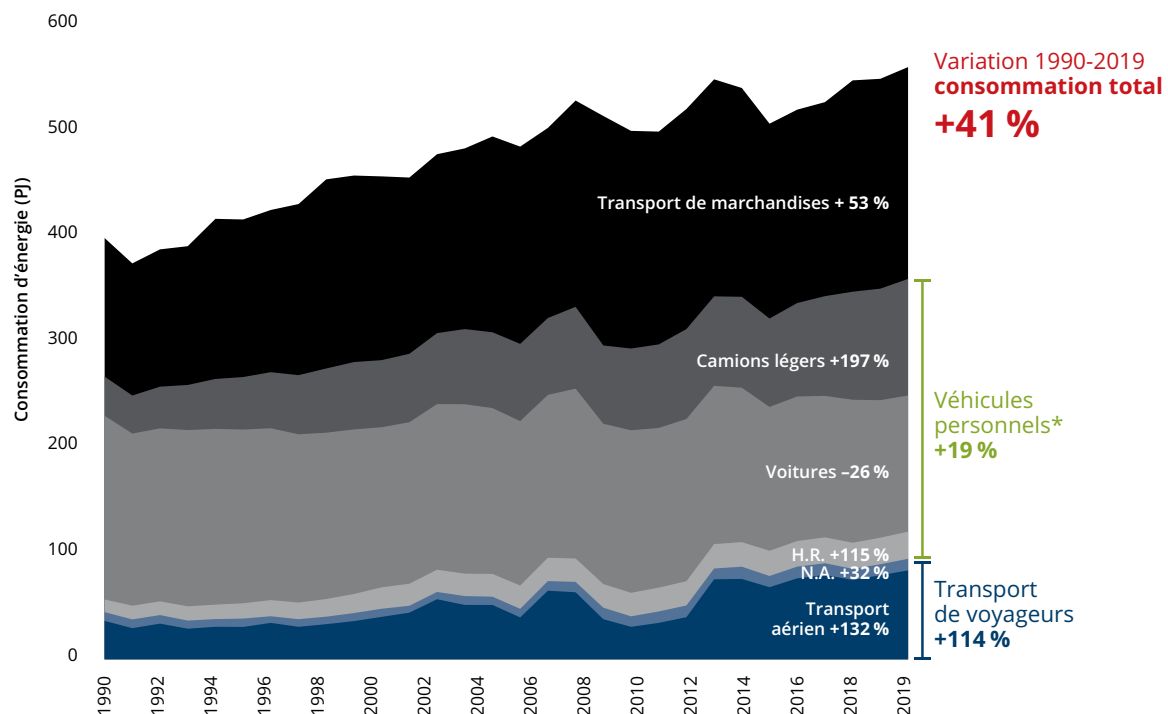
GRAPHIQUE 21 • UTILISATION DE L'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS PAR TYPE DE VÉHICULE POUR LE TRANSPORT PERSONNEL ET COMMERCIAL, 2019



Source : OÉÉ, 2021 (données préliminaires).

Note : Les activités des transports aérien, maritime et ferroviaire ne sont pas disponibles par région. Les données sur le transport aérien incluent les lignes intérieures et étrangères, considérant les modes d'utilisation énergétique recensés dans le Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada (57-003-X).

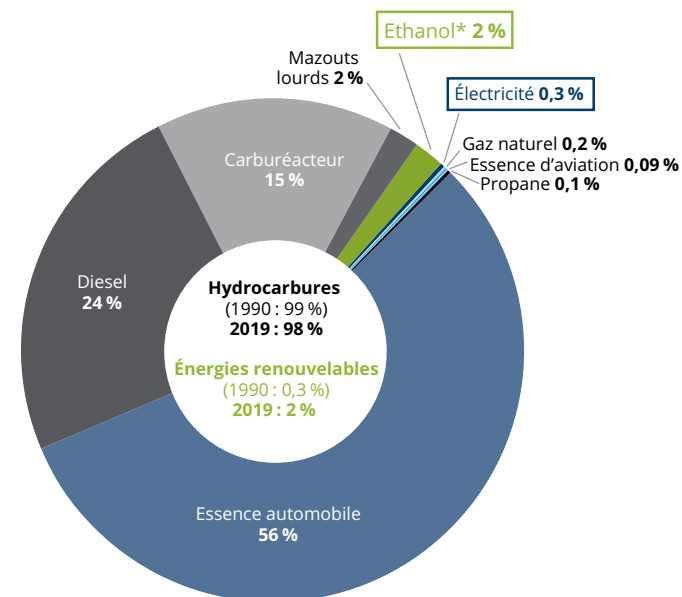
GRAPHIQUE 22 • ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR MODE DE TRANSPORT AU QUÉBEC, 1990 À 2019



Source : OEÉ, 2021 (données préliminaires).

Note : « H. R. » = Véhicules hors route. « N. A. » = Transport non aérien de voyageurs. *Inclut les motocyclettes.

GRAPHIQUE 23 • TYPES DE CARBURANTS UTILISÉS POUR LE TRANSPORT AU QUÉBEC, 2019



Source : OEÉ, 2021 (données préliminaires).

Note : *Les données sur l'éthanol datent de 2014 (10,7 PJ), car aucune valeur n'est disponible depuis 2015. Ce montant est soustrait du total pour l'essence automobile de 2019.

LA PART DE MARCHÉ DES VUS CONTINUE DE CROÎTRE

Depuis 2015, il se vend plus de camions – une catégorie qui comprend les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport (VUS) et les camionnettes – que de voitures au Québec - et l'écart se creuse d'année en année (voir graphique 24a). En effet, les voitures sont de moins en moins populaires : -61 % d'unités vendues de 2015 à 2020. Cette tendance s'observe autant au nombre d'unités vendues qu'en ce qui concerne les montants dépensés. Les sommes payées en 2020 pour tous ces camions (12,5 G\$) correspondent à plus du triple de celles consacrées aux voitures (4,3 G\$) (voir graphique 24b). Malgré la baisse des ventes en 2020, les VUS et les autres camions ont continué d'augmenter leur part de marché.

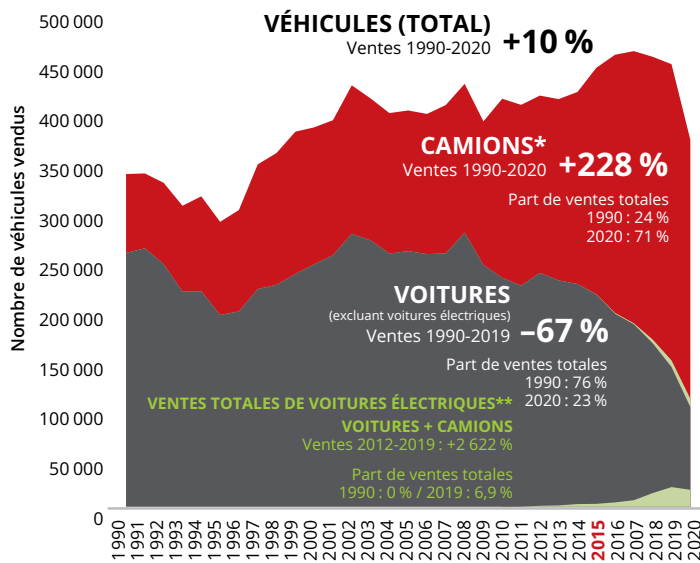
Globalement, le nombre d'unités vendues au Québec a connu un sommet en 2017, avec 468 810 unités, mais a décliné de 3 % depuis. Les montants

dépensés ont cependant augmenté de 5 % durant cette période. Cela illustre l'appétit croissant des Québécois pour des véhicules plus chers : de 37 099 \$ en 2017, le prix moyen de vente est monté à 42 168 \$ en 2020 (+14 % en trois ans seulement).

Les voitures électriques, qui font partie de la catégorie « voitures », de moins en moins convoitée par les québécois, ont connu une forte croissance depuis 2012. Or, malgré les importantes subventions gouvernementales, les VÉ ne représentaient que 7 % du marché en 2020, comparativement à 71 % pour les camions légers. Il s'est ainsi vendu environ 15 camions légers pour chaque VÉ vendu en 2020. Ces tendances sont contraires à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES.

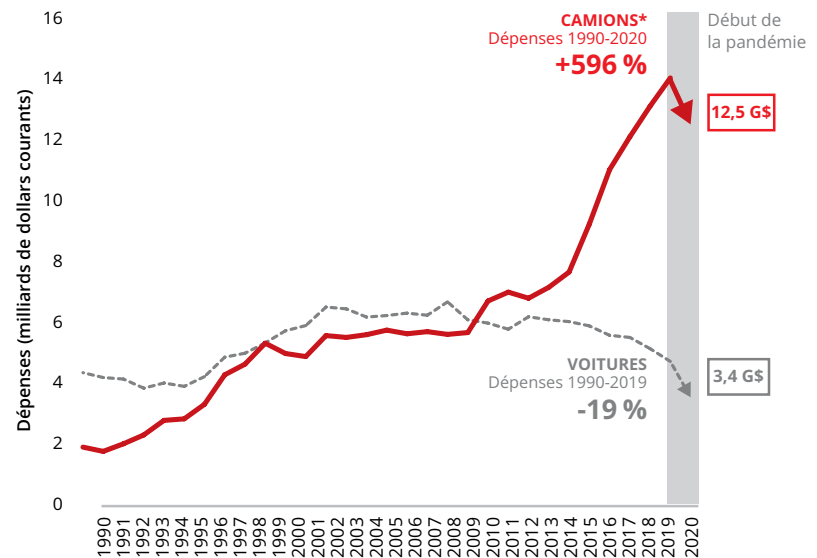
GRAPHIQUE 24 • ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET DE VOITURES VENDUS ET DES DÉPENSES LIÉES AUX VENTES DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2020

A) Ventes de véhicules (unités vendues)



Depuis 2015, il se vend plus de camions que de voitures

B) Dépenses liées aux ventes de véhicules



Source : Statistique Canada, 2021 (tableaux 20-10-0001-01 et 20-10-0021-01).

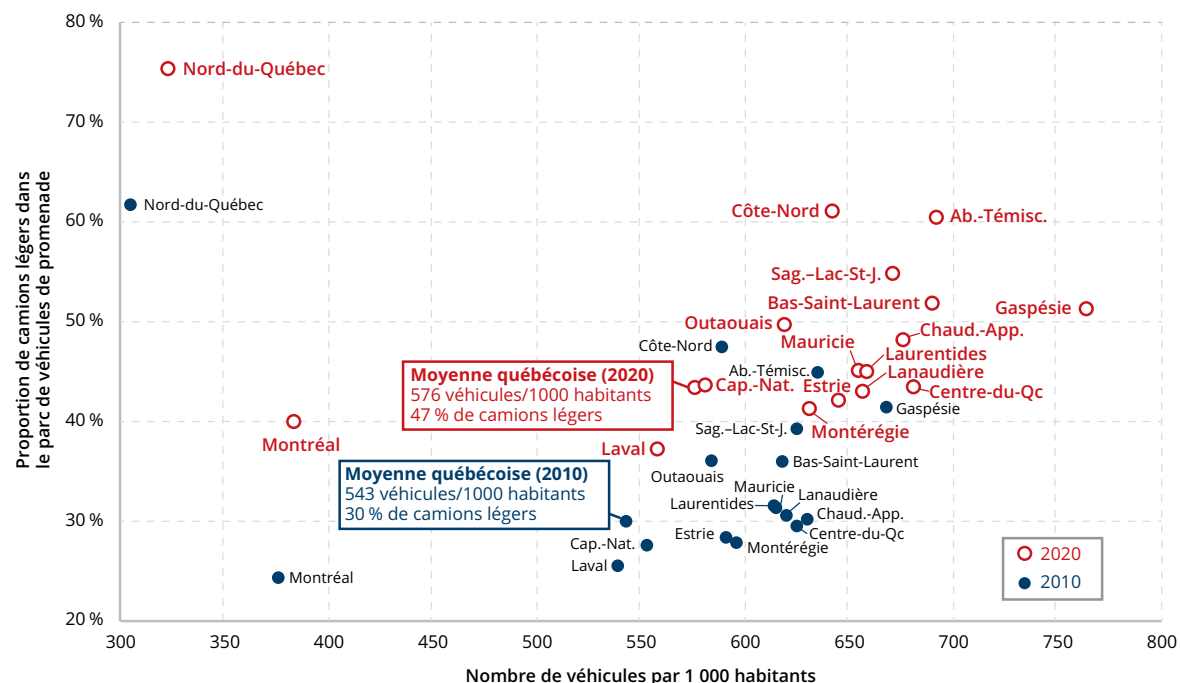
Note : *Dans la catégorie des camions, on compte les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport, les camions légers et lourds, les fourgonnettes et les autobus.

En 2020, le Québec comptait en moyenne 576 véhicules par 1 000 habitants (de tous les âges). Ce taux de motorisation est en croissance, alors qu'il n'était que de 543 en 2010 (voir graphique 25). Par ailleurs, il y a de très grandes variations régionales de taux au Québec. Montréal et le Nord-du-Québec ont, pour des raisons très différentes, des taux de motorisation très bas (sous les 400 véhicules par 1 000 habitants) alors que la Gaspésie atteint presque 764 véhicules par 1 000 habitants. Si la géographie, l'urbanisme et la diversité de l'offre de mobilité expliquent ces différences régionales, la croissance du taux de motorisation dans les régions du Québec n'a rien à voir avec ces caractéristiques physiques. Entre 2010 et 2020 la géographie du Bas Saint-Laurent, par exemple, est restée la même, mais le taux de motorisation a tout de même augmenté de 12 % (passant de 618 à 690 véhicules par 1 000 habitants).

Comme l'indique aussi le tableau 8, les Québécois optent davantage pour les véhicules individuels. La consommation moyenne d'essence a baissé de 1990 à 2019 pour tous les types de véhicules, ce qui suggère une amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules, particulièrement pour les camions lourds qui consomment désormais près d'un tiers de moins de ce qu'ils consommaient en 1990. En 2019, les voitures consommaient en moyenne 20 % moins de carburant que les camions légers pour parcourir 100 km (8,3 l contre 10,4 l); mais elles sont de moins en moins populaires.

De 1990 à 2019, le nombre de camions légers utilisés pour le transport personnel sur les routes québécoises (tableau 9), de même que leurs ventes, ont augmenté respectivement de 319 % et 277 %.

GRAPHIQUE 25 • TAUX DE MOTORISATION (NOMBRE DE VÉHICULES PAR 1 000 HABITANTS) ET PROPORTION DE CAMIONS LÉGERS DANS LE PARC DE VÉHICULES DE PROMENADE, 2010 ET 2020



Sources : SAAQ, 2015, 2021.

Cependant, au cours de la même période, le nombre de voitures ne s'est accru que de 22 %, et leurs ventes ont diminué de 34 %. Certes, la distance moyenne parcourue par les véhicules personnels et de marchandises ont diminué durant cette période, de -21 % et -8 %, mais elle s'est amplifiée considérablement pour ce qui est des camions lourds de marchandises (+61 %) en partie en raison de

la croissance du commerce globalisé et électronique, ainsi que de la pression du mode de livraison « juste à temps ».

TABEAU 9 • ÉVOLUTION DU PARC DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2019

	Nombre de véhicules en milliers (2019)	Évolution 1990-2019	Ventes de véhicules en milliers (2019)	Évolution 1990-2019	Distance moyenne parcourue, km (2019)	Évolution 1990-2019	Consommation moyenne de carburant, litres/100 km (2019)	Évolution 1990-2019	Nombre de véhicules par mille habitants (2019)	Évolution 1990-2019
Personnel	5 440	66 %	377	22 %	13 786	-21 %	9,3	-17 %	640	36 %
Voitures	3 418	22 %	168	-34 %	13 035	-25 %	8,3	-19 %	402	0 %
Camions légers	2 022	319 %	208	277 %	15 054	-17 %	10,4	-15 %	238	245 %
Marchandises	879	191 %	87	221 %	28 691	-8 %	19,6	-29 %	103	139 %
Camions légers	563	308 %	58	268 %	21 073	-16 %	10,5	-15 %	66	236 %
Camions moyens	229	126 %	23	181 %	21 956	-2 %	19,9	-28 %	27	86 %
Camions lourds	88	40 %	7	98 %	94 679	61 %	28,5	-33 %	10	15 %

Source : OÉÉ, 2021 (données préliminaires).

Note : Le calcul des distances moyennes parcourues pour le transport personnel et de marchandises a été modifié par rapport aux éditions précédentes. C'est maintenant une moyenne pondérée par rapport au nombre de véhicules par catégorie qui est calculée.

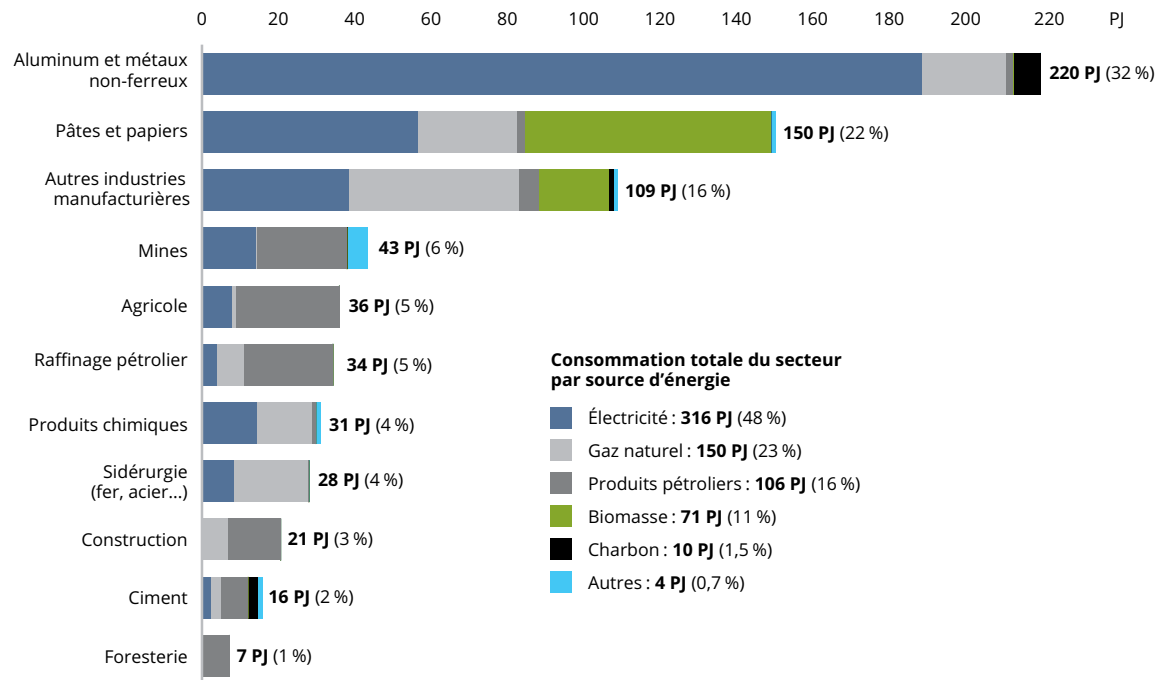


SECTEUR INDUSTRIEL

En 2019, le secteur industriel (y compris l'industrie agricole) était le plus grand consommateur d'énergie au Québec, avec 770 PJ (OEÉ, 2021). Ce secteur compte pour environ 40 % de la consommation énergétique totale et environ 16 % des émissions de GES liées à la consommation d'énergie de la province. Lorsqu'on prend en considération les émissions de GES non énergétiques (procédés, agriculture et déchets), les émissions du secteur sont estimées à environ 46 % du bilan québécois (voir graphique 40). Les industries manufacturières, de l'aluminium et des pâtes et papiers représentent près de 70 % de la consommation d'énergie totale du secteur. L'électricité couvre près de la moitié de la consommation d'énergie du secteur industriel, suivie du gaz naturel (21 %), des produits pétroliers (16 %) et de la biomasse (12 %) (voir graphique 26).

En matière de consommation moyenne par habitant du secteur industriel, le Québec se situe devant beaucoup de pays, notamment le Canada, les États-Unis et l'Allemagne. Ces deux derniers pays utilisent deux fois moins d'énergie par habitant qu'au Québec (voir graphique 18). Cela s'explique en partie par le type d'industries qui sont venues s'établir ici : l'hydroélectricité à bon marché a attiré des industries énergivores. Les pertes énergétiques par sous-secteur industriel sont également importantes : pour chaque unité d'énergie utile pour les consommateurs industriels, près de deux unités d'énergie sont perdues sans être valorisées dans l'économie¹⁶.

GRAPHIQUE 26 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'ACTIVITÉ DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL AU QUÉBEC, 2019



Sources : OEÉ, 2021 (données préliminaires).

Note : Les unités de PJ à droite des barres représentent la consommation totale d'énergie pour un type d'activité donné; le pourcentage entre parenthèses correspond à la part de la consommation d'énergie d'un type d'activité par rapport à la consommation totale du secteur industriel. La catégorie « produits pétroliers » inclut le diesel, les mazouts légers et lourds, le kérosène, le gaz de distillation, le coke pétrolier, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et les liquides de gaz naturel (LGN), ainsi que l'essence à moteur (en agriculture seulement). La catégorie « autres » inclut la vapeur, les combustibles résiduels de l'industrie du ciment, le coke et le gaz des fours à coke.

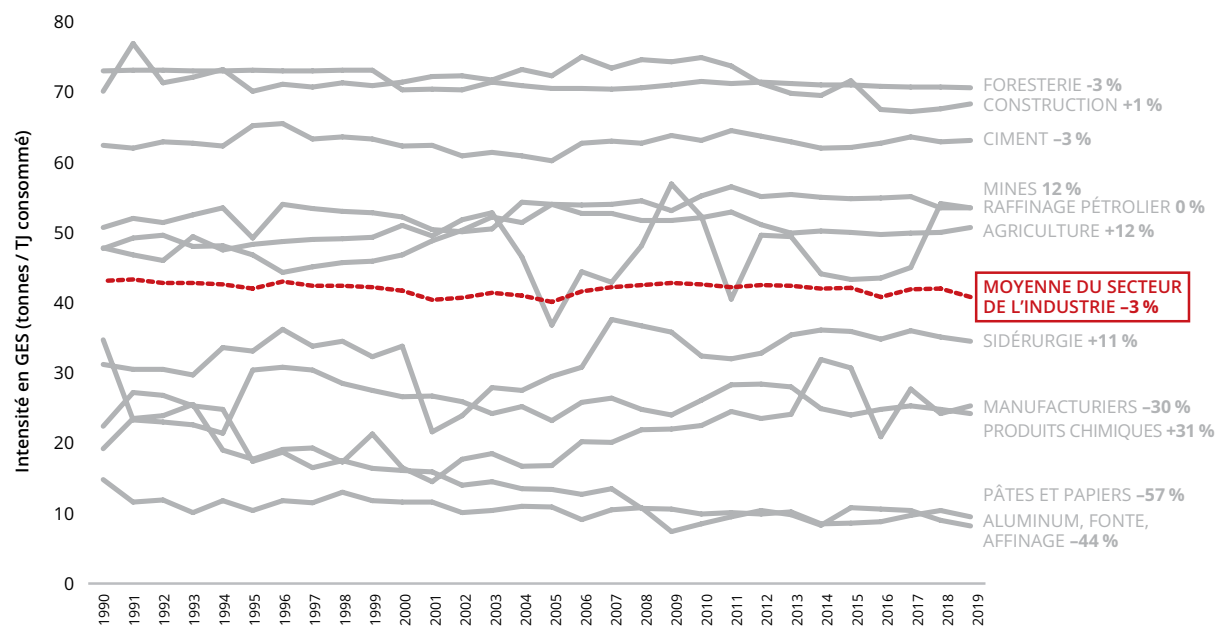
¹⁶ Voir État de l'énergie 2020, p. 38.

De 1990 à 2019, les émissions de GES liées à l'énergie pour l'ensemble du secteur industriel – excluant les émissions provenant de sources non énergétiques – ont diminué de 11 %, principalement en raison de la chute (-68 %) des émissions dans l'industrie des pâtes et papiers. À cela s'ajoute les fermetures des usines d'ArcelorMittal à Lachine (2008), d'Acier Inoxydable Atlas à Sorel-Tracy (2004) et de la raffinerie Shell à Montréal-Est (2010). Lorsqu'on exclut les émissions du secteur des pâtes et papiers, on constate que tous les autres secteurs industriels ont enregistré une augmentation de leurs émissions de 8 % par rapport à 1990. De façon globale, les émissions sont à la hausse depuis 2010, soit de 4 %, avec les secteurs de la sidérurgie (+53 %), les mines (+43 %), la construction (+32 %) et le ciment (+26 %) ayant connu les plus fortes augmentations.

L'intensité en émissions de GES industrielles par unité d'énergie consommée a légèrement diminué depuis 1990 (-3 %), ce qui laisse croire que le secteur industriel en général a peu décarbonisé ses sources d'approvisionnement (voir graphique 27). Certains secteurs ont connu des baisses importantes d'intensité (pâte et papiers, -57 %; aluminium, fonte et affinage, -44 %; manufacturier, -30 %) alors que d'autres ont vu l'intensité de leur GES augmenter. C'est le cas pour la fabrication de produits chimiques (+31 %), l'agriculture (+12 %), les mines (+12 %) et la sidérurgie (+11 %), par exemple.

Les grands consommateurs font des choix de combustibles en fonction des coûts et des contraintes sur les émissions. En analysant les fluctuations observées, on s'aperçoit que les conversions vers des sources d'énergie plus sobres en GES se font

GRAPHIQUE 27 • ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES LIÉE À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 À 2019



Source : OÉÉ, 2019, 2021 (données préliminaires).

Note : Le graphique ne reflète pas les diminutions de consommation d'énergie liées à l'efficacité énergétique.

possiblement lorsque les prix de celles-ci sont favorables par rapport à ceux des hydrocarbures. Mais, lorsque leurs prix deviennent moins compétitifs, ces sources d'approvisionnement plus propres sont délaissées. Il faut cependant noter que le graphique ne reflète pas les éventuelles diminutions de consommation d'énergie liées à l'efficacité énergétique.

LE SAVIEZ-VOUS ?

APERÇU DES RETOMBÉES DU PROGRAMME ÉCOPERFORMANCE

Préparé avec la collaboration du MERN.

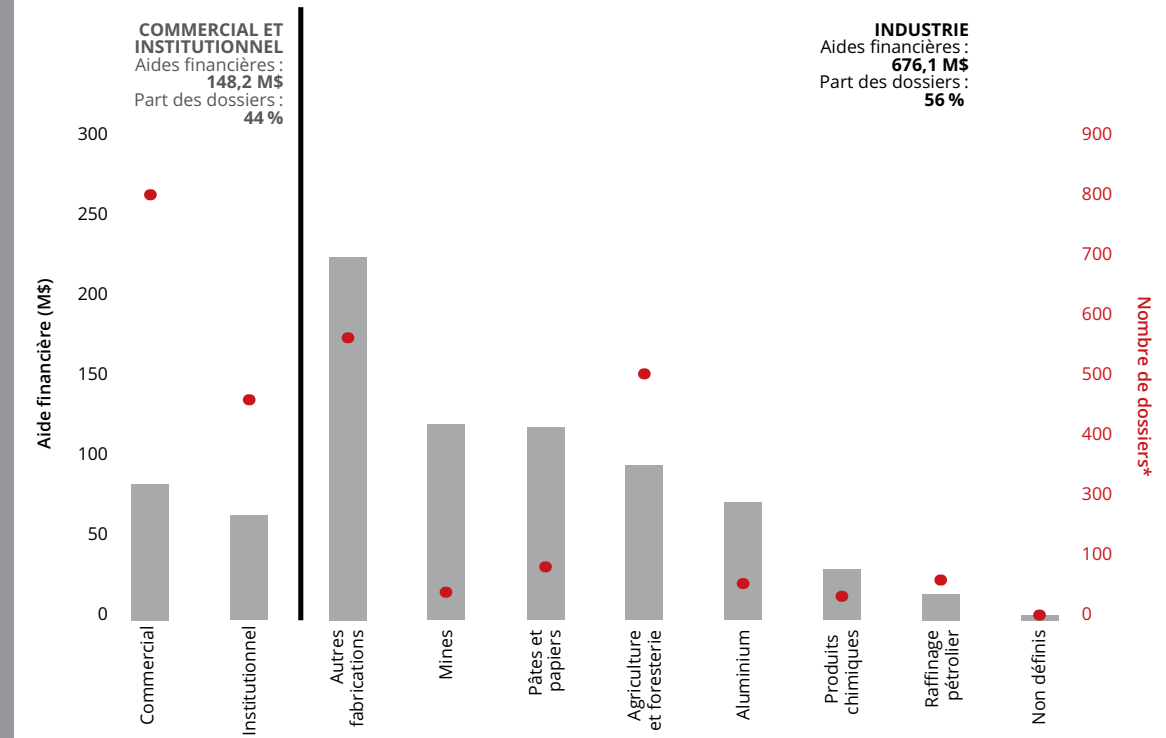
ÉcoPerformance est l'un des programmes phares de réduction d'émissions de GES au Québec. Il finance de mesures liées à la consommation et à la production d'énergie en entreprise, de même qu'à l'amélioration des procédés non énergétiques. Géré par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), il s'adresse à une clientèle variée, dont plus de la moitié provient du secteur industriel, y compris le secteur agricole (voir le graphique 28). L'initiative a été lancée en 2013, avec un budget initial de 344,25 M\$, dont environ 90 % provenait du Fonds d'électrification et de changements climatiques (antérieurement appelé le Fonds Vert) et 10 % de la quote-part des distributeurs d'énergie. Au fil des ans, le budget a été bonifié par d'autres contributions fédérales et provinciales (PACC et PEV), pour un total de 824 M\$ entre 2013 et 2021. Cet encadré présente des données préliminaires des retombées du programme en date du 27 septembre 2021.

Pour le secteur industriel, environ 30 % des demandes de financement provenait de grands consommateurs¹⁷ d'énergie, tandis que 70 % venaient de petits et moyens consommateurs. Les projets financés étaient principalement des mesures technologiques d'efficacité énergétique, pour réduire la consommation de combustibles fossiles (74 %), et de conversion vers des énergies renouvelables (17 %). La balance (9 %) comprenait des mesures de gestion de l'énergie (ex.,

déploiement de la certification ISO 50001), de réduction des émissions fugitives et d'analyses détaillées de profile énergétique. Des projets ponctuels, tels que le déploiement d'éoliennes dans le secteur minier, de valorisation des rejets thermiques dans les

usines de pâtes et papiers et la réduction de GES liés à la production d'aluminium primaire, sont d'autres réalisations financées par le programme. Depuis 2013, les aides financières de 676 M\$ pour l'industrie a bénéficié autant à

GRAPHIQUE 28 • RÉPARTITION DES AIDES FINANCIÈRES DU PROGRAMME ÉCOPERFORMANCE, PAR SOUS-SECTEURS, ENTRE 2013-2021



Source : MERN, 2021 (données préliminaires).

Note : Ces montants reflètent les contributions fédérales et provinciales (PACC et PEV) en date du 27 septembre 2021. Cette répartition inclut deux projets industriels approuvés par décret gouvernemental. *Le nombre de dossiers représente le nombre de mesures ou projets financés par ÉcoPerformance et non le nombre de bénéficiaires. Ainsi, plus d'un dossier peut être attribué à un participant au programme.

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

l'exploitation minière (120 M\$), aux pâtes et papier (118 M\$) et à l'agriculture et la foresterie (95 M\$)¹⁸ (voir graphique 28).

Les émissions de GES attribué au secteur industriel et agricole comptent pour près de 44 % du total annuel des émissions québécoises, dont 16 % proviennent de sources énergétiques et 28 % de source non énergétiques (voir section 4 de

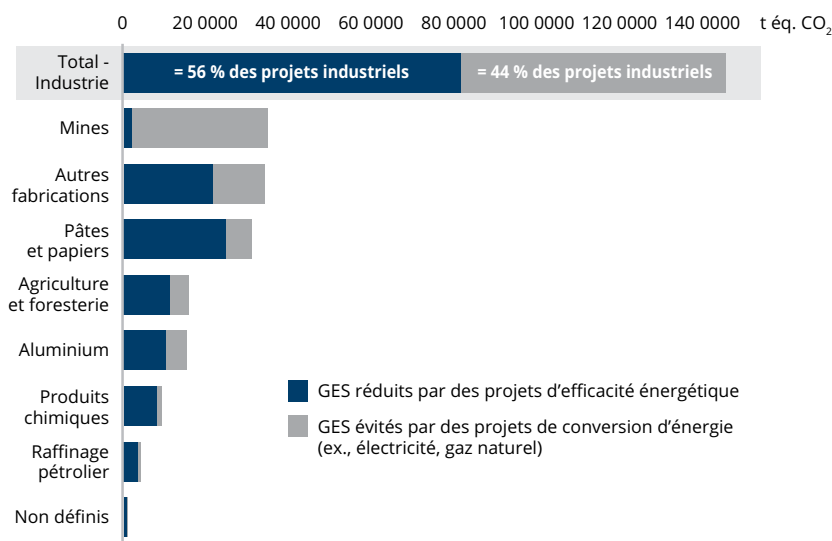
ce rapport). Le programme ÉcoPerformance est composé de deux volets, l'un sur l'analyse et l'autre sur l'implantation. La quasi-totalité des réductions de GES résultent du volet d'implantation. Le programme ÉcoPerformance aurait permis d'éviter ou réduire environ 1,5 Mt éq. CO₂ dans ce secteur¹⁹ entre 2013 et 2021 (voir graphique 29) et il est estimé que cette réduction pourrait atteindre environ 2 Mt en 2030 (graphique 30).

¹⁷ Un « grand consommateur » : un participant ayant une consommation énergétique supérieure ou égale à 36 000 GJ par année, autre qu'électrique.

¹⁸ Des programmes complémentaires à ÉcoPerformance sont disponibles pour le secteur industriel, tel que le Programme d'aide financière à l'investissement du MFQ ou la Mesure d'aide pour la décarbonisation du secteur industriel québécois (MADI) et la mise en consigne réservé aux établissements assujettis au RSPED (MELCC).

¹⁹ Résultats du PACC 2013-2020 et PEV 2030

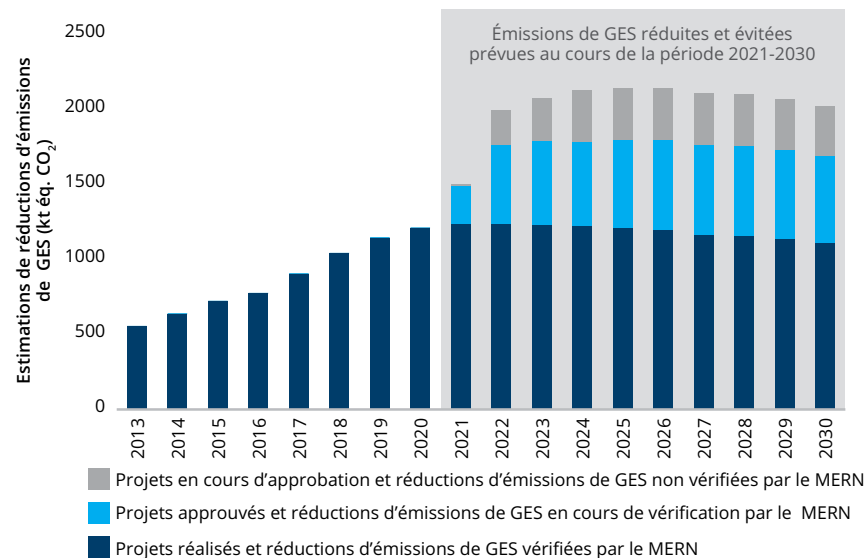
GRAPHIQUE 29 • ESTIMATIONS D'ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉS ET RÉDUITES ATTRIBUÉES AUX PROJETS EN INDUSTRIE DU PROGRAMME ÉCOPERFORMANCE, ENTRE 2013-2021



Source : MERN, 2021 (données préliminaires).

Note : Estimations en date du 27 septembre 2021. La quasi-totalité des réductions de GES résultent du volet « Implantation » du programme d'ÉcoPerformance. Ces estimations incluent deux projets industriels approuvés par décret gouvernemental.

GRAPHIQUE 30 • ESTIMATIONS DES RÉDUCTIONS D'ÉMISSIONS DE GES ANNUELLES RÉALISÉES ET PRÉVUES ATTRIBUÉES AUX PROJETS INDUSTRIELS DU PROGRAMME ÉCOPERFORMANCE



Source : MERN, 2021 (données préliminaires).

Note : Estimations en date du 27 septembre 2021. La quasi-totalité des réductions de GES résultent du volet « Implantation » du programme. Ces estimations incluent les projets industriels approuvés par décret gouvernemental. Limites méthodologiques : selon une évaluation réalisée par Econoler (2021, p.23), le niveau de suivi du MERN de la conformité des projets d'implantation était adéquat, mais la méthodologie des rapports de suivi annuel durant la période d'engagement ne serait pas suffisante pour assurer que les économies d'énergie prévues (et donc les GES évités qui en découlent) soient atteintes pour les projets qui ne les atteignent pas à la première année de suivi. Seul un suivi non formellement défini serait effectué pour ces dossiers. Le MERN vise à visiter 10 % des projets subventionnés, mais cette cible n'a pas été atteinte pour les années financières évaluées par Econoler.

SECTEUR DU BÂTIMENT – RÉSIDENTIEL



En 2019, le secteur résidentiel utilisait environ 351 PJ, soit 18 % de la consommation totale d'énergie au Québec. De cette énergie, 63 % étaient consacrés au chauffage des logements, 18 % au fonctionnement des appareils électriques et 13 % au chauffage de l'eau (voir graphique 31). L'éclairage ne comptait que pour 4 % de la consommation énergétique totale de ce secteur et la climatisation pour 2 %. La consommation énergétique consacrée à ce dernier usage, bien que faible par rapport aux autres, a connu la plus forte croissance depuis 1990, soit +30 %. L'électricité est la source principale d'énergie consommée par ce secteur (73 %), suivie du bois de chauffage (14 %), du gaz naturel (7 %) et du mazout (5 %) (voir graphique 32).

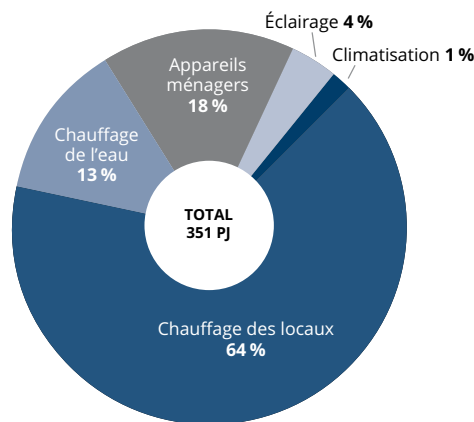
De 1990 à 2019, la consommation énergétique annuelle par mètre carré (intensité énergétique) est passée de 1,1 à 0,7 GJ, soit une diminution de -34 %. Cette baisse est liée à une amélioration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments ainsi qu'au réchauffement climatique. La quantité d'énergie consommée par ménage n'a cependant diminué que de -20 % (de 119 GJ/an à 95 GJ/an). Cela s'explique par la croissance de la surface moyenne de plancher à la disposition des ménages, c'est-à-dire la grandeur des logements. Ainsi, de 1990 à 2019, la surface moyenne des logements s'est accrue de 21 % (voir graphique 33).

Le nombre total de logements au Québec a par ailleurs connu une hausse de 45 %, alors que la population n'augmentait que de 22 %. Cela s'explique par une diminution du nombre de personnes par ménage. La surface moyenne de plancher augmente non seulement parce que les logements habités sont plus grands, mais aussi parce que le parc de maisons unifamiliales et attenantes croît plus rapidement que celui des appartements (incluant les condos). En plus d'être de plus petite taille, les appartements requièrent 27 % moins d'énergie par m² par année qu'une maison unifamiliale (voir graphique 34). Cela explique qu'un ménage vivant en appartement

consomme près de 44 % moins d'énergie qu'un ménage occupant une maison unifamiliale.

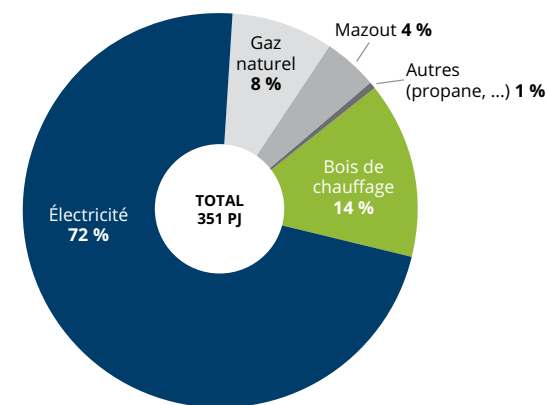
La réduction de l'intensité énergétique du secteur a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur résidentiel, qui est attribuable à la croissance de la population et à sa préférence pour les plus grands logements (voir graphique 33). Reste néanmoins que la consommation énergétique totale du secteur a augmenté de 15 % durant la période allant de 1990 à 2019.

GRAPHIQUE 31 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'UTILISATION DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2019



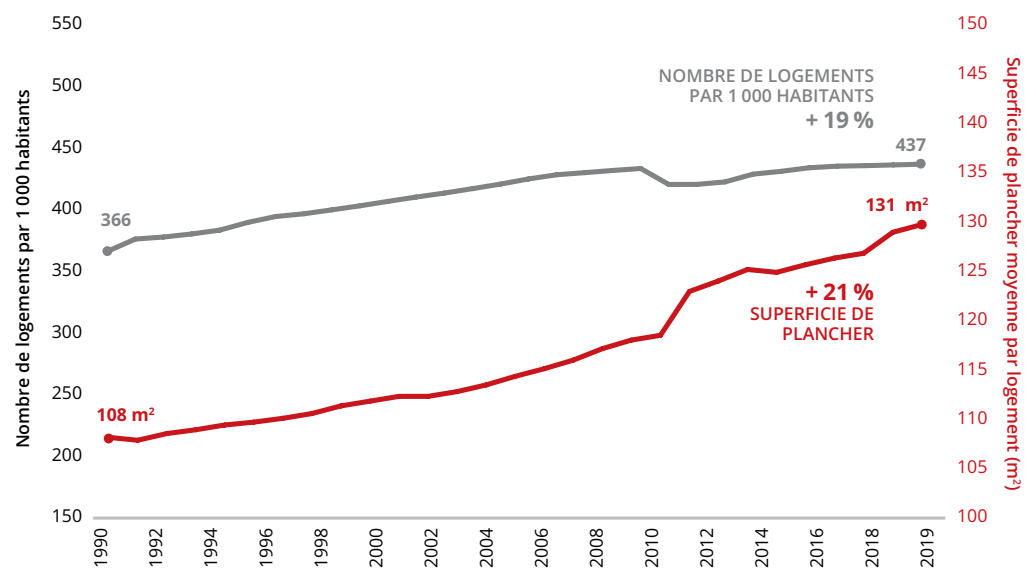
Source : OEÉ, 2021 (données préliminaires).

GRAPHIQUE 32 • CONSOMMATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2019



Source : OEÉ, 2021 (données préliminaires).

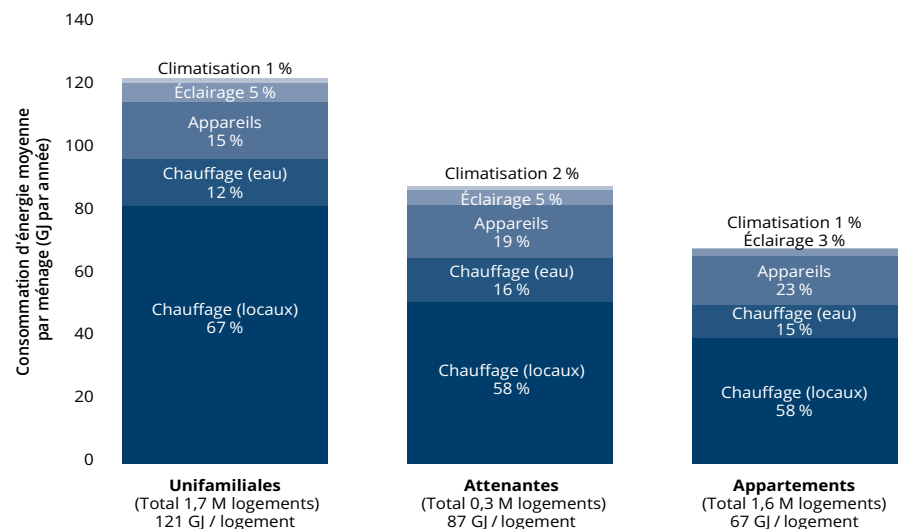
GRAPHIQUE 33 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DU NOMBRE DE LOGEMENTS PAR 1 000 HABITANTS, 1990 À 2019



Source : OÉÉ, 2021 (données préliminaires).

La réduction de l'intensité énergétique du secteur résidentiel a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur, bien que celle-ci ait augmenté de 15 % durant la période allant de 1990 à 2019.

GRAPHIQUE 34 • MOYENNE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ANNUELLE PAR MÉNAGE QUÉBÉCOIS ET PAR TYPE DE LOGEMENT, 2019



Source : OÉÉ, 2021 (données préliminaires).

Note : Le nombre de logements de chaque type est indiqué entre parenthèses sous les barres. Il est important de souligner que la consommation totale par logement a été révisée à la baisse par rapport aux années précédentes par Ressources naturelles Canada. Cela affecte particulièrement les maisons unifamiliales, dont la consommation estimée est passée de 136 Gj en 2018 à 121 Gj 2019 (une baisse de 11%).

SECTEUR DU BÂTIMENT – COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL



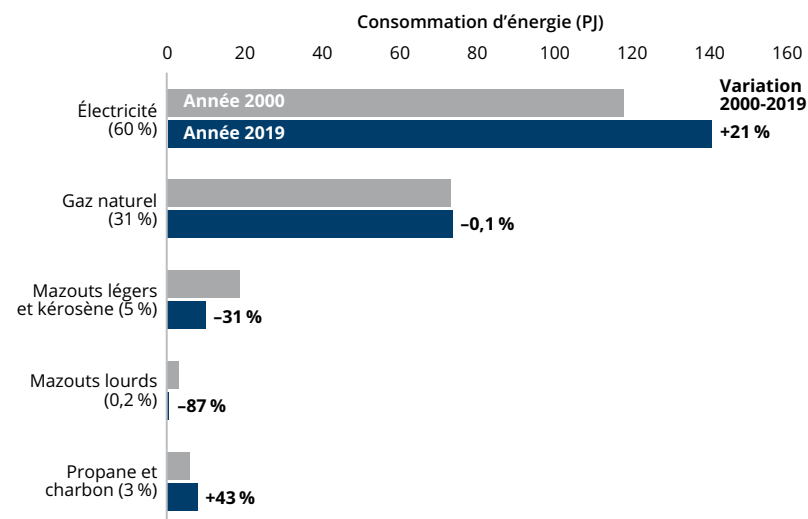
En 2019, 14 % de la consommation d'énergie québécoise était attribuable au secteur commercial et institutionnel. Ce secteur consomme principalement de l'électricité (60 %) et du gaz naturel (31 %) (voir graphique 35a), surtout pour le chauffage des bâtiments, qui représente la moitié de la consommation totale d'énergie par type d'utilisation (voir graphique 35b). La superficie de plancher à chauffer revêt ainsi une grande importance dans ce secteur (47 %). Viennent ensuite l'utilisation d'équipements auxiliaires (20 %) et l'éclairage (17 %).

Les bureaux, les immeubles gouvernementaux et les établissements d'enseignement, constituent plus de 50 % de la superficie de plancher totale du secteur (145 millions de m²). Ils accaparent près de la moitié de la consommation d'énergie du secteur (voir graphique 36). Toutefois, les activités liées à l'hébergement et aux services de restauration, suivies de celles des services de santé et d'assistance sociale ainsi que de l'industrie de l'information et de la culture (communication), sont les plus énergivores par unité de surface de plancher. Cela est en partie dû à l'utilisation d'équipements spécialisés.

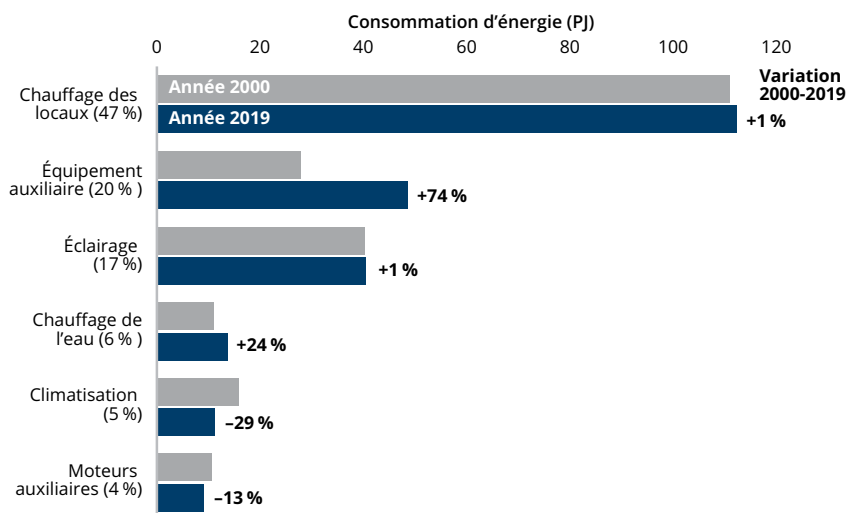
Si des gains en intensité énergétique ont été enregistrés dans la consommation totale d'énergie par mètre carré de superficie (amélioration de 13 % depuis 2000), ceux-ci ont été annulés par la hausse des besoins en énergie. Cette hausse est attribuable à l'élargissement de la superficie à chauffer (+25 % de 2000 à 2019; voir graphique 37) et à une plus grande présence d'équipements auxiliaires (ordinateurs, imprimantes, appareils électroniques, etc.), dont la consommation totale s'est accrue de 74 % durant la même période.

GRAPHIQUE 35 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SOURCE D'ÉNERGIE ET PAR UTILISATION FINALE DANS LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2000 ET 2019

A) Consommation par source d'énergie



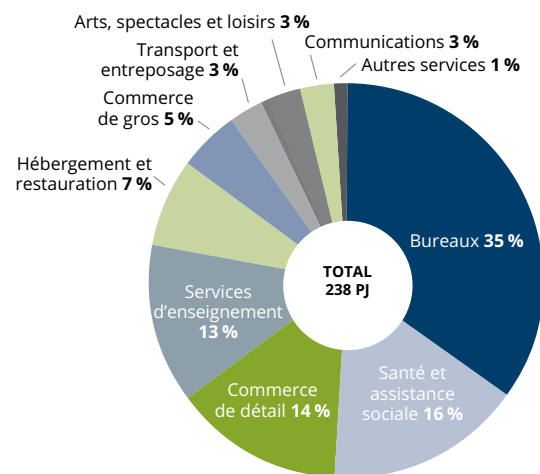
B) Consommation par utilisation finale d'énergie



Source : OÉÉ, 2021 (données préliminaires).

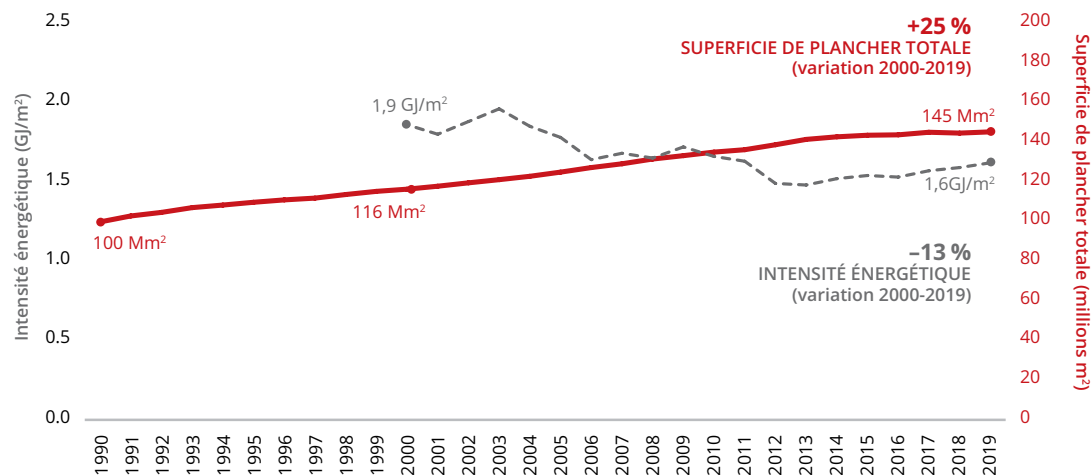
Note : Le pourcentage entre parenthèses, à droite des catégories de source d'énergie, correspond à la part de cette source dans le total d'énergie consommée par le secteur. L'OÉÉ n'a pas mis à jour les données avant l'année 2000 et a utilisé une nouvelle méthodologie pour calculer les consommations énergétiques du secteur commercial et institutionnel. Ainsi, les données de la série 2000 à 2019, de cette année, diffèrent considérablement de celle de l'année passée pour la période 1990 à 2017. * La classification de l'OÉÉ agglomère le propane et le charbon; or l'utilisation du charbon dans le secteur commercial et institutionnel au Québec est nulle.

GRAPHIQUE 36 • CONSOMMATION PAR SOUS-SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2019



Source : OÉÉ, 2021 (données préliminaires).

GRAPHIQUE 37 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2000 À 2019



Source : OÉÉ, 2019, 2021 (données préliminaires).

Note : L'OÉÉ a cessé de publier les données pour les années 1990-1999 depuis 2019. Les données pour la superficie de plancher totale proviennent de la série 1990-2017 publié en 2019.

3.4 • EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

La transformation de l'énergie engendre des pertes énergétiques qui surviennent au cours de sa production, de son transport et de sa consommation. Lorsque ces pertes sont minimisées, le système devient plus productif, car plus d'énergie est rendue disponible pour générer des activités et des retombées économiques. L'amélioration de l'efficacité du système énergétique constitue donc un moteur de productivité, de compétitivité et de croissance économique puisqu'elle permet de réduire l'énergie nécessaire pour générer un dollar de richesse.

Le graphique 38 montre les principales sources de pertes d'énergie liées au système énergétique québécois. En 2019, 52 % de l'énergie totale au Québec était perdue et n'apportait aucune valeur ajoutée à l'économie. En effet, seulement 1 049 PJ d'énergie étaient disponibles pour répondre aux besoins des consommateurs, alors que 1 169 PJ étaient perdues à cause des inefficacités du système (voir la colonne « Efficacité du système » dans le graphique 2). Autrement dit, pour chaque unité d'énergie utilisable par les consommateurs, plus d'une unité était perdue dans le système.

Le secteur du transport est responsable de 35 % de ces pertes, comparativement à 30 % pour le secteur industriel et 13 % pour le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel). Dans le cas du transport, 77 % de l'énergie est perdue au moment de sa consommation, comparativement à 34 % et 25 % pour les industries et le secteur du bâtiment, respectivement.

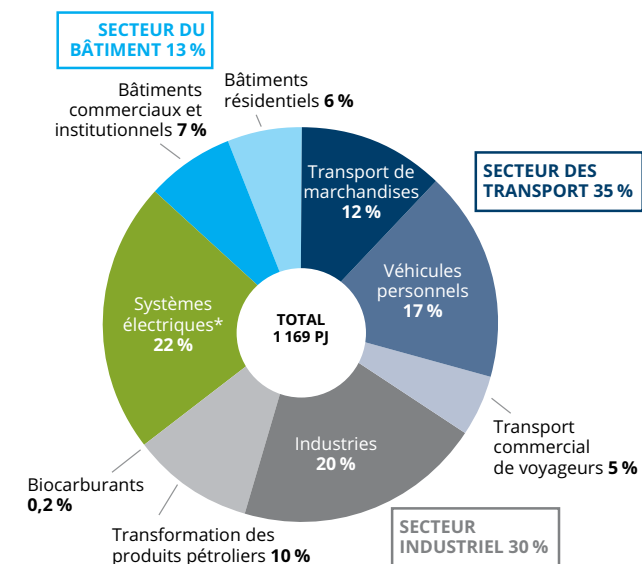
Ces résultats démontrent que le secteur des transports est beaucoup moins efficace que les autres, ce qui laisse à penser que des efforts prioritaires devraient lui être consacrés

pour réduire les pertes encourues. Plusieurs solutions contribueraient à amenuiser ces pertes, notamment un resserrement des normes ou des mesures fiscales visant à réduire la consommation de carburants pour décourager l'achat de véhicules énergivores. On pourrait recourir davantage à l'usage de moteurs électriques et intensifier le covoiturage, le transport en commun et le transport actif.

La chaleur générée à travers la chaîne de valeur de l'énergie (production, transformation, distribution, consommation), mais non entièrement utilisée est la principale cause des pertes d'énergie. Quelques 22 % et 10 % des pertes totales du système énergétique sont respectivement attribuables à la production et la distribution d'électricité ainsi qu'à la transformation de produits pétroliers. Toutefois, cela correspond généralement à moins de 15 % de l'énergie utilisée dans leurs activités de transformation et de transport.

L'efficacité énergétique pourrait être améliorée dans les secteurs de la consommation énergétique. Des évaluations du potentiel technico-économique (PTÉ) des réductions de la consommation annuelle

GRAPHIQUE 38 • SOURCES DES PERTES D'ÉNERGIE LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS, 2019



Sources : Voir les sources du graphique 2.

Note : *Pertes liées à la production d'électricité (conversion de l'énergie primaire en énergie électrique), ainsi qu'à son transport et sa distribution.

dans certains secteurs ont été réalisées pour Hydro-Québec, Énergir et le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (maintenant le sous-ministériat à l'Innovation et la Transition énergétique du MERN). Ce potentiel constitue une estimation techniquement et économiquement réalisable d'une réduction de la quantité d'énergie annuelle consommée, tout en conservant un niveau similaire de services (voir tableau 10). Il a été déterminé qu'il existait un potentiel annuel d'économie d'énergie de près de 14 % en électricité et de 13 % en gaz naturel relativement à la consommation de 2021 et 2017, selon le contexte technologique et économique de ces mêmes années. Dans le cas des produits pétroliers utilisés pour le transport, c'est 24 % de la demande de 2017 qui aurait pu être évitée.

La Régie de l'énergie exige aux distributeurs, Énergir, Gazifère et Hydro-Québec Distribution, de mettre à jour leurs PTÉ en efficacité énergétique aux cinq ans. Pour la période 2018-2023, Hydro-Québec avait l'obligation de déposer sa mise à jour en août 2021, tandis qu'Énergir devra le faire en mars 2023. Malheureusement, pour les produits pétroliers, dont le MERN a le mandat d'assurer l'atteinte de la cible de réduction de -40 % d'ici 2030, il n'existe aucune exigence pour ces mises à jour.

TABLEAU 10 • ÉVALUATION DU POTENTIEL TECHNO-ÉCONOMIQUE (PTÉ) D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE POUR DIFFÉRENTS SECTEURS DE CONSOMMATION

	Résidentiel	Commercial et institutionnel	Agricole	Grande industrie	Petite et moyenne industrie (PMI)	TRANSPORT		TOTAL	
						Marchandises	Personnes	GWh	PJ
Électricité (GWh)*								GWh	PJ
Réduction de la consommation possible (PTÉ 5 ans)	5 147	8 208	389	9 305	1 459			24 508	88
Consommation en 2021	68 764	39 741	1 856	55 195	8 407			173 963	626
% de réduction du total en 2021	7,5 %	20,7 %	21,0 %	16,9 %	17,4 %				14 %
Gaz naturel (Mm³)								Mm³	PJ
Réduction de la consommation possible (PTÉ)	54	288	n.d	301	61			704	27
Consommation en 2017	575	1 899	n.d	2 472	648			5 594	216
% de réduction du total en 2017	9,4 %	15,2 %	n.d	12,2 %	9,3				13 %
Carburant (millions de litres)*								ML	PJ
Réduction de la consommation possible (PTÉ)						1 449	1 443	2 892	107
Consommation en 2017						4 966	6 982	11 948	434
% de réduction du total en 2017						29,2 %	20,7 %		24 %

Sources : Hydro-Québec, 2021; J. Harvey Consultant & Associés, 2017 et 2021; Genivar inc., 2013; Technosim, 2021; EIA, 2021.

Note : *Les PTÉ d'efficacité énergétique de produits pétroliers pour le transport de marchandises et de personnes ont été convertis à partir de facteur de conversion énergétique pour l'essence de 34,66 GJ/1000 L et de 38,68 GJ/1000 L pour le diesel (selon le MRNF, 2012). Les économies d'énergie dans le transport de personnes (en PJ) ont été entièrement converties en millions de litre d'essence. Les PTÉ dans le transport correspondent aux économies totales d'énergie et non les économies de carburant liées à la conversion (ex., conversion du diesel au gaz naturel).

4 ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE



Les émissions liées à la production, au transport et à la consommation d'énergie sont responsables de 70 % des émissions totales de GES du Québec. Selon l'Inventaire officiel canadien des gaz à effet de serre pour la période 1990-2019. Les émissions de GES du Québec s'élevaient à 83,7 Mt éq. CO₂ en 2019, ce qui représente une réduction de 3 % par rapport aux émissions de 1990. Or, par rapport à l'année précédente, celles-ci ont légèrement augmenté, soit de 1,5 %. La cible de réduction des émissions de GES est de -20 % en 2020 et de -37,5 % en 2030. Les émissions liées à l'énergie, quant à elles, s'élevaient à 58,8 Mt en 2019 et ont augmenté de 1,2 % depuis 1990 et de 1,7 % depuis 2018.

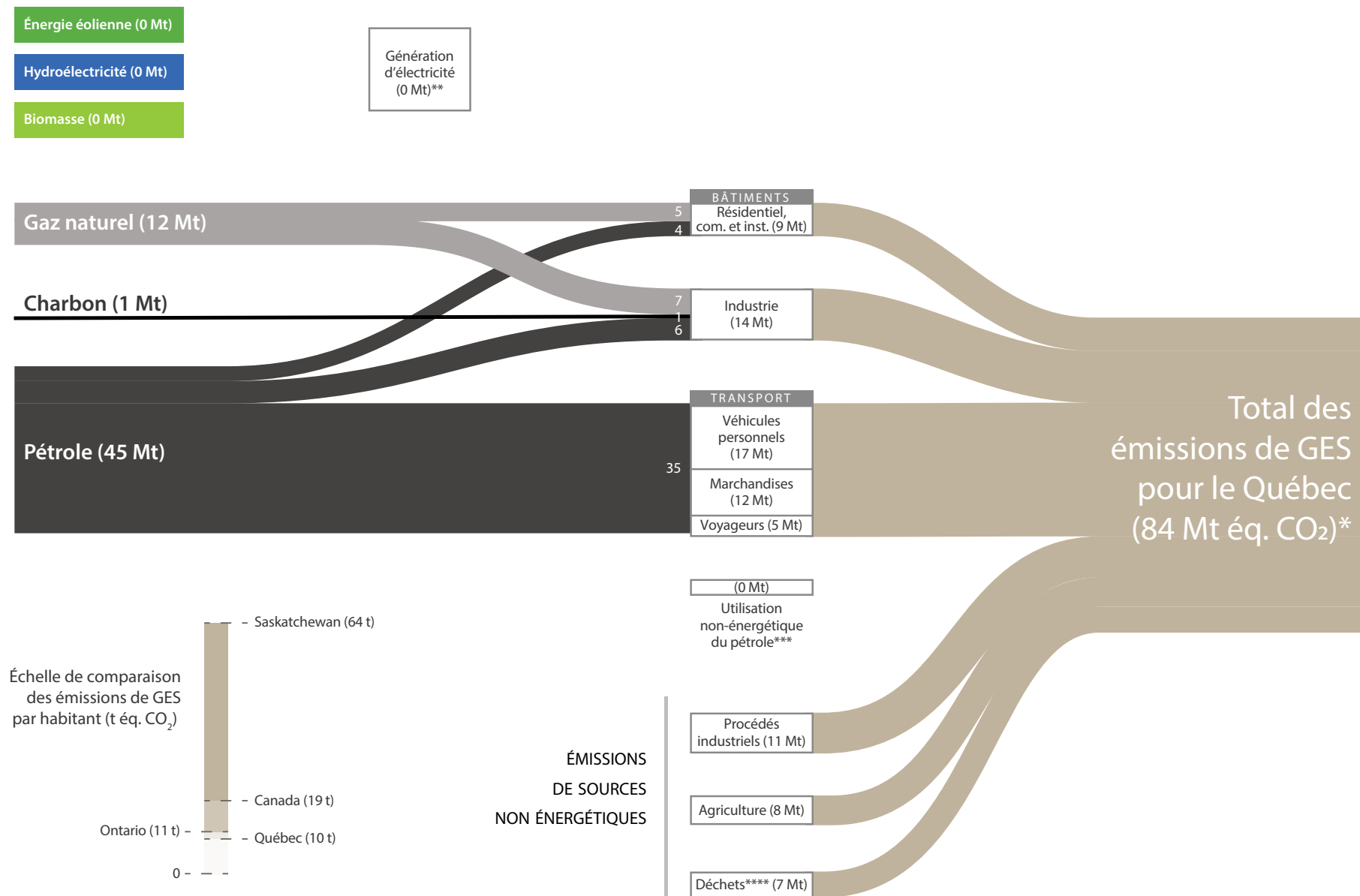
Le graphique 39 indique l'origine des GES au Québec en 2019 et la contribution de ces différentes sources aux émissions totales de la province. Les émissions par personne étaient de 10 t éq. CO₂, soit les plus faibles au Canada, dont la moyenne est de 19 t éq. CO₂. Le secteur québécois de l'électricité est une source marginale d'émission de GES (0,2 %), puisque les sources d'énergie renouvelable dominent le secteur, en particulier l'hydroélectricité. La consommation d'énergie dans le secteur industriel est à l'origine d'environ 14 Mt éq. CO₂, soit 16 % du total des émissions québécoises. Il faut cependant ajouter à ces émissions deux autres sources non-

énergétiques de GES : celles des procédés industriels (11 Mt) et celles des industries agricoles (8 Mt) et de la gestion des déchets (7 Mt). Les émissions industrielles totales représentent alors 48 % du bilan québécois.

Le graphique 40 présente les émissions industrielles non liées à l'énergie (25,3 Mt). Les procédés industriels qui émettent des GES, surtout du CO₂, sans combustion d'énergie, se trouvent en particulier dans les industries de l'aluminium et de l'agriculture. Les industries agricoles émettent beaucoup de méthane (CH₄), dû à l'élevage animal, et de protoxyde d'azote (N₂O), engendré par des engrais azotés.

La production, le transport et la consommation d'énergie génèrent 70 % des émissions totales de GES du Québec.

GRAPHIQUE 39 • BILAN DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE AU QUÉBEC, 2019



Sources : ECC, 2021; Statistique Canada, 2021 (tableau 25-10-0029-01); MERN, 2021.

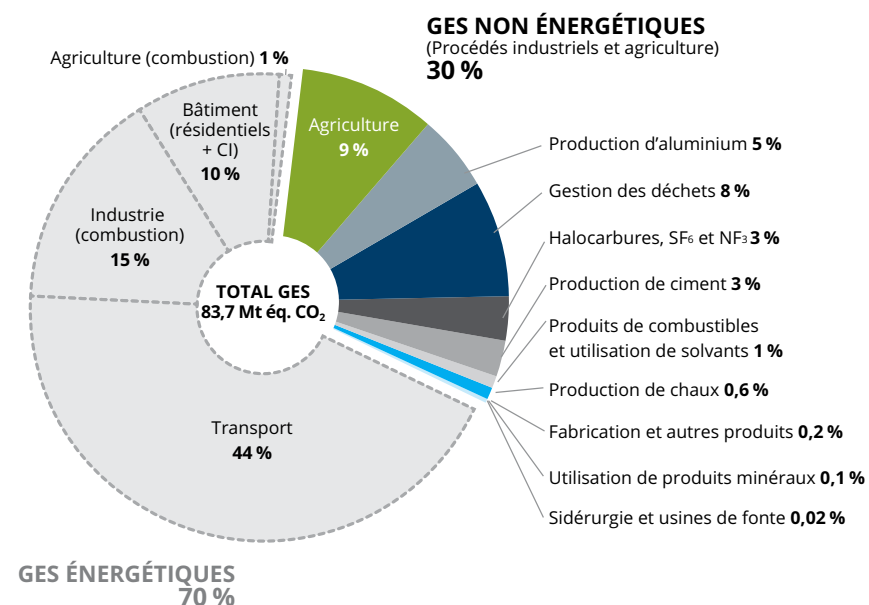
Note : Les émissions de GES sont réalisées au point d'utilisation de l'énergie. Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'arrondissement. *Environnement et Changement climatique Canada indique un total d'émissions de GES de 83,7 Mt pour l'année 2019. L'écart avec le total spécifié dans ce graphique est dû à l'utilisation d'une méthodologie différente permettant d'estimer les émissions de GES pour chaque type de combustible fossile. Les notes méthodologiques relatives à l'élaboration de ce graphique sont disponibles sur le site : energie.hec.ca. **La génération d'électricité produit 0,2 Mt éq. CO₂. Ces émissions ne sont pas représentées sur le graphique du fait que celui-ci n'affiche pas les émissions inférieures à 1 Mt éq. CO₂. ***Ce secteur comprend la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et de fertilisant. ****Ce flux inclut les émissions fugitives de GES.

Dans l'industrie de la gestion des déchets, la matière organique qui se décompose dans les dépotoirs (biogaz) produit des émissions de méthane. Enfin, les autres catégories de GES non liés à l'énergie sont les halocarbures, la production de ciment et d'autres gaz émis en petites quantités. Ces gaz sont utilisés dans la réfrigération et la climatisation, la protection-incendie ainsi que la fabrication de mousses plastiques, de solvants et d'aérosols.

Le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel) est à l'origine de 9 Mt d'émissions, soit 10 % du total québécois, principalement à cause des besoins en chauffage. Les émissions ont décliné dans ce secteur en raison d'une plus faible consommation des produits pétroliers utilisés pour le chauffage. À l'opposé, la consommation dans le secteur des transports (routier, aérien, maritime, ferroviaire, hors route et par pipeline) – qui génère

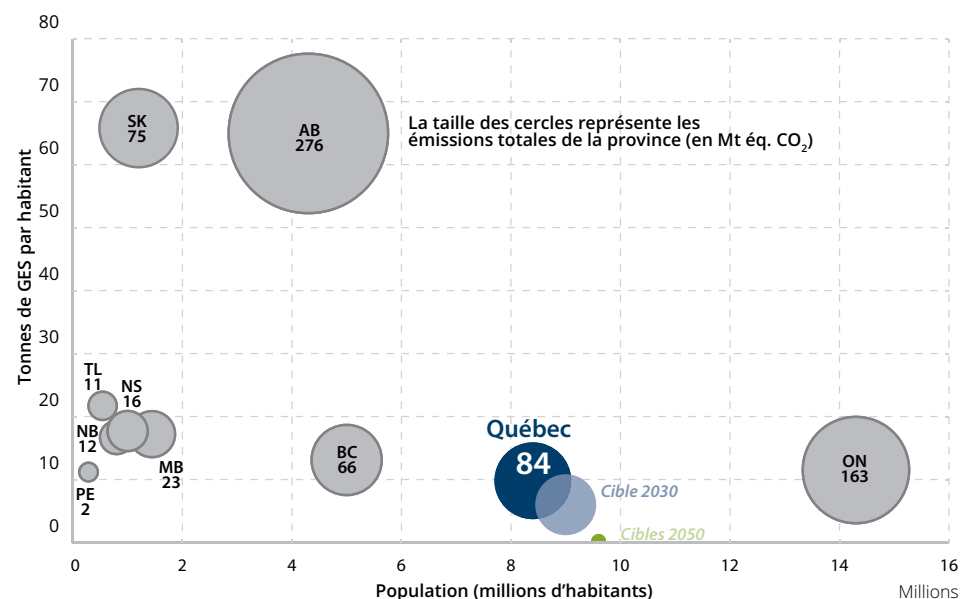
près de 44 % de toutes les émissions québécoises – repose presque exclusivement sur les combustibles fossiles. Depuis 1990, les émissions de ce secteur ont bondi de 35 % (voir tableau 11).

GRAPHIQUE 40 • RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES DE SOURCES ÉNERGÉTIQUES ET NON ÉNERGÉTIQUES AU QUÉBEC, 2019



Source : ECCC, 2021.

GRAPHIQUE 41 • COMPARAISON DES ÉMISSIONS DES GES DES PROVINCES CANADIENNES



Sources : ECCC, 2021; Statistique Canada, 2020; ISQ, 2019

Note : La population du Québec pour 2030 et 2050 est la projection de référence de l'ISQ (2019).

TABLEAU 11 • INVENTAIRE DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 2018 (kt éq. CO₂)

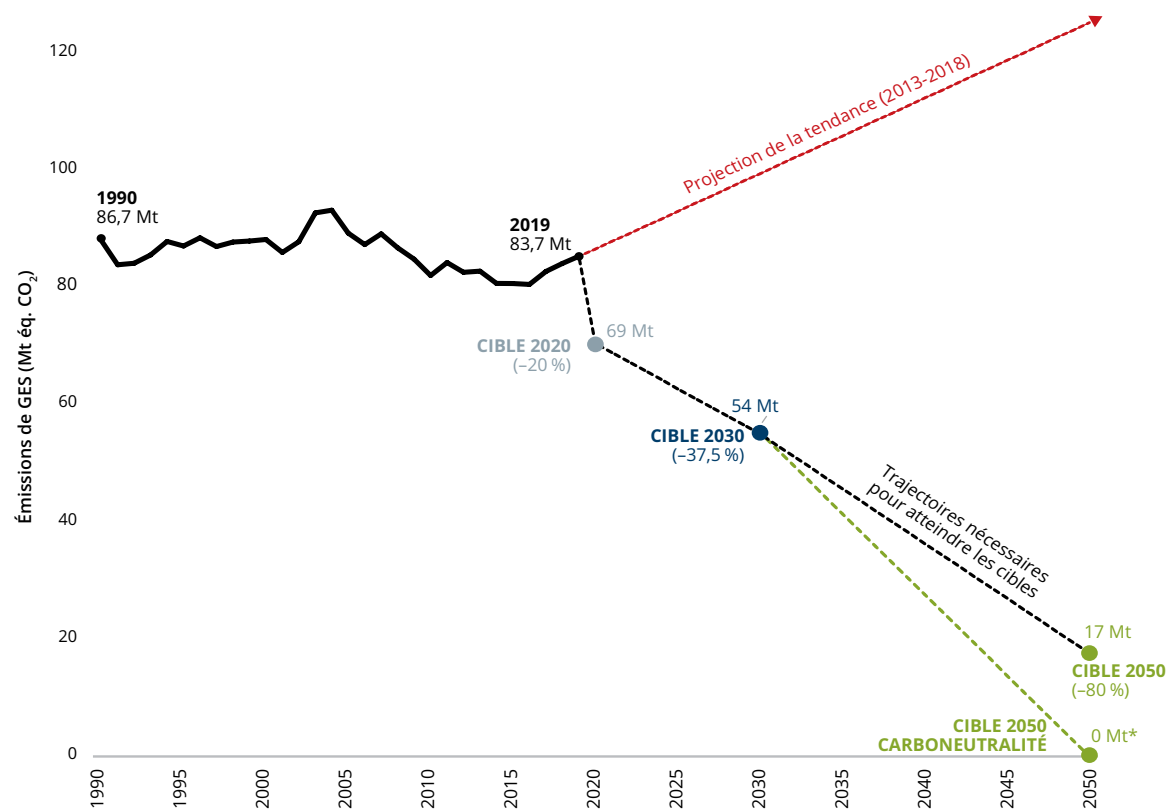
	1990	2018	2019	Variation 2018-2019	Variation 1990-2019
TOTAL DES GES AU QUÉBEC	86 400	82 500	83 700	1,5 %	-3,1 %
TOTAL DES GES LIÉS À L'ÉNERGIE	57 800	57 500	58 500	1,7 %	1,2 %
Sources de combustion fixes (sous-total)	30 300	21 300	21 600	1 %	-29 %
Production de chaleur et d'électricité	1 490	242	234	-3 %	-84 %
Industries de raffinage du pétrole	3 500	2 000	1 800	-10 %	-49 %
Exploitation minière et production de pétrole et de gaz	824	1 470	1 480	1 %	80 %
Industries manufacturières	12 300	8 710	8 800	1 %	-28 %
Construction	458	395	405	3 %	-12 %
Commercial et institutionnel	4 410	4 830	5 060	5 %	15 %
Résidentiel	7 070	3 210	3 390	6 %	-52 %
Agriculture et foresterie	291	461	473	3 %	63 %
Transports (sous-total)	27 100	35 900	36 500	2 %	35 %
Transport aérien intérieur	952	904	896	-1 %	-6 %
Transport routier	18 100	28 500	29 000	2 %	60 %
<i>Véhicules légers à essence</i>	10 600	8 920	8 810	-1 %	-17 %
<i>Camions légers à essence</i>	3 580	8 620	9 130	6 %	155 %
<i>Véhicules lourds à essence</i>	785	1 990	2 030	2 %	159 %
<i>Motocyclettes</i>	17	72	72	0 %	324 %
<i>Véhicules légers à moteur diesel</i>	210	176	172	-2 %	-18 %
<i>Camions légers à moteur diesel</i>	57	231	241	4 %	323 %
<i>Véhicules lourds à moteur diesel</i>	2 820	8 460	8 550	1 %	203 %
<i>Véhicules au propane et au gaz naturel</i>	2	0	0	0 %	-95 %
Transport ferroviaire	567	696	639	-8 %	13 %
Transport maritime intérieur	699	916	1 100	20 %	57 %
Autres	6 800	4 890	4 880	0 %	-28 %
<i>Véhicules hors route : Agriculture et foresterie</i>	999	680	686	1 %	-31 %
<i>Véhicules hors route : Commercial et institutionnel</i>	359	859	891	4 %	148 %
<i>Véhicules hors route : Fabrication, mines et construction</i>	2 030	2 040	2 020	-1 %	0 %
<i>Véhicules hors route : Résidentiel</i>	61	234	239	2 %	292 %
<i>Véhicules hors route : Autres</i>	3 330	976	948	-3 %	-72 %
<i>Transport par pipeline</i>	26	96	100	4 %	285 %
Sources fugitives – pétrole et gaz naturel	430	300	330	10 %	-23 %
TOTAL DES GES NON LIÉS À L'ÉNERGIE	28 500	25 000	25 200	0,8 %	-11,6 %
Procédés industriels et utilisation de produits	14 800	10 300	10 600	3 %	-28 %
<i>Produits minéraux, dont ciment</i>	1 900	2 100	2 500	19 %	32 %
<i>Production de métaux, dont fabrication d'aluminium</i>	10 900	4 750	4 560	-4 %	-58 %
<i>Production et consommation d'halocarbures, de SF₆ et de NF₃</i>	2	2 500	2 500	0 %	129245 %
<i>Produits non énergétiques provenant de combustibles et de l'utilisation de solvant</i>	1 900	790	850	8 %	-55 %
<i>Fabrication et utilisation d'autres produits</i>	80	190	190	0 %	137 %
Agriculture	7 000	8 200	7 900	-4 %	13 %
Gestion de déchets	6 700	6 500	6 700	3 %	0 %

Source : ECCC, 2021.

Au Canada, le Québec se situe en dessous de la plupart des autres provinces pour la moyenne des émissions par habitant (voir graphique 41). Elle est la seule sous les 10 tonnes par habitant (9,8 t en 2019), mais l'Ontario (11,2 t) et la Colombie-Britannique (12,9 t) ne sont pas très loin derrière. L'Alberta et la Saskatchewan se distinguent des dix provinces avec des émissions par habitant au-delà de 60 tonnes. En émissions absolues, le Québec se situe derrière l'Alberta (275 Mt) et l'Ontario (163 Mt), et pas très loin devant la Saskatchewan (75 Mt) et la Colombie-Britannique (66 Mt). Avec leur marché du carbone, le Québec et la Nouvelle-Écosse sont les seules provinces ayant un mécanisme contraignant pour réduire les émissions de GES d'ici 2030. La cible québécoise de 2050 est représentée par des cercles dont la taille illustre une réduction de 80 % et 95 % des émissions par rapport au niveau de 1990.

Le graphique 42 illustre l'évolution des émissions de GES de 1990 à 2019, ainsi que les cibles établies par le gouvernement du Québec pour 2020, 2030 et 2050. Si la baisse observée entre 2004 et 2014 pouvait laisser penser que nous étions sur une trajectoire décroissante permettant d'atteindre les cibles, les émissions depuis 2014 ont cessé de décroître. L'engouement pour les gros véhicules personnels et la croissance dans le transport de marchandises, et donc les ventes de carburant qui y sont associées, expliquent l'essentiel de la hausse des émissions depuis 2014. Le plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030 (PEV) a identifié des mesures qui permettraient de réduire une partie des émissions nécessaire pour l'atteinte de l'objectif. Il faudra cependant des mesures plus structurelles pour réduire la demande en énergie,

GRAPHIQUE 42 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS ET CIBLES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE POUR LE QUÉBEC, 1990 À 2050



Sources : ECCC, 2021; Gouvernement du Québec, 2020.

pour espérer atteindre les cibles, notamment des actions qui s'attaquent au parc de véhicules et à leur utilisation.

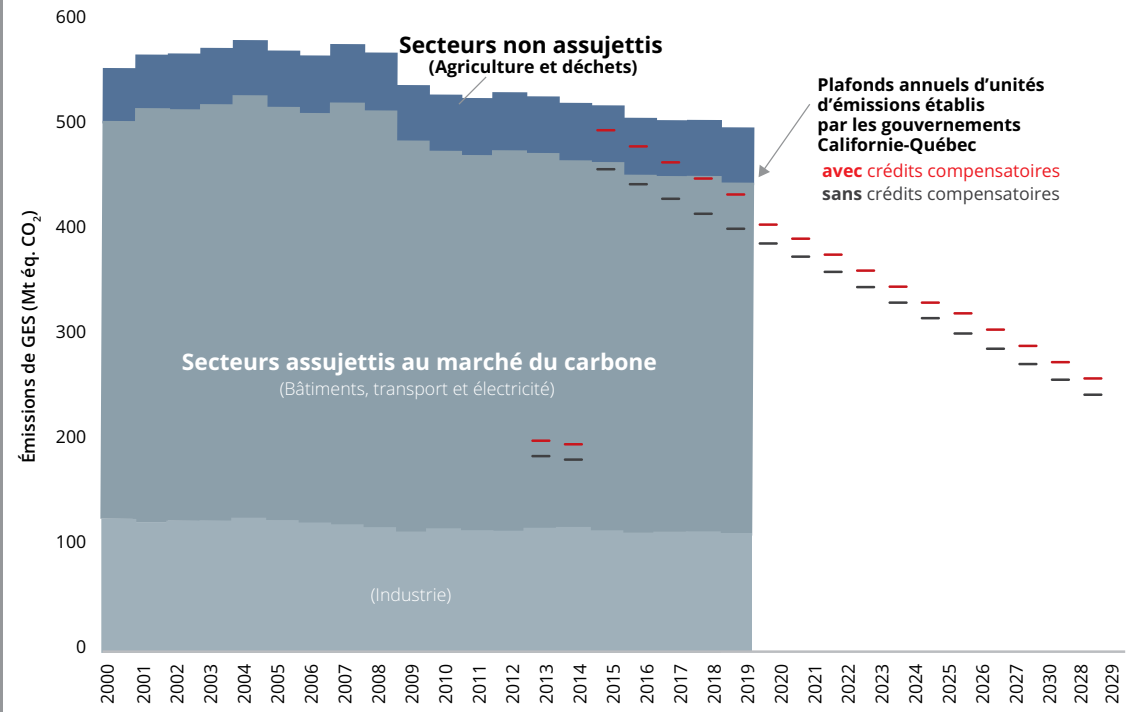
LE SAVIEZ-VOUS ?

ÉTAT DU MARCHÉ DU CARBONE CALIFORNIE-QUÉBEC

Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions (SPEDE) de GES du Québec est lié avec celui de la Californie depuis 2014. Les plafonds d'émission du Québec (voir graphique 43) et de la Californie sont donc mis en commun, ce qui permet aux émetteurs de se procurer des droits d'émissions dans un marché plus grand. Les émetteurs des secteurs assujettis au SPEDE sont tenus de se procurer ces droits d'émission, soit à travers des allocations gratuites du gouvernement (moins de 25 % des émissions du Québec), soit à travers des achats aux enchères de droits d'émission (graphique 44) ou auprès de promoteurs de projet générant des crédits compensatoires, réduisant les émissions dans des secteurs non-assujettis au marché du carbone (soit, l'agriculture, les déchets, la forêt, et les gaz à fort potentiel de réchauffement planétaire, comme les substances appauvrissant la couche d'ozone [SACO]).

Le graphique 43 illustre la décroissance des plafonds d'émissions entre 2015 et 2030, qui va se traduire par une diminution du nombre de droits d'émission disponibles aux émetteurs. Ceux-ci devront donc réduire leurs émissions, ou alors miser des montants de plus en plus élevés pour se procurer des droits d'émission aux enchères. La présence de droits d'émission

GRAPHIQUE 43 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS QUÉBÉCOISES DES SECTEURS ASSUJETTIS AU SPEDE ET PLAFOND ANNUEL D'UNITÉS D'ÉMISSIONS ÉTABLI PAR LE GOUVERNEMENT D'ICI 2030



Source : MELCC, 2021; CARB, 2021; Loi sur la qualité de l'environnement

Note : Le plafond augmente en 2015 suite à l'ajout des distributeurs d'énergie dans le SPEDE.



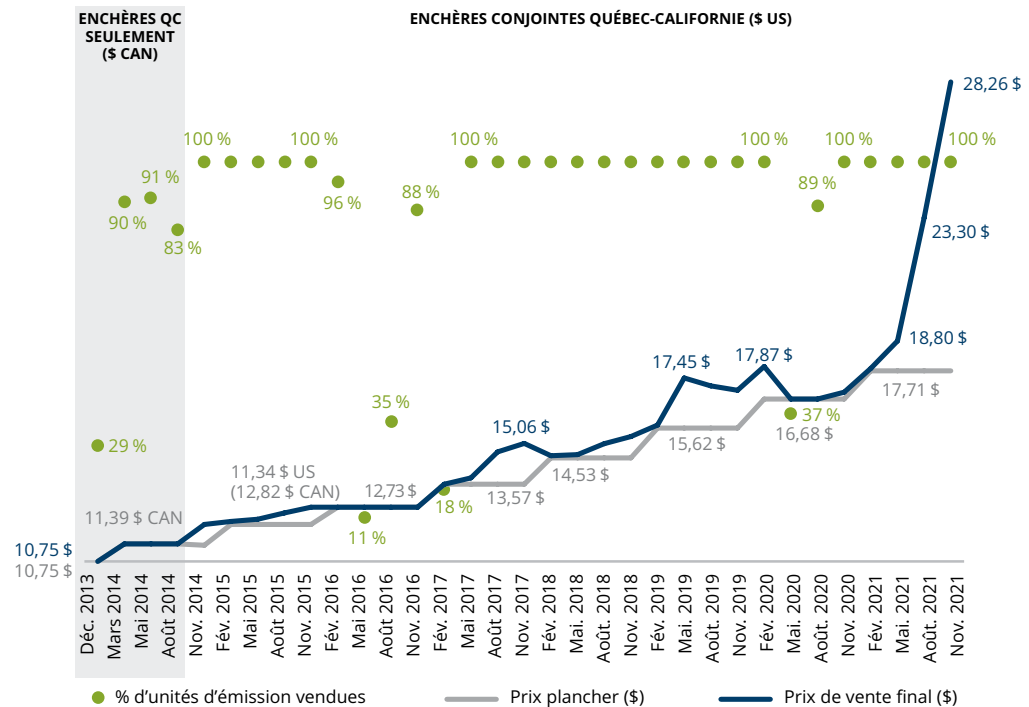
LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

non-utilisés, mais encore valides, retarde cependant le moment où il manquera de droits d'émission sur le marché.

Le graphique 44 illustre le prix croissant des droits d'émission aux enchères, alors même que la rareté des droits n'est pas encore très prononcée. Étant donné que la Californie a le même objectif de réduction des émissions que le Québec pour 2030, cet état n'aura pas de droits d'émission « en surplus », disponibles pour les émetteurs québécois, à moins qu'elle ne réduise ses propres émissions au-delà de ses cibles. Cette situation est très peu probable étant donné que la Californie, tout comme le Québec, n'a pas de mesure de réduction de GES pour atteindre l'entièreté de ses cibles de réduction de GES pour 2030.

Lors des enchères conjointes de 2021, le prix a de nouveau battu des records. Les deux hausses les plus importantes ont successivement eu lieu en août et en novembre 2021. Le prix a atteint 28,26 \$ US (35,47 \$CAN) à la fin de l'année, en hausse de 67 % en un an seulement. Malgré la COVID-19 et la baisse des émissions (non encore documentée dans les inventaires, qui sont publiés avec un délai important) la demande a été très forte pour des droits d'émissions. En 2021, à toutes les enchères, 100 % des droits mis en vente ont trouvé preneur (voir graphique 44).

GRAPHIQUE 44 • POURCENTAGE DES DROITS D'ÉMISSION VENDUS AUX ENCHÈRES DU SPEDE ENTRE DÉCEMBRE 2013 ET NOVEMBRE 2021 ET PRIX DU DROIT D'ÉMISSION PAR TONNE DE CO₂ ÉQUIVALENT



Source : MELCC, 2021.

Aux enchères de 2022, le prix minimum sera de 19,70 \$US, en hausse de 11 % par rapport au prix plancher de 2021. De plus, une quantité importante de droits invendus en 2020 ont augmenté le

nombre d'unités mis en vente en 2021, ce qui ne reproduira pas en 2022 et réduira la quantité de droits d'émission mis en vente.

5 L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE

Si le secteur de l'énergie contribue à la croissance de l'économie québécoise, en lui permettant de fonctionner et en générant de la richesse, il représente toutefois une part significative des coûts et des dépenses nécessaires à l'activité économique.

La contribution directe à l'économie québécoise de la production, du transport, de la transformation et de la distribution d'énergie s'élevait à 12,7 G\$, soit 3,6 % du PIB, en 2020 (voir tableau 12). En 2019, les ménages québécois ont dépensé directement 14,2 G\$ en achats d'énergie et plus du double en frais non énergétiques liés au transport : achat de véhicules, frais d'utilisation, utilisation du transport public et achats de véhicules récréatifs (39 G\$; voir tableau 13). Les véhicules personnels leur ont coûté plus de 33,5 G\$, avant qu'ils ne dépensent les 7,6 G\$ en carburant pour les faire rouler.

Les dépenses énergétiques des ménages représentent des postes de dépenses très différents selon les niveaux de revenu. Le graphique 45 présente les dépenses en énergie par tranche de revenu des ménages, du 20 % des ménages aux revenus les plus faibles (premier quintile [Q1]) au 20 % des ménages aux revenus les plus élevés (cinquième quintile [Q5]). La consommation d'énergie des ménages qui affichent les plus faibles revenus représente environ 7 % de leurs dépenses totales, alors que celle des ménages

les plus aisés équivaut à seulement 4 %. En termes absolus, cependant, les dépenses en énergie des ménages les plus aisés sont beaucoup plus importantes que celles des ménages à plus faibles revenus. Les ménages aux revenus les plus modestes dépensent en moyenne 1 842 \$ par an pour leur consommation d'énergie, alors que les ménages les plus riches dépensent 6 371 \$. L'achat d'essence (et d'autres carburants comme le diesel) constitue la principale source de cet écart, même si les montants consacrés à l'électricité sont également plus élevés chez les mieux nantis.

En raison de ses importations d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, produits pétroliers raffinés, etc.), le Québec a une balance commerciale largement déficitaire dans le secteur de l'énergie (-8,4 \$G), malgré ses exportations d'électricité (voir tableau 14). En 2019, ces importations représentaient 12 % de la valeur des importations totales du Québec.

Dépenses
énergétiques totales
38,9 G\$

Dépenses intérieures brutes
du Québec
438,7 G\$

Part des dépenses
énergétiques dans les
dépenses intérieures brutes
8,9 %

Source : MFQ, 2021 (données inédites).

TABLEAU 12 • ÉVOLUTION DU PIB RELATIF AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2016 À 2020

	PIB (G\$ CA de 2012)				
	2016	2017	2018	2019	2020
Ensemble des industries	347,2	357,1	368,2	378,0	357,7
<i>Secteur de l'énergie</i>	13,0	13,0	13,4	13,4	12,7
Part du secteur de l'énergie dans l'ensemble des industries	3,7 %	3,6 %	3,6 %	3,5 %	3,6 %

Source : Statistique Canada, 2021 (tableau 36-10-0402-01).

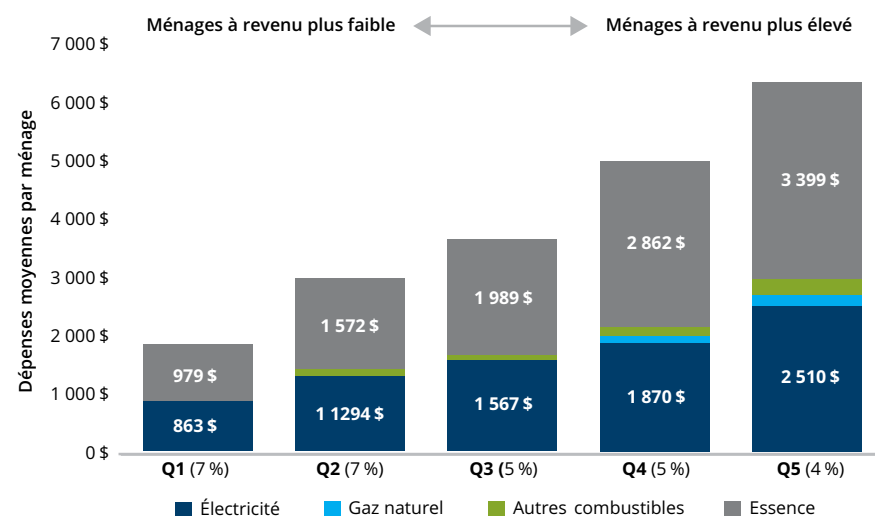
TABLEAU 13 • ESTIMÉ DES DÉPENSES DIRECTES ET INDIRECTES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS, 2019 (M\$)

	M\$ CA
DÉPENSES TOTALES DES MÉNAGES	281 258
DÉPENSES TOTALES EN ÉNERGIE (directes et indirectes)	53 328
<i>Part des dépenses directes et indirectes en énergie dans les dépenses totales des ménages</i>	19 %
Dépenses directes en énergie	14 229
Résidence principale	6 431
<i>Électricité</i>	5 654
<i>Gaz naturel</i>	272
<i>Autres combustibles</i>	505
Résidence secondaire (électricité et combustibles)	166
Essence et autres carburants	7 632
Dépenses indirectes en énergie	39 099
Transport privé	33 586
<i>Achat de véhicules</i>	17 528
<i>Location de véhicules</i>	170
<i>Utilisation de véhicules (hors carburant)</i>	15 889
Transport public	3 468
Véhicules récréatifs (autre que les bicyclettes)	1 522

Source : Statistique Canada, 2021 (tableaux 11-10-0222-01 et 17-10-0005-01).

Note : Les données présentées sont basées sur le total des logements dénombrés dans le Recensement de la population de 2016 par Statistique Canada.

GRAPHIQUE 45 • DÉPENSES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS PAR QUINTILE DE REVENU, 2019



Source : Statistique Canada, 2021 (tableau 11-10-0223-01).

Note : Les pourcentages entre parenthèses correspondent à la part des dépenses en énergie par rapport aux dépenses totales par quintile de revenu. Les quintiles de revenus sont cinq groupes égaux de ménages (composés chacun de 20 % de l'ensemble des ménages) qui sont classés par ordre croissant de revenu. Ainsi, le premier groupe (Q1) représente les ménages ayant les revenus les plus bas. Le deuxième quintile (Q2) regroupe les ménages dont les revenus sont supérieurs au premier groupe, mais inférieurs aux 60 % de ménages restants. Ainsi de suite jusqu'au cinquième quintile (Q5), qui regroupe les ménages ayant les revenus les plus élevés.

TABLEAU 14 • BALANCE COMMERCIALE INTERNATIONALE DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2020

	Exportations		Importations		Bilan	
	G\$	% des exportations totales	G\$	% des importations totales	G\$ (2020) Impact COVID	G\$ (2019)
ENSEMBLE DE L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE	86,2	100 %	89,4	100 %	-3,2	-11,9
Secteur de l'énergie	2,7	3 %	5,6	6 %	-3,0	-8,4
<i>Production, transport et distribution d'électricité</i>	0,9	1 %	0,002	0,002 %	0,9	1,0
<i>Extraction de pétrole et de gaz</i>	0,00008	0,0001 %	3,1	3,5 %	-3,1	-5,6
<i>Fabrication de produits du pétrole et du charbon</i>	1,7	2 %	2,5	2,8 %	-0,8	-3,9

Source : ISQ, 2021.

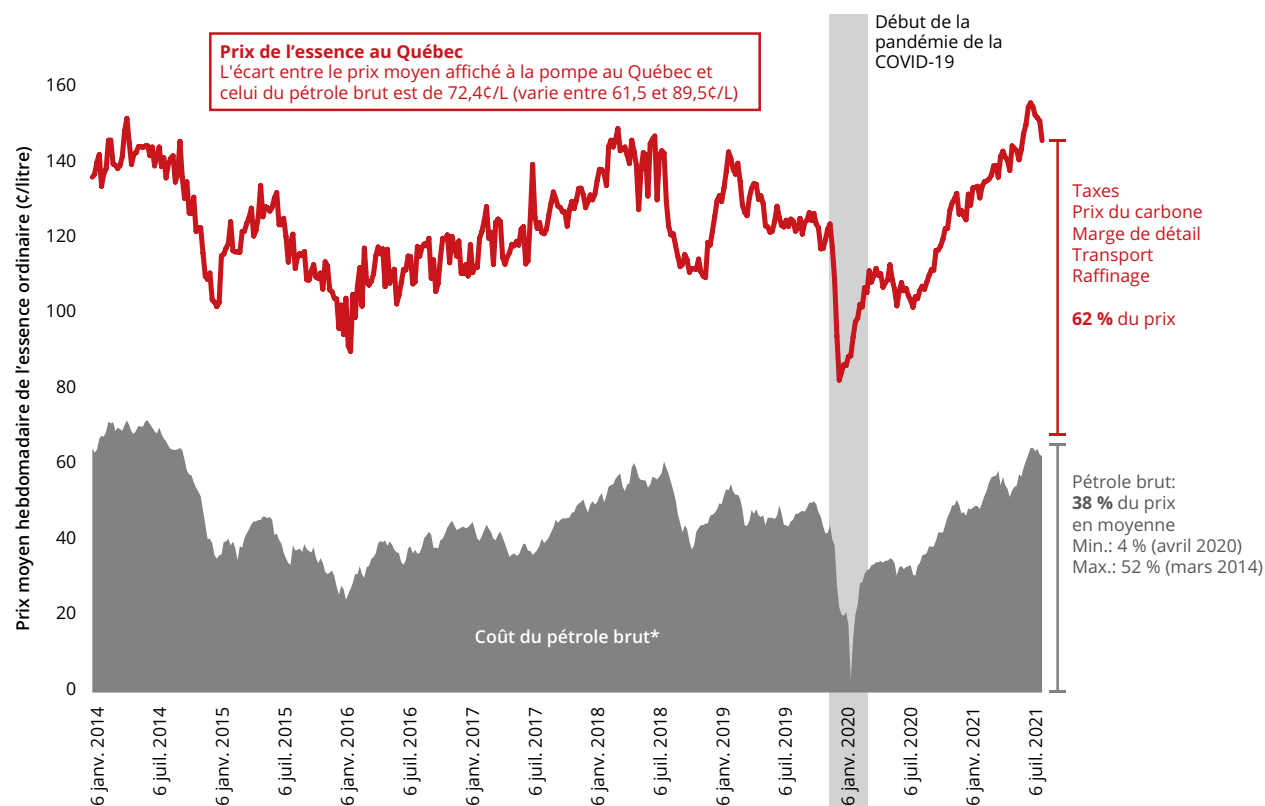
5.1 • COMPRENDRE LE PRIX DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

Le prix de l'essence varie essentiellement selon les fluctuations du prix courant du pétrole brut (voir graphique 46). Il comprend le coût et le profit du raffinage, le coût de transport de la raffinerie à l'essencerie, la marge du détaillant (essencerie), diverses taxes ainsi que le coût du droit d'émission du carbone lié au marché du carbone (SPEDE). On peut noter la forte chute du prix du pétrole en mars 2020, qui a un impact très prononcé, mais temporaire, sur le prix de l'essence. Depuis, la reprise de la demande de produits pétroliers et les tensions sur l'offre de pétrole expliquent la forte hausse des prix.

Il n'est pas toujours facile de bien comprendre la structure des coûts de l'énergie et de comparer différentes formes d'énergie. Le graphique 47 indique les principales composantes du coût des trois principales formes d'énergie achetées par les Québécois. Ces composantes sont majoritairement des coûts fixes de transport et de distribution pour le gaz naturel et l'électricité. Pour l'essence, c'est le coût variable du pétrole brut qui domine, correspondant dans les cas du gaz naturel et de l'électricité au coût de production de l'énergie (mètre cube de gaz naturel et kilowattheures d'électricité).

Toutes les formes d'énergie ont un contenu énergétique pouvant être exprimé en une unité commune, le gigajoule (GJ). Le graphique 47 affiche le coût estimé, pour différents types de consommateurs, d'un GJ de gaz naturel, d'électricité ou d'essence. On constate ainsi que le gaz naturel est la forme d'énergie la moins chère et l'essence, la plus chère. La comparaison n'est toutefois pas aussi simple pour au moins trois raisons : d'une part, les différentes formes d'énergie ne sont pas des substituts parfaits et, d'autre part, les équipements qu'elles alimentent n'ont pas tous le même rendement en matière d'efficacité énergétique. Ainsi, une voiture (à essence) ira beaucoup moins loin avec 1 GJ d'essence qu'une

GRAPHIQUE 46 • ÉVOLUTION HEBDOMADAIRE DES PRIX DE RÉFÉRENCE DU PÉTROLE BRUT (WTI) ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE DE JANVIER 2014 À DÉCEMBRE 2021



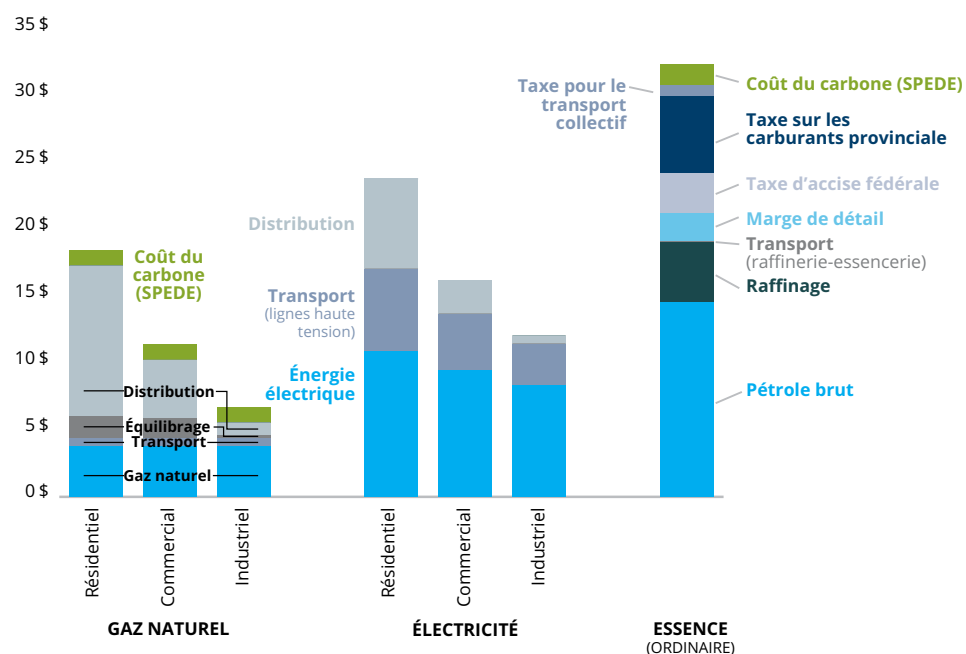
Sources : Régie de l'énergie, 2021; AIE, 2021.

voiture électrique avec 1 GJ d'électricité. Ce résultat s'explique par la plus grande efficacité des moteurs électriques.

Les différentes taxes applicables sont le troisième motif qui rend difficile la comparaison entre les prix des différentes formes d'énergie. Plusieurs taxes sont en effet imposées aux produits pétroliers, notamment l'essence ordinaire, alors que seules la TPS et la TVQ sont appliquées à l'électricité et au gaz naturel. Ces taxes servent en partie à financer les infrastructures routières et le transport collectif. Au fur et à mesure que les propriétaires de véhicules se tourneront vers d'autres carburants que l'essence ordinaire, les taxes perçues par le gouvernement diminueront, ce qui entraînera un déséquilibre budgétaire. Il faudra adapter la fiscalité et créer de nouvelles taxes applicables directement aux sources d'énergie, à l'usage de la route, ou par d'autres modalités dont des modalités écofiscales.

Une dimension importante pour bien comprendre le prix de l'électricité est celle de l'interfinancement. Cet interfinancement correspond à une subvention croisée qui est accordée aux consommateurs résidentiels, et financée par les consommateurs commerciaux et industriels. Ainsi, les clients commerciaux au tarif M d'Hydro-Québec payaient en 2020 plus de 120 % des coûts qu'Hydro-Québec leur attribuait, alors que les clients résidentiels (au tarif D), n'ont payé que 90 % des coûts du service qu'ils ont reçu d'Hydro-Québec. Le graphique 48 illustre une tendance à la réduction de l'interfinancement : les clients résidentiels et commerciaux tendent progressivement à payer, à travers leurs tarifs, un montant total qui s'approche davantage du coût

GRAPHIQUE 47 • COMPARAISON DES STRUCTURES DE PRIX PAR GJ DU GAZ NATUREL, DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE (AVANT L'APPLICATION DES TAXES DE VENTE, TPS ET TVQ)



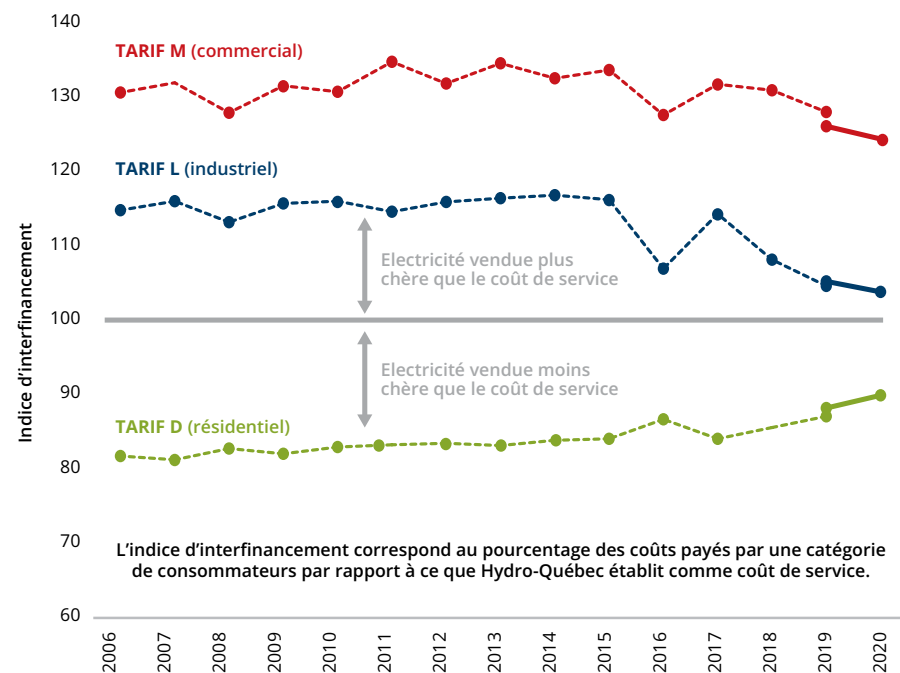
Sources : Énergir, 2019; HQD, 2019; Régie de l'énergie, 2021; MELCC, 2021.

Note : Les prix payés par les consommateurs varient également en fonction du type, du profil et du niveau total de leur consommation, ainsi qu'en fonction de l'interfinancement entre différentes catégories de consommateurs. Les estimés de coûts pour le gaz naturel et l'électricité reflètent les données de 2019, sauf en ce qui concerne le coût du carbone. Celui-ci reflète le prix de la tonne aux enchères de novembre 2021.

réel de leur consommation. Plus concrètement, au lieu d'un coût moyen de 8,18 ¢/kWh (tableau 15), les consommateurs résidentiels devraient payer 9,12 ¢/kWh (soit 11,5 % de plus) pour véritablement couvrir le coût de leur consommation. Le tableau 15 présente en détail la structure des principaux tarifs auxquels est vendue l'électricité au Québec. Il est à noter que contrairement aux tarifs M et L, le tarif D des clients résidentiels ne comporte pas

de composante de puissance. Cette absence de tarification de la puissance contribue à ne pas donner d'incitatifs à la réduire lors des périodes de froid (voir le graphique 15a). Cela explique en partie pourquoi des solutions structurelles pour réduire la pointe, comme la géothermie ou l'amélioration des enveloppes thermiques des bâtiments, ne sont pas envisagées à plus grande échelle.

GRAPHIQUE 48 • ÉVOLUTION DE L'INTERFINANCEMENT DES TARIFS RÉSIDENTIEL (D), COMMERCIAL (M) ET INDUSTRIEL (L)



Sources : HQD, 2005-2021.

Note : À partir de 2019, la loi 34 change la manière de traiter les questions tarifaires et les documents déposés par HQD sont différents. Les données de 2019 et 2020 sont les indices d'interfinancement réels, alors qu'auparavant ce sont des données prévisionnelles. Pour les années 2006 à 2013, HQD indique les indices d'interfinancement pour les clients de moyenne puissance et de grande puissance, alors qu'après elle indique les indices selon les tarifs.

TABLEAU 15 • STRUCTURE TARIFAIRE ET COÛT MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ, 2020-2021

	Résidentiel	Commercial (Moyenne puissance)	Industriel (Grande puissance)	
Tarifs (1^{er} avril 2021 - 31 mars 2022)				
Frais fixe	Frais quotidien (¢/jour)	41,17	0,00	0,00
Puissance	Coût mensuel par kW (\$)	0	14,77	13,00
Énergie	1 ^e tranche (¢/kWh)	6,16	5,10	3,31
	2 ^e tranche (¢/kWh)	9,50	3,78	
	Limite de la première tranche	40 kWh/jour x nombre de jours de deux mois	210 000 kWh/mois	
Coûts moyens en 2020	Pour les consommateurs (¢/kWh)	8,18	8,27	4,92
	Indice d'interfinancement	89,7	123,9	103,5
	Sans interfinancement pour Hydro-Québec (¢/kWh)	9,12 (+11,48 %)	6,67 (-19,29 %)	4,75 (-3,38 %)

Source : HQD, 2021.

6 PERSPECTIVES POUR 2022

CONSULTATION SUR L'HYDROGÈNE ET LES BIOCARBURANTS

Le gouvernement du Québec consulte à nouveau les Québécois en matière énergétique, plus précisément sur la question de l'hydrogène et des biocarburants. Des annonces de décisions importantes pourraient être faites en 2022 sur la filière de l'hydrogène. Dans un contexte où la demande directe d'hydrogène ne peut pas augmenter de manière importante dans les 10 prochaines années (ne serait-ce tout simplement parce que les équipements de consommation sont quasi-inexistants), cela ne va vraisemblablement causer aucun changement majeur pour le système énergétique du Québec et ne contribuera pas à réduire les émissions de GES de manière significative. La filière des biocarburants pourrait cependant se développer plus rapidement, parce qu'ils sont plus directement utilisables dans les équipements existants. Ils pourraient plus directement jouer un rôle dans l'atteinte des objectifs de 2030.

PLAN STRATÉGIQUE D'HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec va déposer une mise à jour de son plan stratégique, à la suite de la pandémie et du changement de direction de la société d'état. Ce plan devrait indiquer les grandes orientations d'Hydro-Québec pour les années à venir et préciser quelles seront ses contributions à la transition énergétique.

ÉLECTIONS PROVINCIALES (3 OCTOBRE)

La campagne électorale pourrait aborder les thèmes de la transition énergétique et des changements climatiques. Ceux-ci devront être majeurs si nous voulons atteindre les cibles de 2030 et 2050. Dans les faits, comme peu de changements sont réalisés dans nos structures et habitudes de consommation, atteindre ces cibles sera extrêmement difficile. De tels sujets ardues et complexes étant rarement abordés par les politiciens, il est souhaitable que les questions énergétiques soient discutées en profondeur lors des élections d'octobre.

RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

Si plusieurs réflexions ont été amorcées en 2021 sur la réglementation du secteur de l'énergie (notamment par la Régie de l'énergie), aucune initiative officielle n'a vu le jour. Il sera important, en 2022, que les gouvernements et les acteurs de la réglementation de l'énergie annoncent leurs orientations à venir.

AUDIT DE PERFORMANCE DU FECC DU VGQ (PRINTEMPS 2022)

Depuis l'adoption du PL44, le vérificateur général du Québec a désormais pour mandat de faire un rapport annuel de « ses constatations et de ses recommandations » sur le FECC. En juin 2020, l'organisme disait faire face à des retards importants en raison du « manque de préparation de certaines entités » et que l'audit des états financiers du Fonds vert pour la période du 1^{er} avril 2019 au 31 mars 2020 n'avait pas encore commencé. Le bureau du vérificateur a toutefois indiqué lors d'une entrevue à Radio-Canada, en décembre 2021, que « la commissaire au développement durable et ses équipes travaillent actuellement sur un audit de performance du FECC » et qu'un rapport est prévu pour le printemps 2022 (Dion, 2021).

Selon le MELCC, la reddition de compte du FECC, de même qu'un tableau de bord sur l'avancement et la progression du plan de mise en œuvre du Plan pour une économie verte 2030 sera rendu public à l'automne 2022. Nous risquons donc d'avoir un meilleur aperçu de la situation qu'après les élections d'octobre 2022. Ce tableau de bord comprendra les budgets et les dépenses, les résultats en matière de réduction des gaz à effet de serre, ainsi que des indicateurs de performance.

COMITÉ CONSULTATIF SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Ce comité de 13 membres (dont un des auteurs de l'État de l'énergie au Québec) doit donner au ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques différents avis sur les orientations, les programmes, les politiques et les stratégies en matière de lutte contre les changements climatiques. Il sera intéressant de suivre si ces avis seront pertinents et, le cas échéant, s'ils mèneront à des améliorations dans cette lutte. Plusieurs constats de l'État de l'énergie au Québec 2022 montrent que les actions climatiques entreprises ne portent pas fruit : la consommation d'énergie au Québec ne s'améliore pas, et les émissions de GES ne diminuent pas.

7 SOURCES

ACC [Association canadienne des carburants], 2021. *Production de carburants*, site web www.canadianfuels.ca/L-industrie-des-carburants/Production (consulté le 2 septembre 2021).

ACPE [Association canadienne de pipelines d'énergie], 2021. *Cartes interactives des pipelines de liquides et de gaz au Canada*, page web, <https://memberprojects.aboutpipelines.com/> (consulté le 26 décembre 2021)

AIE [Agence internationale de l'énergie], 2021. *World Energy Balances*, www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances

Air Liquide, 2019. *Air Liquide investit dans la plus grande unité d'électrolyse à membrane du monde pour développer sa production d'hydrogène décarboné*, communiqué de presse publié le 25 février 2019, <https://industrie.airliquide.ca/air-liquide-investit-plus-grande-unite-delectrolyse-membrane-du-monde-developper-sa-production>.

— 2021. *Rapport Annuel 2020*, p.46, www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2021/03/31/rapport-annuel-2020.pdf

Baril, H., 2021. « Air Liquide double sa production d'hydrogène à Bécancour », *La Presse*, 26 janvier 2021, www.lapresse.ca/affaires/entreprises/2021-01-26/air-liquide-double-sa-production-d-hydrogene-a-becancour.php

BAC [Biocarburants avancés Canada], 2021. *ABFC Members Map-TEST*, page web, <https://advancedbiofuels.ca/abfc-members/map-draft2/> (consultée le 26 octobre 2021)

Brouillard, A., 2021. « La Ville de Sorel-Tracy cède un terrain en emphytéose à Charbone Corporation », *Les 2 Rives*, 28 juillet 2021, <https://les2rives.com/la-ville-de-sorel-tracy-cede-un-terrain-en-emphyteose-a-charbone-corporation>

CARB, [California Air Resources Board], 2021. *California Greenhouse Gas Emission Inventory - 2021 Edition*, <https://www2.arb.ca.gov/ghg-inventory-data>

Coop Agri-Énergie Warwick, 2021. *À propos- Le projet en bref*, page web, <https://agrienergie.coop/fr#a-propos> (consulté le 24 novembre 2021)

Dion, M., 2021. *Le Fonds vert toujours aussi opaque*, Radio-Canada, 9 décembre 2021, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1845952/fonds-vert-promesse-transparence-reddition-comptes-2022>

ECCC [Environnement et Changement climatique Canada], 2021. *Rapport d'inventaire national 1990-2019 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, gouvernement du Canada, <https://data.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/?lang=fr>

Enbridge, 2021. *Renewable Natural Gas*, page web, www.enbridgegas.com/sustainability/renewable-natural-gas (consulté le 21 décembre 2021)

Énergir, 2018. *Rapport de développement durable 2017*, www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Dev%20durable/Rapport%20DD%202017.pdf?la=fr

— Énergir, 2020. *Management's Discussion and Analysis as of September 30, 2020*, p. 5.

— 2021. *Énergir fait appel aux producteurs de gaz naturel renouvelable pour augmenter son offre*, PDF, 18 novembre 2021, www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Appel-offre_GNR_FR.pdf?la=fr
Gazifère, 2021. *Projet de loi 97 - Gazifère applaudit la modification de la définition de gaz naturel renouvelable pour inclure l'hydrogène vert*, communiqué de presse, 1 octobre 2021, https://gazifere.com/wp-content/uploads/2021/10/Projet-de-loi-97_Septembre2021_FINAL.pdf

Genivar inc., 2013. *Étude du potentiel technico-économique de réduction de la consommation de produits pétroliers du secteur du transport au Québec*, préparé pour le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques, MERN.

Gouvernement du Québec, 2020. *Plan pour une économie verte 2030*, www.quebec.ca/gouv/politiques-orientations/plan-economie-verte/

— 2020. *Le Gouvernement du Québec attribue 70 M\$ pour soutenir la production et la distribution de gaz naturel renouvelable*, communiqué de presse, 7 juillet 2020, www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/le-gouvernement-du-quebec-attribue-70-m-pour-soutenir-la-production-et-la-distribution-de-gaz-naturel-renouvelable

— 2021. *Données historiques [Condition météorologique et climatiques passées]*, page web, https://climat.meteo.gc.ca/historical_data/search_historic_data_f.html (consulté le 26 décembre 2021)

— 2021. « Décret 1071-2021, 21 juillet 2021 », *Gazette officielle du Québec*, 11 août 2021, 153^e année, n° 32, p.5059, www.environnement.gouv.qc.ca/evaluations/decret/2021/1071-2021.pdf

Greenfield Global, 2019. *Greenfield Global Inc. and Hy2Gen Canada Announce a Joint Venture to Produce Green Hydrogen in Québec*, communiqué de presse, 20 novembre 2019, www.newswire.ca/fr/news-releases/greenfield-global-inc-et-hy2gen-canada-annoncent-la-creation-d-une-coentreprise-pour-produire-de-l-hydrogene-vert-au-quebec-886581750.html

— 2021. *Varenes (Québec)*, page web, <https://greenfield.com/fr/nos-sites/varenes-quebec> (consultée le 22 décembre 2021)

Hydro-Québec, 2014. *Filière d'énergie renouvelable : L'énergie de la biomasse*, www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/fiche-biomasse.pdf

— 2019. *Overview of Hydro-Québec's Energy Resources – Setting new sights with our clean energy*, novembre 2019, www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/electricity-supply-plan-2020-2029.pdf

— 2020. *Rapport annuel 2020*, www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2020.pdf

— 2021. *Usine de production d'hydrogène de Varenes*, page web, www.hydroquebec.com/projets/hydrogene-varenes (consulté le 26 décembre 2021)

— 2021. *Transport d'électricité*, page web, www.hydroquebec.com/transenergie/fr (consulté le 22 décembre 2021)

— 2021. *Déclassement des installations de Gentilly-2*, site web, www.hydroquebec.com/declassement-gentilly-2, (consulté le 21 décembre 2021).

— 2020. *Rapport sur le développement durable 2019*, PDF, www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-developpement-durable.pdf

HQD [Hydro-Québec Distribution], 2018. « HQD4-1 Prédiction de la demande » et « HQD5-1 Revenus Requis », HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=469&phase=1&Provenance=B&generate=true

- 2020. *État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, original 2020-10-30, www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/suivi-administratif-etat-avancement-approvisionnement.pdf
- 2006 à 2021. « Stratégie tarifaire », *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire*, dossiers R-3579-2005, R-3610-2006; R-3644-2007; R-3677-2008; R-3708-2009; R-3740-2010; R-3776-2011; R-3814-2012; R-3854-2013; R-3905-2014; R-3933-2015; R-3980-2016; R-4011-2017; R-4057-2018, Hydro-Québec Distribution.
- 2021. « Relevés des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2020 », *Suivi de la décision D-2016-143*.
- 2021. « Études de potentiel technico-économique en énergie », *Suivi de la décision D-2019-088*, original : 2021-09-21, présenté à la Régie de l'énergie.
- 2021. « Approvisionnement en électricité et options tarifaires d'électricité interruptible et d'électricité additionnelle », *Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2020*, HQD-6, document 1, déposé à la Régie de l'énergie le 19 avril 2021.
- 2021. *Tarifs pour la clientèle résidentielle (tarifs domestiques)*, Montréal; Hydro-Québec Distribution, page web consultée le 14 décembre 2021, www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs
- 2021. *Tarifs d'affaires*, Montréal; Hydro-Québec Distribution, page web consultée le 14 décembre 2021. www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/
- HQT [Hydro-Québec TransÉnergie], 2021. « Statistiques du réseau de transport », *Rapport annuel au 31 décembre 2020*, HQT-3, document 2, déposé à la Régie de l'énergie le 16 avril 2021.
- 2021. *Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour les années 2021 et 2022*, R-4167-2021.
- ISQ [Institut de la statistique du Québec], 2021. *Projections de population - Le Québec*, gouvernement du Québec, <https://statistique.quebec.ca/fr/document/projections-de-population-le-quebec>
- 2021 [2020, 2019, 2018, 2017]. *Panorama des régions du Québec, édition 2021* [2020, 2019, 2018, 2017], <https://statistique.quebec.ca/fr/document/panorama-des-regions>
- 2021. *Commerce international en ligne*, http://diffusion.stat.gouv.qc.ca/hkbphp/index_fr.html (consulté le 21 décembre 2021)
- JHarvey Consultant & Associés, 2017. *Potentiels technico-économique et commercial maximum réalisable d'économies d'énergie de Gaz Métro pour la période 2018 à 2022*, étude réalisée pour Société Gaz Métro, Cause tarifaire 2018, R-3987-2016, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/390/DocPrj/R-3987-2016-B-0133-DemAmend-Piece-2017_03_01.pdf
- 2021. « Évaluation du potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique dans le secteur industriel au horizons 2025 et 2030 », dans HQD 2021, « Annexe B », *Suivi de la décision D-2019-088*, présenté à la Régie de l'énergie le 21 septembre 2021, www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2019-088/20210921_Suivi%20administratif%20de%20la%20d%C3%A9cision%20D-2019-088_PT%C3%89_20210908.pdf
- Kotbra, R., 2021. « Darling Ingredients closes 2 biodiesel plants in US, Canada with no plans to reopen », *Biobased Diesel Daily*, 2 mars 2021, www.biobased-diesel.com/post/darling-ingredients-closes-2-biodiesel-plants-in-us-canada-with-no-plans-to-reopen
- MELCC [ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques], 2021. *Marché du carbone : Avis et résultats des ventes aux enchères*, gouvernement du Québec, page web, www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/avis-resultats.htm (consultée le 22 décembre 2021)
- 2021. *GES 1990-2019 Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2019 et leur évolution depuis 1990*, PDF sur page web, www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/index.htm
- 2021. *Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage - Liste de projets*, gouvernement du Québec, page web, www.mddelcc.gouv.qc.ca/programmes/biometthanisation/liste-projets.htm (consulté le 22 décembre 2021)
- MERN [ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles], 2021. *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR)*, gouvernement du Québec, page web, <https://mern.gouv.qc.ca/energie/programmes/programme-soutien-pspgr> (consultée le 22 novembre 2021)
- MTMDET [ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports], 2016. *Rapport annuel de gestion 2015-2016*, gouvernement du Québec, www.transports.gouv.qc.ca/fr/ministere/organisation/rapport-annuel/Documents/rag-2015-2016.pdf.
- NREL [National Renewable Energy Laboratory], 2018. *H2A: Hydrogen Analysis Production Models*. page web, www.nrel.gov/hydrogen/h2a-production-models.html (consulté le 21 décembre 2021)
- OEÉ [Office de l'efficacité énergétique], 2019. *Base de données complète sur la consommation d'énergie* [données 2017-2017], Ressources naturelles Canada, gouvernement du Canada, http://oeec.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm.
- 2021. *Base de données complète sur la consommation d'énergie* [données préliminaires 2000-2019].
- Radio-Canada, 2021. « Bioénergie AE Côte-Nord sous protection de la Loi sur les arrangements avec les créanciers », *ICI Côte-Nord*, 11 mai 2021, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1792203/biogaz-port-cartier-loi-creanciers-compagnie-bioenergie>
- Régie de l'énergie, 2021. *Essence ordinaire, Prix moyen. Relevé hebdomadaire par région administrative du Québec*, www.regie-energie.qc.ca/energie/petrole_tarifs.php
- 2021. *Composantes estimées pour certaines municipalités du Québec, Montréal (Le Sud-Ouest\Verdun)*, 16 décembre 2021, www.regie-energie.qc.ca/energie/composantes.php.
- Renewables Now, 2020. *H2V Energies to build green hydrogen plant in Quebec, opens order book*, page web, <https://renewablesnow.com/news/h2v-energies-to-build-green-hydrogen-plant-in-quebec-opens-order-book-684374/> (consulté le 23 décembre 2020).
- Roberge, J., 2021. « Un projet de production d'hydrogène vert à Bécancour évalué à 1 G\$ », *Radio-Canada ICI Mauricie—Centre-du-Québec*, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1795133/projet-production-hydrogene-vert-becancour-h2v-energies>
- Roy, G. 2020. « Plus de 50 projets de GNR en développement au Québec », *Le Quotidien*, 24 novembre 2020, www.lequotidien.com/actualites/letat-du-gaz-naturel-renouvelable-au-quebec-65859c6703b-017f27aec70e3cc78add5/plus-de-50-projets-de-gnr-en-developpement-au-quebec-36a174860d293508a7b54cee7fefebe6?utm_content=146259062&utm_medium=social&utm_source=linkedin&hss_channel=icp-10251504
- SAAQ [Société de l'assurance automobile du Québec], 2021, [2015]. *Bilan 2020 [2014] : accidents, parc automobile et permis de conduire*.
- 2021. *Véhicules en circulation, 2020*, au 31 décembre. www.donneesquebec.ca/recherche/dataset/vehicules-en-circulation
- 2021. *Bilan routier, parc automobile et permis de conduire 2020*, <https://saaq.gouv.qc.ca/fileadmin/documents/publications/espace-recherche/dossier-statistique-2020-bilan-routier.pdf>

Shields, A. 2021. « GNL Québec refuse de s'avouer vaincu », *Le Devoir*, 22 octobre 2021, www.ledevoir.com/societe/environnement/642270/gnl-quebec-refuse-de-s'avouer-vaincu

Statistique Canada, 2012. *Le transport maritime au Canada, 2011* (54-205-X), gouvernement du Canada.

— 2018. *Recensement de la population de 2016*, produit numéro 98-400-X2016220 au catalogue de Statistique Canada.

— 2021. *Tableau 11-10-0222-01 – Dépenses des ménages, Canada, régions et provinces*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1110022201

— 2021. *Tableau 11-10-0223-01 – Dépenses des ménages selon le quintile de revenu du ménage, Canada, régions et provinces*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1110022301.

— 2021. *Tableau 17-10-0005-01 – Estimations de la population au 1^{er} juillet, par âge et sexe*, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1710000501

— 2021. *Tableau 20-10-0001-01 – Ventes de véhicules automobiles neufs*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010000101

— 2021. *Tableau 20-10-0021-01 – Immatriculations des véhicules automobiles neufs, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010002101

— 2021. *Tableau 23-10-0216-01 – Statistiques des chargements ferroviaires, selon la marchandise, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310021601

— 2021. *Tableau 25-10-0015-01 – Production de l'énergie électrique, production mensuel selon le type d'électricité*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510001501

— 2021. *Tableau 25-10-0016-01 – Production de l'énergie électrique, réceptions, livraisons et disponibilité*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510001601&request_locale=fr

— 2021. *Tableau 25-10-0021-01 – L'énergie électrique, services d'électricité et d'industrie, disponibilité et écoulement, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002101&request_locale=fr

— 2021. *Tableau 25-10-0029-01 – Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002901.

— 2021. *Tableau 25-10-0030-01 – Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en unités naturelles*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510003001

— 2020. *Tableau 25-10-0041-01 – Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510004101

— 2021. *Tableau 25-10-0055-01 – Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510005501

— 2021. *Tableau 25-10-0066-01 – Ventes de carburants destinés aux véhicules automobiles, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310006601

— 2021. *Tableau 25-10-0081-01 – Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510008101

— 2021. *Tableau 33-10-0395-01 – Nombre d'entreprises canadiennes, avec employés, juin 2020*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3310039501

— 2021. *Tableau 36-10-0222-01 – Produit intérieur brut, en termes de dépenses, provinciaux et territoriaux, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610022201

— 2021. *Tableau 36-10-0402-01 – Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, par industries, provinces et territoires*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610040201

— 2021. « *Tableau 71-607-X [anciennement 990-0027] – Importations : Huiles brutes, de pétrole ou de minéraux bitumineux* », dans *L'application Web sur le commerce international de marchandises du Canada*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/n1/pub/71-607-x/71-607-x2021004-fra.htm

TC Énergie, 2021. *Portland Natural Gas Transmission System Map*, www.tcenergy.com/operations/natural-gas/portland-natural-gas-transmission-system/#documents, (consulté le 23 décembre 2021).

Technosim, 2020. « Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole », dans HQD 2021, « Annexe A », *Suivi de la décision D-2019-088*, présenté à la Régie de l'énergie le 21 septembre 2021, www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2019-088/20210921_Suivi%20administratif%20de%20la%20d%C3%A9cision%20D-2019-088_PT%C3%89_20210908.pdf

Trépanier M., Peignier, I., Robert, B. et Cloutier, I., 2015. *Bilan des connaissances Transport des hydrocarbures par modes terrestres au Québec – Rapport de projet*, CIRANO et Polytechnique Montréal, www.cirano.qc.ca/files/publications/2015RP-24.pdf

Trussart, A., 2021. « Harnois Énergies : miser sur l'hydrogène pour contrer le déclin », *La Presse*, 19 mai 2021, www.lapresse.ca/affaires/portfolio/2021-05-19/energies-renouvelables/harnois-energies-miser-sur-l-hydrogene-pour-contrer-le-declin.php

US EIA [US Energy Information Administration], 2021. *Weekly Cushing OK Crude Oil Future Contract 1*, page web, www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCLC1&f=W (consultée décembre 2021)

— 2021. *Units and calculators explained - Energy conversion Calculator*, page web, www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/energy-conversion-calculators.php (consultée le 22 décembre 2021)

Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnauichner, A., Everall, J., Sacchi, R., Luderer, G., 2021. « Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation », *Nature Climate Change* : 11, p. 384–393, <https://dx.doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>

Valero, 2021. *Tracé*, page web, www.energievalero.ca/fr-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent/Route (consulté le 22 décembre 2021)

Whitmore, J. et Pineau, P.-O., 2017. *État de l'énergie au Québec 2018*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

WSP, 2018. *Évaluation du potentiel de production de gaz naturel renouvelable (GNR) au Québec*, rapport détaillé préparé pour Énergir, Réf. WSP : 181-07151-00. 86 p.

— 2021. *Inventaire de la biomasse disponible pour produire de la bioénergie et protrait de la production de la bioénergie sur le territoire québécois*, préparé pour le MERN, Réf. WSP : 201-03354-00, <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/WSP-Canada-Inventaire-biomasse-production-bioenergies-quebec-03-2021.pdf>

UNITÉS DE MESURE

M\$ million de dollars

G\$ milliard de dollars

TJ térajoule ou millier de milliard de joules
(unité de mesure de l'énergie)

PJ pétajoule ou million de milliards de joules

V volt (unité de mesure de la tension électrique)

kV kilovolt ou millier de volts

km kilomètre (unité de mesure de distance
égale à 1 000 mètres)

Baril unité de volume équivalant à 158,9 litres

t éq. CO₂ tonne d'équivalents CO₂

kt éq. CO₂ millier de tonnes d'équivalents CO₂

Mt éq. CO₂ million de tonnes d'équivalents CO₂

m² mètre carré (unité de mesure de la superficie)

m³ mètre cube (unité de mesure de volume égale
à 1 000 litres)

Mm³ million de mètres cubes

kWh kilowattheure ou millier de watts-heures
(unité de mesure de l'énergie électrique)

MWh mégawattheure ou million de watts-heures

GWh gigawattheure ou milliard de watts-heures

TWh térawattheure ou billion de watts-heures

MW mégawatt ou million de watts (unité de
mesure de la puissance électrique)

ML/an million de litres par an

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) H3T 2A7

energie.hec.ca

Nos partenaires :

BORALEX

ENBRIDGE

énergir

Evolugen

GREENFIELD
GLOBAL

Hydro
Québec

Québec

Schneider
Electric

Valero

wsp