



ÉTAT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

ÉDITION 2024 10^e anniversaire

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

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, Greenfield Global, Hydro-Québec, Schneider Electric, WSP et le gouvernement du Québec.

Remerciements

Nous remercions le gouvernement du Québec pour son soutien financier à la réalisation du présent rapport et les personnes suivantes pour leur collaboration au contenu : Mathieu Lavoie, Cédric Arbez, Ismaël Cissé, David Hébert, Patrick Simoneau, Sébastien Comazzi (gouvernement du Québec); Philippe Lanthier et Raphaël Duquette (Énergir); Stéphane Leblanc (Office de l'efficacité énergétique); Jean-Philippe Rousseau et Christian Roy (Hydro-Québec); Benjamin Israël.

Note aux lecteurs

L'État de l'énergie au Québec 2024 présente un bilan des données les plus à jour sur les enjeux énergétiques au Québec à l'aube de l'année 2024. Plusieurs données de 2023 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 et ne reflète pas nécessairement les opinions du gouvernement du Québec.

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, 2024. *État de l'énergie au Québec 2024*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec

Dépôt légal : Février 2024
ISSN 2368-674X (version PDF)
©2024 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

Infographie et mise en page : Brigitte Ayotte (Ayograph)

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	1
2. RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2023.....	3
3. SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC.....	5
3.1 • SOURCES D'ÉNERGIE	7
3.2 • TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE	9
Production d'hydrocarbures	9
Production d'électricité.....	16
Production d'hydrogène.....	23
Production de biocombustibles	29
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE	34
Secteur des transports	36
Secteur industriel	41
Secteur du bâtiment – résidentiel	46
Secteur du bâtiment – commercial et institutionnel.....	48
3.4 • EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE	50
4. ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	52
5. L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE.....	58
6. PERSPECTIVES POUR 2024	64
7. SOURCES	65

UNITÉS DE MESURE

M \$	million de dollars	MWh	mégawattheure ou million de wattheures
G \$	milliard de dollars	GWh	gigawattheure ou milliard de wattheures
PJ	pétajoule ou million de milliards de joules (unité de mesure de l'énergie)	TWh	térawattheure ou mille milliards de wattheures
TJ	térajoule ou milliard de joules	MW	mégawatt ou million de watts (unité de mesure de la puissance électrique)
V	volt (unité de mesure de la tension électrique)	GW	gigawatt ou milliard de watts
kV	kilovolt ou millier de volts	m ²	mètre carré (unité de mesure de la superficie)
km	kilomètre ou mille mètres (unité de mesure de distance)	Mm ³	million de mètres cubes (unité de volume gazeux)
ML	million de litres (unité de volume liquide)	Mm ³ /j	million de mètres cubes par jour
GL	gigalitre ou milliard de litres	t éq. CO ₂	tonne d'équivalent CO ₂
Baril	unité de volume équivalant à 158,9 litres	kt éq. CO ₂	millier de tonnes d'équivalent CO ₂
kg/jour	kilogramme ou mille grammes par jour	Mt éq. CO ₂	million de tonnes d'équivalent CO ₂
kWh	kilowattheure ou millier de wattheures (unité de mesure de l'énergie électrique)		

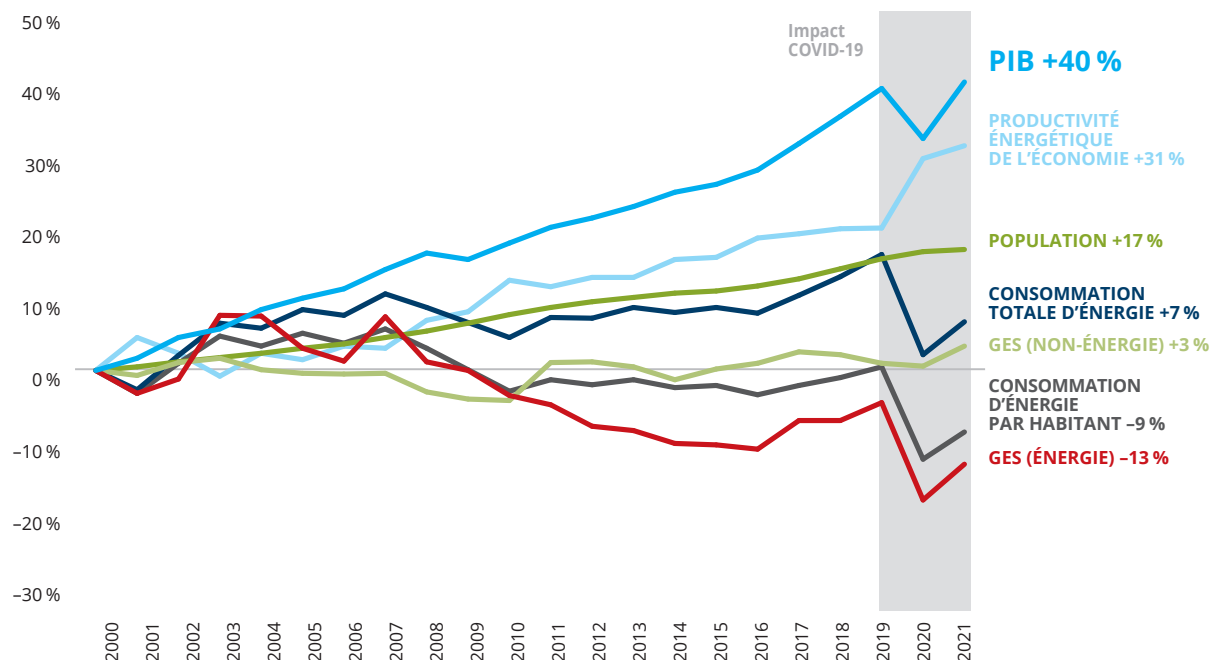
1 INTRODUCTION

Pour la 10^e année consécutive, la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal publie l'État de l'énergie au Québec. Nous constatons que les grandes tendances ont peu évolué dans le secteur de l'énergie. La part des produits pétroliers est sensiblement la même, l'hydroélectricité domine la production d'électricité et le gaz naturel maintient sa part de la consommation énergétique de la province. Depuis 2014, le parc automobile et la superficie de plancher à chauffer ont continué d'augmenter plus vite que la population, sauf en 2022 où un ralentissement de la croissance a été observée. La performance énergétique globale des industries demeure stable et la consommation énergétique par habitant reste l'une des plus élevées au monde.

Certains enjeux semblent loin derrière nous : nous ne débattons plus de pipelines (ex., projet Énergie Est) et de projets d'exploitation d'hydrocarbures. Ce sont désormais les projets d'hydrogène vert, d'autoproduction et de nouveaux grands consommateurs industriels d'électricité qui font la manchette. Si les discours ont évolué, les données présentées dans l'État de l'énergie au Québec sont demeurées constantes.

Réaliser ce bilan annuel demande un travail considérable. Plusieurs jeux de données de Statistique Canada, Ressources naturelles Canada et du gouvernement du Québec peinent à être mis à jour et disparaissent parfois complètement. Plus difficile encore est d'accéder à des données régionales et

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 2021



Sources : Statistique Canada, 2023 (tableaux 36-10-0222-01 et 17-10-0005-01); MELCCFP, 2023.

municipales. Par exemple, alors qu'il était possible de connaître la consommation mensuelle de produits pétroliers au Québec jusqu'en 2018, cela est impossible depuis. Ce n'est qu'à l'automne 2024 qu'on saura combien il s'est consommé de pétrole en 2023. L'absence de données relatives à l'importation

du pétrole au Québec fait en sorte qu'il n'est pas possible de savoir précisément en quelles quantités elles arrivent des autres provinces canadiennes. Nous arrivons à l'estimer (voir graphique 3), mais une donnée aussi importante devrait être recensée et diffusée par les autorités publiques.

Réaliser la transition énergétique, en vue d'atteindre l'objectif de carboneutralité à l'horizon 2050, nécessite des changements profonds dans les systèmes énergétiques, de la production à la consommation (en transport, bâtiment, industrie et agriculture). Concevoir et mettre en place des actions pour atteindre ces objectifs exigent que les différents acteurs disposent d'informations objectives, détaillées et transparentes sur ces systèmes. Or, plusieurs données nécessaires à la réalisation d'analyses qui appuient la prise de décision sont difficilement accessibles. Par exemple, il n'existe actuellement aucun recensement officiel et public, tant fédéral que provincial, de l'ensemble des projets des filières émergentes, comme les biocarburants, l'hydrogène, la géothermie et les panneaux solaires. Parfois, les lois protégeant les données confidentielles limitent considérablement les travaux et les analyses à réaliser. Par exemple, la production totale d'énergie au Québec est confidentielle depuis 2020 « en vertu des dispositions de la Loi sur la statistique » dans un tableau (25-10-0029-01) sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie publié par Statistique Canada.

Les limites à l'accès aux données freinent l'innovation et la coordination efficace des actions pour accélérer la transition énergétique. Il y a donc urgence à revoir l'approche en matière de données sur l'énergie au Québec et au Canada.

Nous tentons, malgré ces obstacles, à réunir le maximum d'informations pour mieux guider les différents acteurs qui s'intéressent à l'énergie au Québec. Nous bénéficions de la collaboration du gouvernement du Québec, de Statistique Canada, de Ressources naturelles Canada, d'Hydro-Québec, d'Énergir et de multiples personnes de bonne volonté afin d'offrir une référence commune pour repenser collectivement nos rapports à l'énergie.

2 RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2023

Plusieurs événements ont marqué le secteur de l'énergie au Québec au cours de l'année 2023. Cette liste non exhaustive fait un tour d'horizon des principaux événements survenus.

15 FÉVRIER • PLAFONNEMENT DE TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET ENCADREMENT DES PROJETS DE GRANDE PUISSANCE.

Le gouvernement du Québec adopte le projet de loi n° 2 qui limite le taux d'indexation des tarifs d'électricité domestiques à 3 %, jusqu'à 2025, et qui accroît l'encadrement de l'obligation de distribuer l'électricité. Désormais, les demandes de raccordement de projets de 5 MW et plus doivent obtenir l'autorisation du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, alors qu'auparavant Hydro-Québec était dans l'obligation de desservir les projets requérant moins de 50 MW.

28 MARS • BUDGET FÉDÉRAL – PRIORITÉ AUX ÉNERGIES PROPRES.

Pour faire contrepoids à l'*Inflation Reduction Act* des États-Unis, le gouvernement canadien annonce des mesures, totalisant 80 G \$, pour accélérer la transition énergétique, dont 27 G \$ pour la création d'un crédit d'impôt remboursable de 15 % destiné aux investissements dans la production, le stockage et le transport interprovincial d'électricité non émettrice. Les crédits d'impôt pour la fabrication de technologies propres atteignent 30 % et entre 15 % et 40 % pour l'investissement dans l'hydrogène propre.

11 AVRIL • DÉPART DE SOPHIE BROCHU ET ARRIVÉE DE MICHAEL SABIA À LA TÊTE D'HYDRO-QUÉBEC.

Après trois ans en poste, Sophie Brochu quitte la direction d'Hydro-Québec avant la fin de son mandat. La couverture médiatique laisse entrevoir une différence de priorités de la société d'État dans le contexte de la transition énergétique avec celles du gouvernement. Michael Sabia, ancien PDG de la Caisse de dépôt et placement du Québec, est nommé président-directeur général d'Hydro-Québec et entre en fonction le 1^{er} août.

26 AVRIL • MARCHÉ DU CARBONE.

Le gouvernement du Québec, conjointement avec celui de la Californie, entreprend une évaluation du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE), notamment à propos des plafonds d'émission, des droits d'émission accumulés dans le marché, des mécanismes de contrôle de marché, des crédits compensatoires, de la séquestration du carbone et des nouvelles énergies vertes. Le marché atteint un prix record en 2023, à plus de 53 \$/t éq. CO₂ aux enchères de novembre 2023, alors que le prix n'avait été que de 37 \$ aux premières enchères de février. C'est une augmentation de 43 % dans l'année.

15 MAI • CONSULTATION SUR L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC (CONSULTATION SUR L'ENCADREMENT ET LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES PROPRES AU QUÉBEC).

Le gouvernement tient une séance de consultation avec des acteurs du milieu de l'énergie. Une consultation grand public et d'experts a lieu du 2 juin au 1^{er} août. 120 mémoires sont déposés (89 venant d'organisations et 31 de citoyennes ou citoyens). Un projet de loi, initialement prévu pour l'automne 2023, sera plutôt annoncé au printemps 2024.. Il vise, entre autres, à modifier la Loi sur Hydro-Québec et la Loi sur la Régie de l'énergie.

19 MAI • PLAN DE MISE EN ŒUVRE DU PLAN POUR UNE ÉCONOMIE VERTE (PEV) 2030.

Le gouvernement du Québec dévoile la mise à jour annuelle du Plan de mise en œuvre de son PEV pour la période 2023-2028. Selon lui, des efforts supplémentaires, soutenus par des dépenses de 9 G \$ sur cinq ans, permettraient d'atteindre 60 % de la cible climatique de 2030.

31 AOÛT • ATTRIBUTION DE BLOCS D'ÉNERGIE À 11 PROJETS D'ENTREPRISE.

Le ministre de l'Économie et de l'Énergie, Pierre Fitzgibbon accorde 956 MW d'électricité à 11 projets d'entreprises nécessitant un raccordement d'une puissance de 5 MW et plus en vertu de la loi n°2 adoptée en février 2023, tandis que d'autres sont écartés. Les demandes initiales totalisaient 23 000 MW – l'équivalent de 13 complexes hydroélectriques comme La Romaine. Selon le ministre, un total de « 8 000-10 000 MW de projets industriels » devrait être autorisé.

31 AOÛT • GAZ NATUREL RENOUVELABLE DANS LES BÂTIMENTS.

Énergir dépose, à la Régie de l'énergie, une preuve établissant qu'à partir du printemps 2024, tous les nouveaux branchements pour les bâtiments (excluant l'industriel) seront approvisionnés exclusivement au GNR ou en biénergie d'électricité. Cette preuve survient alors que certaines villes ont signalé leur intention d'interdire le gaz de chauffage et la cuisson au gaz dans les nouvelles constructions, dont les villes de Montréal, de Laval, et de Prévost.

2 NOVEMBRE • PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET PLAN D'ACTION 2035 D'HYDRO-QUÉBEC.

Hydro-Québec dévoile son « Plan d'action 2035 — Vers un Québec décarboné et prospère », qui prévoit des investissements de 155 à 185 G \$ d'ici 2035, soit une moyenne annuelle de 12 à 16 G \$. Pour « répondre à la croissance de la demande », qui serait appelée à doubler à l'horizon 2050 (150 à 200 TWh), la société d'État prévoit investir, un premier temps, de 90 à 110 G \$ au cours des 12 prochaines années. Ces sommes sont nécessaires pour ajouter 8 000 à 9 000 MW de puissance ferme au cours de cette période, soit l'équivalent de cinq à six complexes comme celui de la Romaine.

22 DÉCEMBRE • PROJET DE LOI SUR LA PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE DES BÂTIMENTS.

Le gouvernement du Québec dépose un projet de loi qui confierait la coordination de l'action gouvernementale en matière de transition énergétique au ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs. Il vise à créer de nouveaux moyens d'intervention dans le secteur des bâtiments, dont la mise en place d'un système de déclaration, de cotation et de performance des bâtiments.

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 plusieurs composantes. Comme pour le corps humain ou les écosystèmes naturels, la variation de l'une des composantes peut avoir des répercussions sur les autres, voire sur l'ensemble du système.

Les défis énergétiques du XXI^e siècle requièrent une approche 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 un enjeu énergétique, il ne suffit plus de déterminer si une source d'énergie est « bonne » ou « mauvaise ». Il faut plutôt comprendre comment nos différents modèles d'affaires et nos habitudes de consommation peuvent contribuer à privilégier la production d'une source d'énergie au détriment d'une autre.

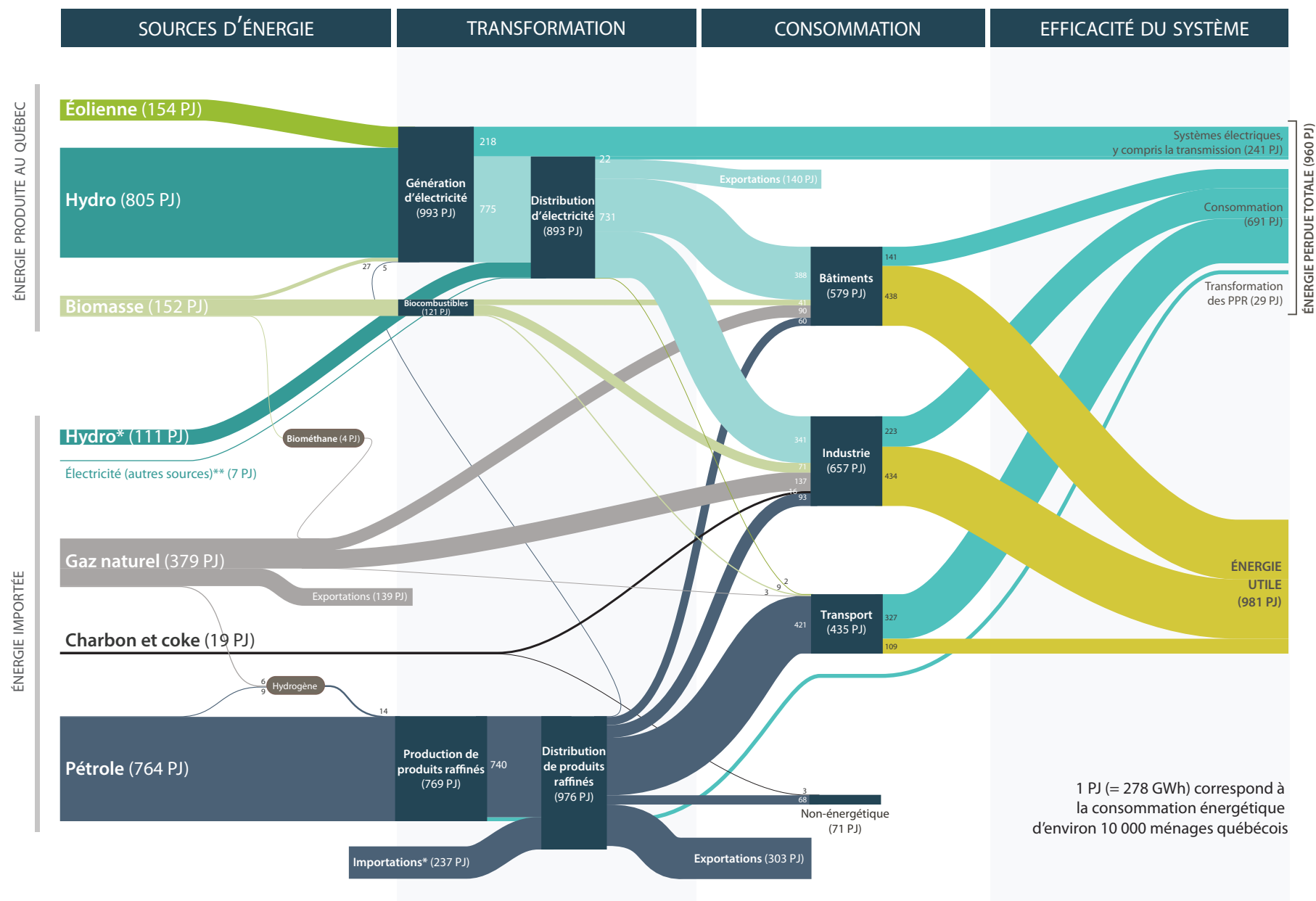
Pour mieux visualiser le système énergétique, le graphique 2 montre comment s'écoule l'énergie, depuis sa source jusqu'à sa consommation finale

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 en tant que 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 960 pétajoules (PJ), soit 49 % 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, 2021



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'arrondissements et du fait que les procédés énergétiques inférieurs à 3 PJ ne sont pas affichés sur le diagramme. Selon des communications du MEIE, « quelque 6 PJ de granules énergétiques seraient exportées à partir du Québec (2021) ». Puisqu'aucune source officielle n'a été fournie, ce flux n'a pas été inclus dans le bilan 2021. *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 dites « primaires » (voir tableau 1) correspondent à l'ensemble des ressources, à l'état brut dans le milieu naturel, qui sont exploitées (par exemple : pétrole brut, gaz naturel, biomasse, vent, soleil, eau courante) avant toute transformation. Ces énergies sont ensuite transformées en produits énergétiques utiles, dites « secondaires », qui sont consommés par les usagers. Cette transformation consiste en une production d'énergie électrique, d'hydrogène ou de produits pétroliers raffinés. Le pétrole brut, acheté auprès de producteurs canadiens ou étrangers, est ainsi transformé en produits pétroliers tels que l'essence, le carburant 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 (48 % du total), c'est-à-dire provenant de sources dont les stocks se renouvèlent 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), aussi appelée du « biométhane », qu'on a vu apparaître pour la première fois dans le bilan en 2017, représentait 0,2 % du total en 2021. Environ 5 % 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 0,3 % 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 plus de

la moitié (54 %) du bilan (voir l'encadré). Le pétrole, dont environ les trois quarts sont consommés par le secteur du transport, représente 32 % du bilan, tandis que la part du gaz naturel, surtout utilisé par le secteur industriel, s'élève à 16 %. Le charbon et le coke, entièrement consommés par le secteur industriel, répondent à 0,8 % des besoins énergétiques du Québec. Quelque 0,1 %

de l'électricité générée au Québec est produit par des génératrices fonctionnant au carburant 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.

TABLEAU 1 • DISPONIBILITÉ DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE AU QUÉBEC, 2021

	Sources	Pétajoules	Part du total	Équivalence
Importations = 54 %	Pétrole	764	32 %	124 millions de barils
	Gaz naturel	379	16 %	9,0milliards de m3
	Hydro*	111	5 %	24 TWh
	Charbon	19	0,8 %	0,9 millions de tonnes
	Électricité (sources variables)**	7	0,3 %	1,6 TWh
Sources locales = 46 %	Hydro	805	34 %	216 TWh
	Éolienne	154	6 %	48 TWh
	Biomasse	152	6 %	n.d.
	Gaz naturel renouvelable	4	0,2 %	0,1 milliards de m³
	Total	2 391	100 %	

¹ Hydro-Québec, 2023.

² Hydro-Québec, 2024.

Sources : Voir graphique 1; EIA, 2023.

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.

En 2012, l'uranium, qui était utilisé pour alimenter Gentilly-2 à Bécancour, l'unique centrale nucléaire québécoise (675 MW), représentait 3 % du bilan énergétique québécois. La centrale a toutefois été fermée le 28 décembre 2012. Le gouvernement du Québec prévoyait que toutes les activités de

déclassement, de démantèlement, d'évacuation du combustible nucléaire irradié et de suivi environnemental prendraient fin en 2074¹. Or, la forte croissance anticipée de la demande d'électricité, dans le but de décarboner l'économie du Québec et d'attirer de nouvelles industries, amène

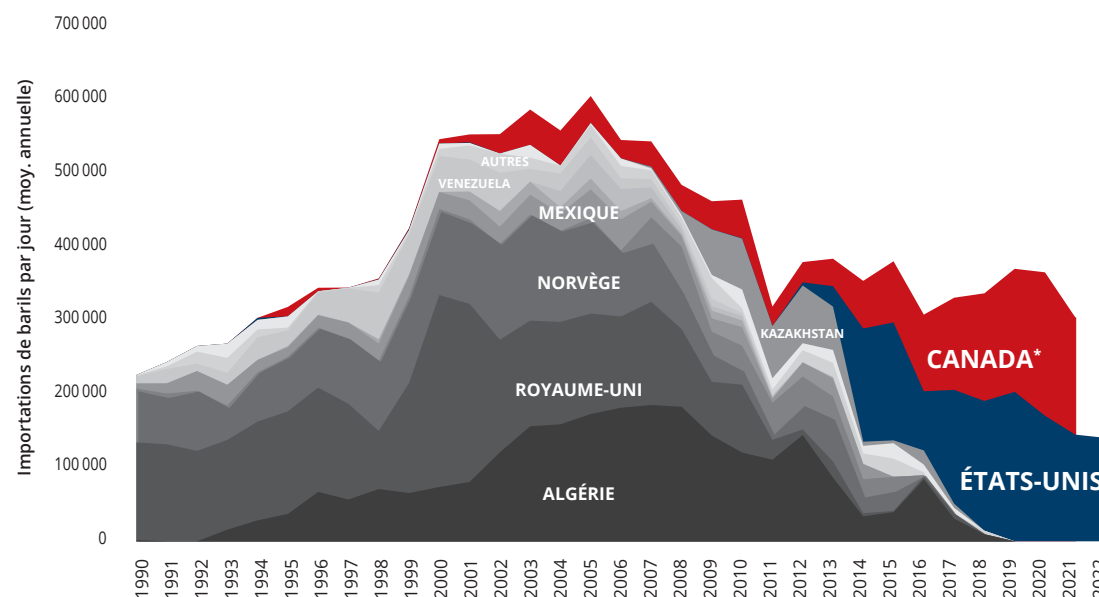
Hydro-Québec à évaluer la possibilité de rouvrir la centrale. En 2012, le gouvernement avait accepté la recommandation d'Hydro-Québec de la fermer notamment en raison des coûts importants reliés à sa réfection, évaluée à 0,12 \$/kWh².

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 2021, il est estimé que 52 % provenaient de l'Ouest canadien et 48 % 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 2022



Sources : Statistique Canada, 2023 (tableau 71-607-X), sauf *Statistique Canada, 2023 (tableau 25-10-0030-01).

Note : *Les approvisionnements canadiens pour les années 2016 à 2018 sont des estimations linéaires, car elles n'étaient pas disponibles. Aucune donnée n'est disponible pour l'année 2022.

¹ Hydro-Québec, 2023.

² Hydro-Québec, 2012.

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.

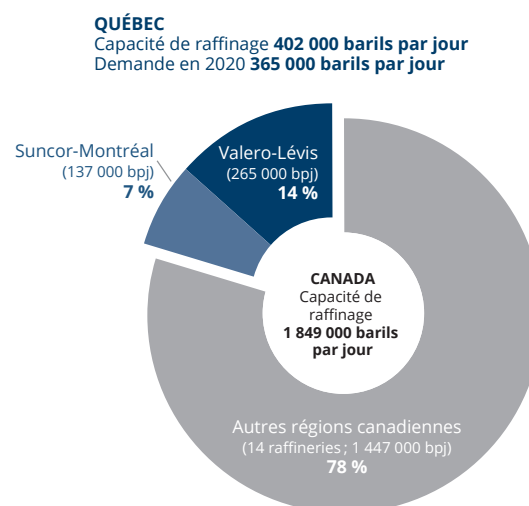


PRODUCTION D'HYDROCARBURES

En 2021, le Québec ne produisait ni pétrole brut ni gaz naturel de source fossile. 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 2021, leur capacité totale s'élevait à 402 000 barils de pétrole brut par jour, soit 21 % de la capacité de raffinage du Canada (voir graphique 4). L'essence, le carburant diesel et le mazout léger représentaient près de 82 % de la production totale des **produits pétroliers raffinés** (PPR) (voir graphique 5). En nombre de barils, cette capacité de production dépasse l'utilisation totale des PPR au Québec, qui se s'élevait à environ 365 000 barils par jour, selon l'Association canadienne des carburants. 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.

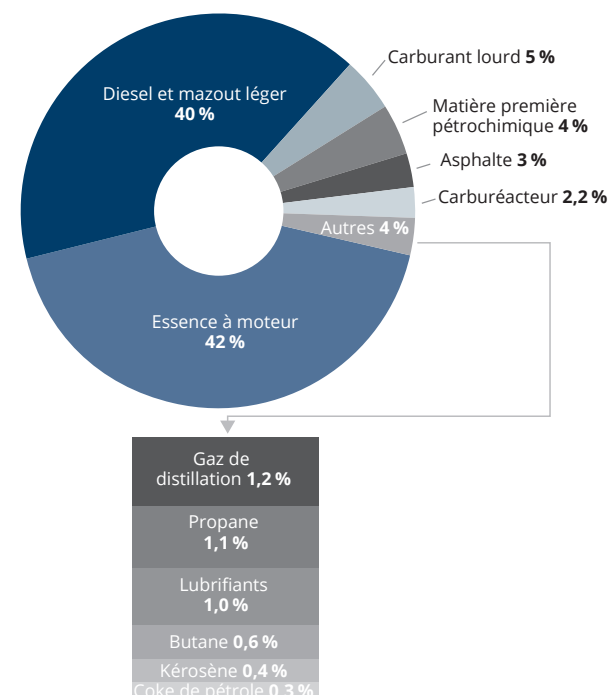
GRAPHIQUE 4 • CAPACITÉ TOTALE DE RAFFINAGE DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC, 2021



Sources : ACC, 2022.

Note : Données estimées par l'ACC, basées sur les chiffres publiés par chacune des sociétés et Statistique Canada.

GRAPHIQUE 5 • PRODUCTION DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS AU QUÉBEC, 2022



Source : Statistique Canada, 2023 (Tableau 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 uniquement à stocker du gaz naturel pour les périodes de pointe, cette usine approvisionne maintenant les secteurs du transport maritime et routier. 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. Les gouvernements du Québec et du Canada ont toutefois refusé d'accorder les autorisations pour le projet à la suite de réserves émises par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et l'Agence d'évaluation d'impact du Canada.

Actuellement au Québec, on dénombre 29 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 2 stations du GNL. En date du 1^{er} septembre 2023, le Québec compte plus de 850 camions roulant au gaz naturel, dont environ 85 % entrent dans la catégorie du transport lourd et 15 % dans celle du transport léger, selon Énergir. Le parc de camions lourds au Québec regroupe environ 86 000 véhicules (voir tableau 8).

TABEAU 2 • USINES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ EN SERVICE OU ÉTUDIÉES AU QUÉBEC, 2023

Société	Lieu	Capacité de production (m^3 de GNL/jour)	Commentaires
Énergir – Gaz Métro GNL	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 gouvernement du Québec officialise par décret le rejet du projet en 2021. Le gouvernement fédéral refuse également d'accorder les autorisations pour le projet en raison de ses effets négatifs sur l'environnement. Les promoteurs réclament 20 G \$US au Canada devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) du Groupe de la Banque mondiale pour l'annulation de leur projet. Capacité potentielle : $74\,429\text{ m}^3$ de GNL/jour.

Sources : Énergir, 2023 (communication personnelle); gouvernement du Québec, 2021; Girard, 2023.

Le projet GNL Québec a été rejeté par le gouvernements du Québec et du Canada en raison de ses effets négatifs sur l'environnement.

LE SAVIEZ-VOUS ?

RATTRAPAGE DES VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS AUX NIVEAUX PRÉPANDÉMIE

Les consommations d'essence, de diesel et d'autres produits pétroliers ont continué leur remontée à des niveaux prépandémiques en 2022, sans toutefois encore les atteindre (voir graphique 6). Les prix de l'essence plus élevés en 2022 (graphique 48) ont certainement freiné la hausse de la croissance de la consommation par rapport à 2021. À l'échelle du Canada, on sait cependant que les ventes d'essence des neuf premiers mois de 2023 ont dépassé de 0,7 % celles des neuf premiers mois de 2019 : les prix élevés n'empêchent donc pas le marché de croître.

Les tendances basées sur les cinq dernières années indiquent un déclin des ventes de produits pétroliers, mais ces tendances sont fortement affectées par la pandémie. Les ventes de véhicules électriques (VÉ) progressent (graphique 27) et vont certainement contribuer, à terme, à un déclin de la consommation de produits pétroliers. Mais ces ventes de VÉ restent encore largement dominées par celles de véhicules à essence. De plus, les ventes de voitures continuent de s'étioler, alors que celles de VUS et autres camions légers gagnent des parts de marché.

Avec une longévité croissante des véhicules dans le parc automobile, qui est passé de 7,2 ans en 2013 à 8,2 en 2021, les ventes de produits pétroliers vont prendre plus

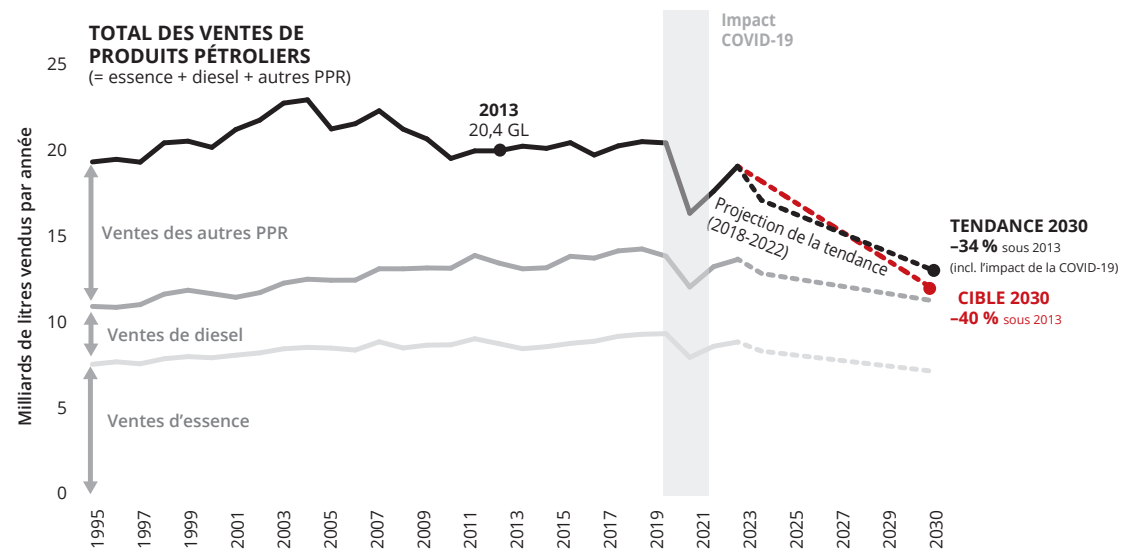
de temps à diminuer. Le parc de véhicules (de la motocyclette au camion lourd) étant globalement en croissance, et le nombre de véhicules à essence n'ayant commencé à décliner qu'en 2022, les VÉ n'ont pas toujours remplacé des véhicules à essence (ils se sont ajoutés au parc dans certains cas) et tous ces véhicules restent plus longtemps dans le parc. Le rythme de déclin des ventes de produits pétroliers sera donc ralenti, lorsqu'il s'amorcera. Outre des actions pour électrifier le parc automobile, il serait judicieux d'en mener pour

diminuer l'usage et le nombre des véhicules pour atteindre les différentes cibles de la Politique de mobilité durable 2030, comme la réduction des ventes de produits pétroliers de - 40 % sous le niveau de 2013, la diminution de 20 % de la part des déplacements effectués en auto solo, la réduction des coûts associés à la congestion ou la réduction de 20 % des dépenses des ménages allouées au transport.

³ Statistique Canada, 2023 (tableau 25-10-0081-01).

⁴ Pineau et Vincent, 2023.

GRAPHIQUE 6 • VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC DE 1995 À 2021, ET TRAJECTOIRE POUR ATTEINDRE LA CIBLE 2030 DE RÉDUCTION DE 40 % SOUS LE NIVEAU DE 2013



Source : Statistique Canada, 2023 (tableau 25-10-0030-01).

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 provenant de l'Atlantique 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.

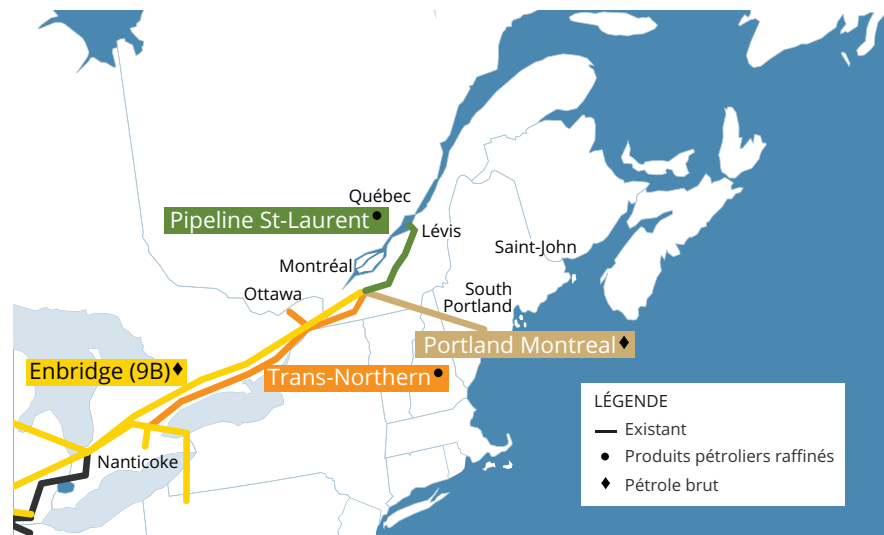
Le gaz naturel arrive au Québec par le réseau de transport de TC Énergie (voir graphique 7), puis est acheminé jusqu'aux utilisateurs dans les réseaux de distribution de Gazifère et d'Énergir (voir graphique 8). **Gazifère**, une société affiliée à Enbridge Gas Distribution de l'Ontario, compte près de 43 500 clients et exploite 1 000 kilomètres de réseau gazier dans la région de l'Outaouais. Le réseau d'**Énergir**, une société détenue par la Caisse de dépôt des placements du Québec (CPCQ; 80,9 %) et le Fonds de solidarité FTQ (19,1 %), 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

GRAPHIQUE 7 • RÉSEAUX DE PIPELINES AU QUÉBEC, 2023

Réseau de gazoducs



Réseau d'oléoducs



Sources : RÉC, 2023; Valero, 2021; TC Énergie, 2021; Énergir, 2022.

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, vers celui 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 date de septembre 2022, environ 84,3 % de l'approvisionnement d'Énergir s'effectuait au carrefour gazier de Dawn/Parkway et 12,7 % à partir d'Empress (voir graphique 8). Environ 3 % provenaient 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.

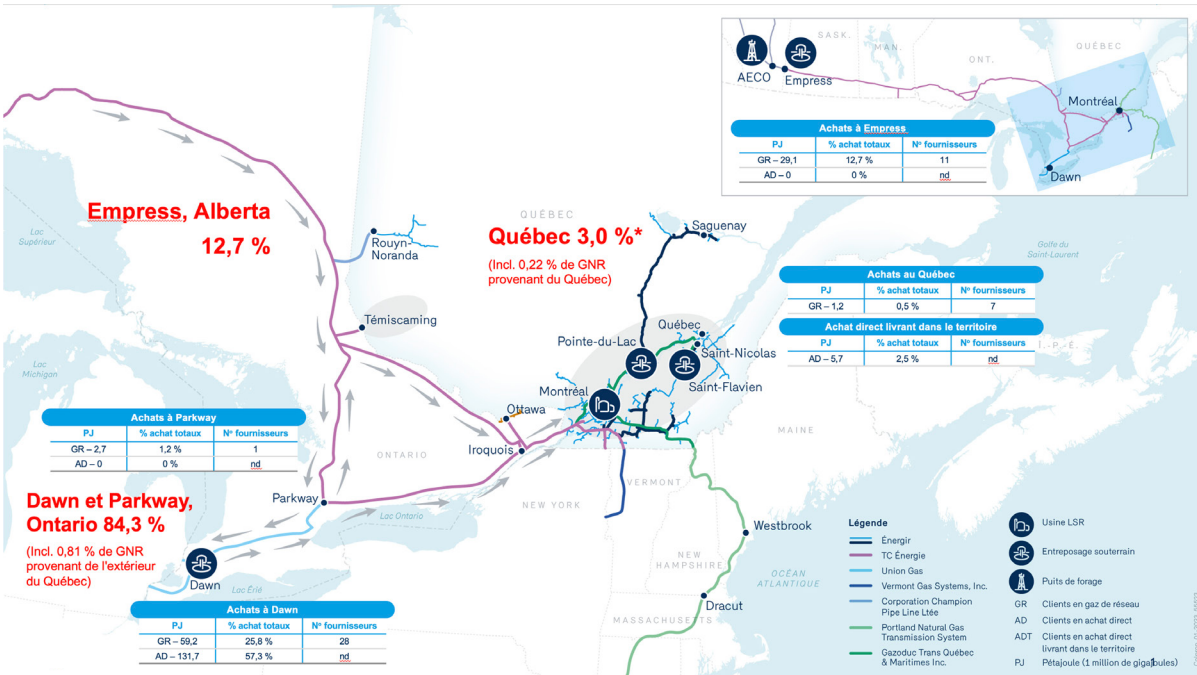
Le gaz naturel est entreposé et injecté dans le réseau lorsque la demande le requiert. Énergir utilise un site d'entreposage appartenant à Enbridge Gas Limited, situé à Dawn en Ontario, de même que trois sites établis au Québec, soit à Pointe-du-Lac, Saint-Flavien et Montréal où se trouve l'usine de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

Depuis le printemps 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 que les

distributeurs gaziers québécois livrent annuellement 2 % de leurs volumes totaux sous forme de gaz naturel renouvelable (GNR) en 2023. En 2022, le règlement a été actualisé afin de fixer ce pourcentage à 7 % en 2028 et 10 % en 2030, et la référence au « gaz naturel renouvelable » a été remplacée par « gaz de source renouvelable » afin d'y inclure l'hydrogène vert, le gaz de synthèse et le gaz naturel synthétique de source renouvelable (e-gaz).

En date du 30 septembre 2023, le GNR représentait 1,03 % des volumes (60 Mm³) dans le réseau d'Énergir. Ce dernier provenant de projets de valorisation des matières organiques de six projets au Québec (0,22 %) et plusieurs autres en Ontario et aux États-Unis (0,81 %). D'ici la fin de l'exercice financier 2024, le distributeur estime que les volumes de GNR livrés dans son réseau totaliseront 135 Mm³ (soit 2,3 % des volumes totaux) qui proviendront de certains

GRAPHIQUE 8 • RÉSEAU DES APPROVISIONNEMENTS ET DE DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC, 2023



Source : Carte réalisée par Énergir, 2023.

Note : Données dans la carte en date de septembre 2023. *Le 3,0 % au Québec inclus 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 et 0,22 % de GNR provenant de projets au Québec. **Les sources d'approvisionnement de GNR ne sont pas uniquement du Québec. Il y a également le projet d'Hamilton en Ontario qui est inclus dans ce total.

projets québécois actuellement en service ou en construction et de volumes contractualisés par appel d'offres lancé en novembre 2022 ou autrement. Un autre appel d'offres a eu lieu à l'automne 2023 pour contribuer à l'atteinte de la cible de 5 % d'injection à l'horizon 2025. En 2023, Énergir négociait également avec TES Canada, l'un des plus grands projets de production d'hydrogène vert proposé au Québec, pour acheter l'équivalent de 115 Mm³ de gaz naturel synthétique produit à partir d'hydrogène vert et de carbone biogénique, à l'horizon 2030.

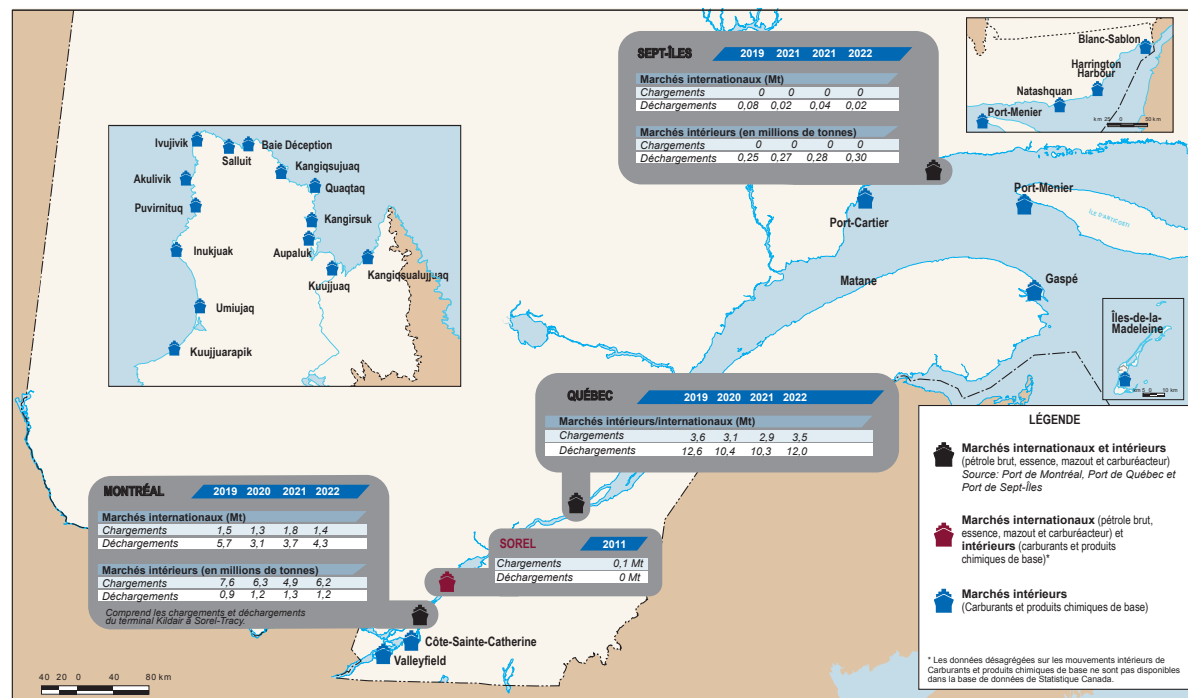
Le GSR représentait 1 % (1,9 Mm³) des volumes dans le réseau de Gazifère. En 2026, il compte valoriser et injecter de l'hydrogène issu d'un sous-produit de l'électrolyse dans le procédé de chlorate de sodium de l'usine ERCO Worldwide (voir tableau 7).

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

GRAPHIQUE 9 • CARTE DE LA MANUTENTION DE PÉTROLE BRUT, D'ESSENCE, DE MAZOUT ET DE CARBURÉACTEUR DANS LES PORTS DU QUÉBEC, 2018 À 2022



Sources : Statistique Canada, 2012; collectes individuelles auprès des autorités des ports de Québec, Montréal et Sept-Îles, 2023.

Note : Carte de base réalisée par le ministère des Transports du Québec (2021). Mises à jour par les auteurs depuis 2022, car le MTMD ne maintenait plus de licence d'Adobe Illustrator. La dépôt pétrolier de Natashquan a été démantelé. 1 tonne de pétrole = 7,33 barils.

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 carburéacteurs 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.

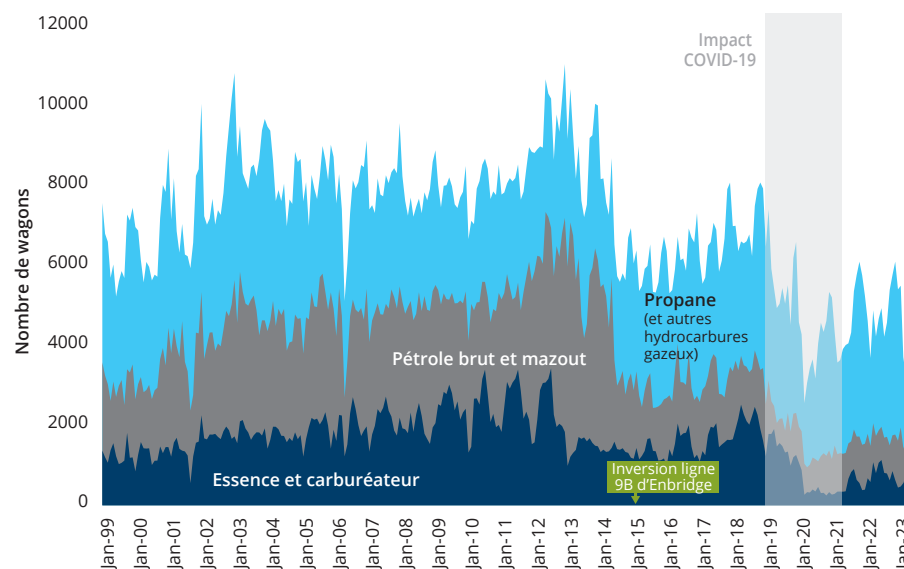
TRANSPORT FERROVIAIRE

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 évènements 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 2023



Sources : Statistique Canada, 2023 (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, mais ce nombre est à la hausse depuis.

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 et de la Mobilité durable 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 restants⁵. 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 Québec⁶.

⁵ MTMD, 2016.

⁶ Trépanier et coll., 2015, p.53.

En juin 2023, le réseau de distribution d'essence et de carburant diesel de la province était constitué de 2 564 stations-service, selon Statistique Canada⁷. 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. Il existe aussi 225 stations de ravitaillement au propane pour les véhicules⁸. 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).



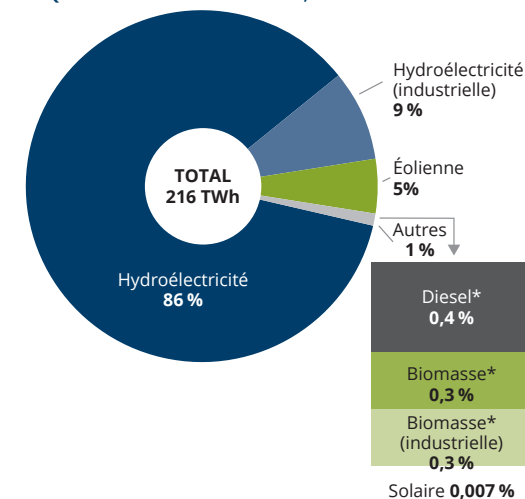
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En 2022, la production d'électricité québécoise totalisait 216 TWh, dont 95 % provenaient de source hydroélectrique, 5 % 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 Brookfield Renewable/Evolugen sont aussi actifs dans ce domaine.

Selon le *Répertoire des barrages* du MELCCFP⁹, on compte 67 propriétaires de barrages hydroélectriques 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 dans ses activités de distribution, à qui elles vendent leur production. La province compte dix redistributeurs d'électricité (neuf municipalités et une coopérative¹⁰) qui gèrent de petits réseaux de distribution d'électricité, distincts de celui d'Hydro-Québec. Ils achètent annuellement environ 5,8 TWh d'énergie d'Hydro-Québec et servent un peu plus de 168 000 abonnés. Dans certains cas, ils produisent aussi une partie de leur électricité. Hydro-Québec dans ses activités de transport est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 678 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 2021, les taux de perte d'énergie électrique déclarés par Hydro-Québec étaient de 5,27 % sur le réseau de transport et de 2,7 % sur le réseau de distribution¹¹.

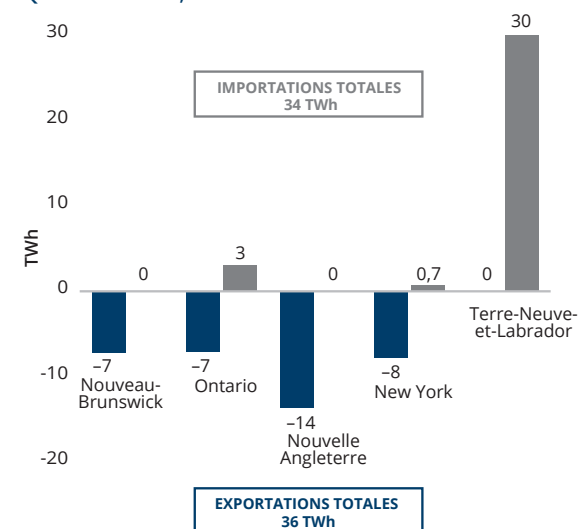
GRAPHIQUE 11 • PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR SOURCE, 2022



Source : Statistique Canada, 2023 (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, 2022



Source : Statistique Canada, 2023 (tableau 25-10-0016-01); IESO, 2023; NYISO, 2022; NB Power, 2022; ISO New England 2022.

⁷ Statistique Canada, 2023 (tableau 33-10-0717-01).

⁸ AQP, 2023.

⁹ MELCCFP, 2023.

¹⁰ AREQ, 2022.

¹¹ HQD, 2023; HQT, 2023.

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 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 MELCCFP, au 31 décembre 2022, on dénombrait 168 478 véhicules électriques (VÉ), dont 102 765 véhicules entièrement électriques (VEÉ) et 65 731 véhicules hybrides rechargeables (VHR). Il y avait aussi 95 279 véhicules hybrides (non branchables) au Québec. Au total, ces trois catégories de véhicule représentent un peu plus de 5 % du nombre total de véhicules de promenade en circulation au Québec (4 994 612 véhicules au 31 décembre 2021¹²).

Dans son plan d'électrification des transports, le gouvernement du Québec visait 100 000 VÉ sur les routes en 2020, incluant les VEÉ et les VHR. Cette cible a donc été atteinte. Dans son Plan pour une économie verte 2030 (PEV), 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. Dans son Plan de mise en œuvre 2023-2028 du PEV, le gouvernement a annoncé qu'il rehaussait cette cible à 2 millions d'ici 2030.

¹² SAAQ, 2022. Aucune mise à jour disponible en 2023. Selon la SAAQ : « Pour nous conformer aux exigences de la Loi 25 qui vise la modernisation des dispositions législatives en matière de protection des renseignements personnels, nous avons dû retirer temporairement le jeu de données sur les véhicules en circulation. »

TABLEAU 3 • INFRASTRUCTURE DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2022

Puissance installée des centrales (2021)			Transport et distribution	
	MW	%		Lignes (km)
Hydroélectricité	40 661	88 %	Transport (jusqu'à 765 kV)	34 678
Éolienne	3 946	9 %	Distribution (jusqu'à 34 kV) *	227 796
Combustion (gaz naturel, mazout)	1 008	2 %		
Biomasse	341	1 %		
Combustion interne (diesel)	188	0,4 %		
Solaire	12	0,03 %		
Total	46 156	100 %		

Interconnexions			
Région	Nombre d'interconnexions	Export (MW)	Import (MW)
Canada	12	3 905	7 895
Ontario	8	2 705	1 970
Nouveau-Brunswick	3	1 200	775
Terre-Neuve-et-Labrador	1	0	5 150
<i>Réseau québécois - Énergie Brookfield</i>	<i>2*</i>	<i>0</i>	<i>354</i>
États-Unis	5	4 366	3 270
New York	2	2 079	1 100
Nouvelle-Angleterre	3	2 287	2 170
Total	18*	8 202**	11 165

Sources : Statistique Canada, 2023 (communication personnelle); Hydro-Québec, 2022, 2023 (communication personnelle).

Note : *Mise à jour en date de décembre 2022. Une interconnexion commune pour New York et l'Ontario est comptée une fois dans le total.

** Le total considère 370 MW maximum en livraison simultanée (exportation) pour l'interconnexion commune avec l'Ontario et New York (et non pas 439 MW).

TABEAU 4 • BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES INSTALLÉES AU QUÉBEC, 2023

	Bornes 240 V (ou moins)						Bornes rapides					
	2019	2020	2021	2022	2023	Variation 2022-2023	2019	2020	2021	2022	2023	Variation 2022-2023
TOTAL DES BORNES	30 623	46 916	67 106	88 305	n.d.	24 %	400	558	722	1 045	n.d.	n.d.
Bornes accessibles au public* <i>dont Circuit électrique (bornes au Québec)</i>	3 874 2 107	5 206 2 567	5 842 2 745	6 486 3 022	n.d.	+11 % +10 %	113	224	326	532	698	+24 %
Bornes en milieu de travail**	3 386	4 559	7 541	8 440	10 151	+20 %						
Bornes à domicile**	23 363	37 151	53 723	73 379	99 548	+36 %						
TOTAL DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES	62 901	84 988	120 698	158 227	168 487	+6 %						
Entièrement électriques (VEÉ)	31 864	46 037	68 807	94 029	102 756	+9 %						
Hybrides rechargeables (VHR)	31 037	38 951	51 891	64 198	65 731	+2 %						

Sources : ISQ, 2022; MELCCFP, Hydro-Québec, 2023 (communications personnelles).

Note : *Les totaux des bornes accessibles au public qui proviennent d'ISQ ne sont pas disponibles pour 2023, car le Panorama des régions ne comporte pas de section sur le transport électrique en raison de la difficulté d'obtenir des données sur les immatriculations de véhicules électriques en provenance de la SAAQ (probablement dû au « nouveau système informatique »). Ceux du « Circuit électrique » datent du 30 septembre pour les années 2019 à 2023. **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, 2023



Source : Hydro-Québec, 2023.

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

Hydro-Québec Transénergie est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 678 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.



LE SAVIEZ-VOUS ?

BESOINS EN PUISSANCE ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC : CHAUFFAGE, ÉLECTRIFICATION ET NOUVELLES INDUSTRIES

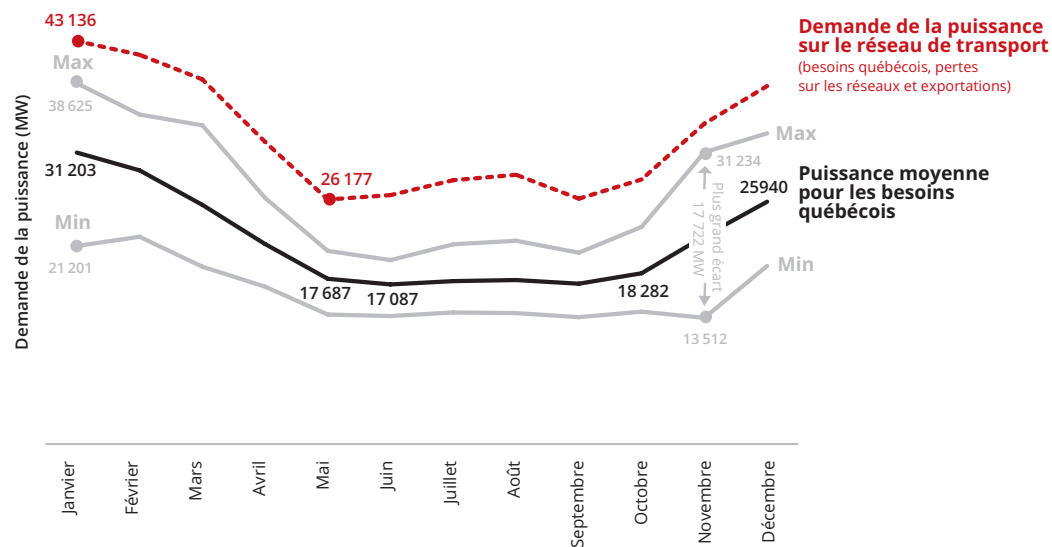
La puissance représente la capacité à produire de l'énergie à un moment précis. C'est lorsque les consommateurs ont le plus besoin d'énergie en même temps que les besoins en puissance sont les plus élevés. Il faut alors que des centrales électriques puissent produire, que le réseau de transport soit disponible et que chaque secteur du réseau de distribution ait suffisamment de capacité libre pour acheminer le courant électrique jusqu'à chaque branchement desservi par Hydro-Québec. Satisfaire les besoins en puissance demande donc un alignement critique entre les disponibilités du parc de production, des lignes de transport et du réseau de distribution.

Au Québec, ces besoins en puissance varient beaucoup d'un mois à l'autre, mais aussi à l'intérieur d'un même mois (voir graphique 14). C'est en hiver, alors qu'il faut chauffer les bâtiments, qu'on observe en général les plus grands besoins en puissance. En 2022, c'est en janvier que les consommateurs québécois ont eu besoin de la plus grande quantité d'énergie en même temps, générant un appel de puissance collectif de 38 625 MW. C'est au mois de novembre, avec 13 512 MW, que la demande en puissance a été la plus faible. C'est aussi en novembre que la plus grande variation mensuelle a été observée : 17 722 MW entre le minimum du mois (13 512 MW) et le maximum du mois (31 234 MW, le 21 novembre à 8h, alors qu'il faisait - 10 °C).

Ces grandes variations dans la consommation d'énergie requièrent un parc de production qui peut s'adapter à ces changements : des centrales hydroélectriques avec réservoir sont en mesure de le faire, tout comme les centrales thermiques dont dispose Hydro-Québec (à la biomasse et au gaz naturel). En revanche, les parcs éoliens et les centrales hydroélectriques au fil de l'eau ne sont pas « pilotables », c'est-à-dire qu'on ne peut pas moduler leur production en temps réel pour répondre aux

besoins des consommateurs. Pour faire face à ces grandes variations de puissance, autant d'un mois l'autre que dans un même mois, Hydro-Québec aura besoin d'un maximum de sources de flexibilités : des centrales pilotables, du stockage d'énergie pouvant être libéré sur demande, des clients pouvant réduire une partie de leur consommation sur demande et des interconnexions avec les voisins pour compter sur leur support.

GRAPHIQUE 14 • VARIATION MENSUELLE DE L'UTILISATION DE LA PUISSANCE AU QUÉBEC EN 2022



Source : Hydro-Québec, 2023; HQT, 2023.

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

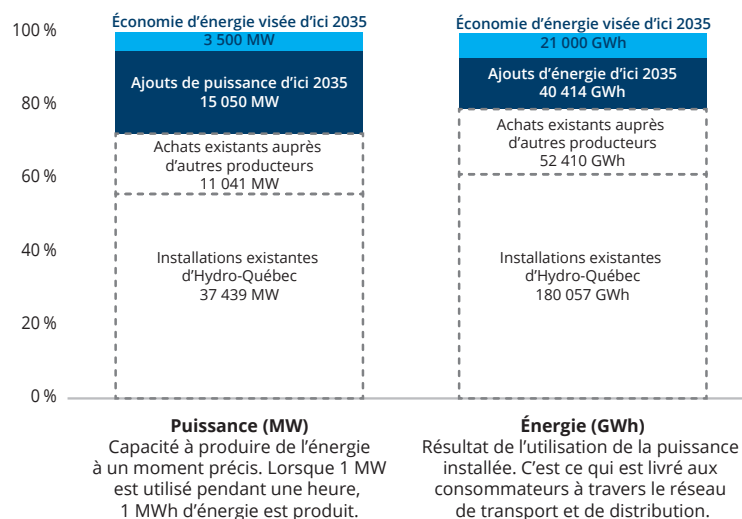
En plus des besoins internes au Québec, le réseau de transport d'Hydro-Québec livre de l'énergie chez nos voisins (exportations) et doit prévoir plus de capacité compte tenu des pertes dans les lignes (environ 8 %). Le maximum de puissance nécessaire sur les lignes d'Hydro-Québec en 2022 a été de 43 136 MW en janvier (graphique 14). De

ce total, environ 42 000 MW étaient nécessaires pour couvrir la demande de pointes et les pertes, et le reste correspondait à des exportations.

Étant donné les nouveaux besoins en électricité liés à l'électrification des transports, du chauffage et des industries, Hydro-Québec anticipe, d'ici 2035, d'avoir

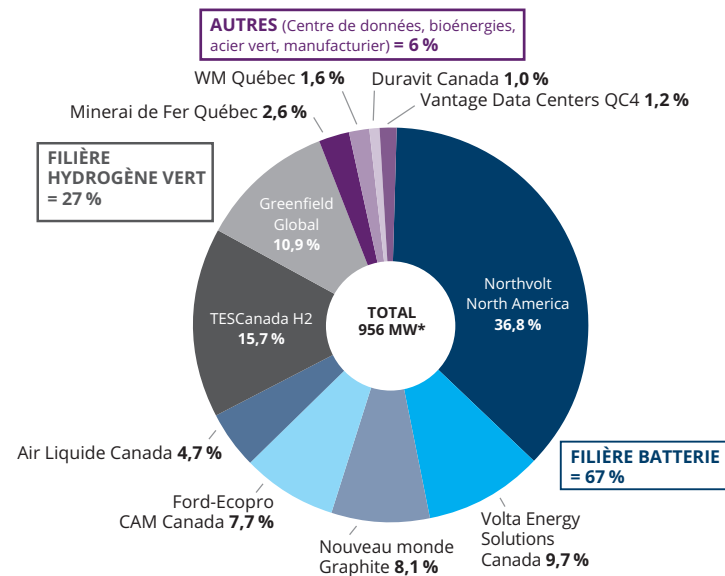
besoin de plus de puissance installée et de production d'énergie. Le graphique 15 illustre la situation en 2022 et ce qui est visé pour 2035. Il faudrait ainsi 15 050 MW de nouvelle capacité de production, et 3 500 MW en réduction de la puissance. Pour l'énergie, c'est 40 414 GWh qu'il faudra produire en plus par année, au-delà des

GRAPHIQUE 15 • PUISSANCE ET ÉNERGIE EXISTANTES (2022) ET AJOUTS PRÉVUS PAR HYDRO-QUÉBEC D'ICI 2035



Source : Hydro-Québec, 2023.

GRAPHIQUE 16 • ESTIMATION DES CAPACITÉS ATTRIBUÉES PAR LE MINISTRE DE L'ÉCONOMIE, DE L'INNOVATION ET DE L'ÉNERGIE, 10 NOVEMBRE 2023



Source : Estimations par les auteurs à partir de MEIE, 2023; Radio-Canada, 2023; communications personnelles.

Note : Cette information n'est pas officielle et ne provient pas du gouvernement. Elle pourrait donc changer.

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

économies d'énergie de 21 000 GWh (pour les détails, voir le tableau 5).

Derrière l'augmentation des besoins en puissance et en énergie se trouve aussi l'arrivée de

nouvelles industries au Québec. Le Graphique 16 synthétise les demandes en puissance des projets industriels choisis par le gouvernement québécois durant l'automne 2023. Près de 1 000 MW de projets se sont vu accorder le droit de recevoir de l'électricité

d'Hydro-Québec (voir graphique 16). Environ 67 % de cette capacité est dédié pour la filière des batteries, 27 % pour la production d'hydrogène vert et 6 % pour d'autres projets.

TABLEAU 5 • SOURCES EXISTANTES DE LA PUISSANCE ET DE L'ÉNERGIE ET AJOUTS PRÉVUS PAR HYDRO-QUÉBEC D'ICI 2035

	Puissance (MW)*	Énergie (GWh)**
Économie d'énergie visée (2035)	3 500	21 000
Ajouts prévus (2035)	15 050	40 414
<i>Ajout de capacité éolienne</i>	10 000	30 660
<i>Ajout de puissance - centrales hydroélectriques</i>	2 000	3 994
<i>Centrale à réserve pompée</i>	1 000	0
<i>Nouvelle centrale hydroélectrique</i>	1 000	4 380
<i>Panneaux solaires (>125 000 clients)</i>	750	986
<i>Petits parcs solaires</i>	300	394
Installations existantes d'Hydro-Québec (2022)	37 439	180 057
Centrales hydroélectriques	36 882	179 730
Centrales thermiques (Bécancour, turbine à gaz)	411	313
Centrales thermiques (réseaux autonomes)	136	
Centrales photovoltaïques	10	14
Achats existants auprès de producteurs (2022)	11 041	52 410
<i>Centrale des Churchill Falls (Labrador)</i>	5 428	35 987
<i>56 centrales hydroélectriques</i>	708	
44 parcs éoliens	3 932	11 911
Cogénération à la biomasse et biogaz	419	2 239
Contrats à long terme	554	2 273

PRODUCTION D'HYDROGÈNE

L'hydrogène est un vecteur d'énergie, similaire à une batterie, qui peut être produit à partir de différentes sources. Au Québec, on produit de l'hydrogène depuis longtemps, mais en petites quantités : environ 15 PJ en 2021 (voir graphique 2), soit moins que notre consommation de charbon (19 PJ).

L'hydrogène est principalement utilisé pour le raffinage de produits pétroliers et la production d'ammoniac (NH_3), un fertilisant important pour l'agriculture intensive. Son utilisation est également courante dans les secteurs de la chimie et de la sidérurgie (pour la réduction de minerais de fer). Environ 99 % de l'hydrogène mondial est produit à partir d'hydrocarbures, principalement le gaz naturel et le charbon. Lors de ce procédé, des émissions de carbone (CO_2) sont relâchées dans l'atmosphère. En 2021, les émissions globales associées à cette production s'élevaient à plus de 900 Mt éq. CO_2 ¹³, soit équivalentes aux émissions mondiales liées au secteur de l'aviation.

Des procédés permettent d'éviter une grande partie des émissions, mais ils représentent moins de 1 % de la production mondiale actuelle. Il n'existe aucune classification officielle de l'hydrogène selon son empreinte carbone, mais celui fait à partir d'hydrocarbures est souvent classé comme de l'**hydrogène « gris »**. Ce dernier peut devenir de l'**hydrogène « bleu »** si le carbone est capté et séquestré. L'**hydrogène « vert »** fait généralement

référence à celui fabriqué à partir de l'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable. D'autres catégories existent (ex., production à partir de biomasse ou de sous-produits de l'industrie chimique).

Le gouvernement du Québec a publié sa première Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies, en mai 2022. L'hydrogène vert y est défini comme étant produit par des sources renouvelables, spécifiquement à partir d'électricité renouvelable ou de biomasse. Cette dernière peut toutefois émettre des émissions qui devront être captées et revalorisées. Le recours à ces filières viserait principalement à décarboner le Québec, en complémentarité avec l'électrification directe, mais également à favoriser la diversité, la gestion et la sécurité énergétiques dans un contexte où la pression exercée sur le réseau électrique est appelée à croître. À l'heure actuelle, le potentiel de décarbonation de la filière est toutefois limité : selon le rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), l'hydrogène à faible émission ne représenterait au mieux 2,1 % du bilan énergétique global en 2050¹⁴.

Selon l'utilisation que l'on fait de l'hydrogène vert, les besoins de production d'électricité peuvent être 2 à 14 fois plus élevés par rapport aux solutions d'électrification directe¹⁵, ce qui présente un défi lorsqu'Hydro-Québec prévoit des besoins de puissance et d'énergie sur le territoire dès 2026 (voir encadré ci-dessous). Pour cette raison, de nombreuses études soulignent qu'il faut veiller à maximiser son exploitation en misant sur les secteurs « sans regret »,

c'est-à-dire ceux ne se prêtant pas à une utilisation directe de l'électricité, comme les industries à forte intensité énergétique (ex., sidérurgie), la production d'engrais et le secteur maritime.

Remplacer l'hydrogène gris déjà utilisé sur les marchés par de l'hydrogène vert devra être une priorité, ainsi que passer par des stratégies ciblées qui favorisent la production et la consommation locale d'hydrogène vert dans des grappes industrielles. Cette approche minimiserait les pertes d'énergie tout au long de la chaîne de valeur (c'est-à-dire de la production à l'utilisation finale).

Il n'existe aucun recensement officiel (fédéral ou provincial) sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Le tableau 5 présente une synthèse des projets, implantés ou envisagés, compilée par les auteurs. Ce bilan, dont les données proviennent de diverses sources, n'est donc pas exhaustif. À partir de ces données, on constate qu'en 2023, 91 % de l'hydrogène produit au Québec était de l'hydrogène gris fait à partir de gaz naturel et naphta lourd (voir graphique 17). Il provenait principalement des raffineries (Suncor : 176 363 kg/jour et Valéro : 96 363 kg/jour), et de l'aciérie d'ArcelorMittal Produits longs Canada (160 000 kg/jour) pour autoconsommation dans la réduction des boulettes de fer.

Air Liquide produisait aussi 16 000 kg/jour d'hydrogène à partir de reformage du gaz naturel pour vente sur les marchés, mais en janvier 2020, 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. Chimie Parachem compte aussi emboîter le pas pour

¹³ IEA, 2022.

¹⁴ GIEC, 2022, Chapitre 12, p.123.

¹⁵ Ueckerdt et al., 2021.

TABLEAU 6 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE, IMPLANTÉE ET ENVISAGÉE, AU QUÉBEC, 2022*

Projet	Lieu	Capacité de production (kg/jour)		Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Statut
		Implantée	À l'étude ou en développement		
Hydrogène vert (électrolyse de l'eau à partir d'électricité 100 % renouvelable)					
Air Liquide	Bécancour	8 200	-	20 MW	En exploitation. H ₂ vendu pour commercialisation.
Station Harnois	Québec	200	-	0,5 MW	En exploitation. Alimentait 50 véhicules loués par le gouvernement provincial et la Ville de Québec, et l'essai du train à l'H ₂ Coradia iLint d'Alstom dans le Charlevoix (juin-sept. 2023)
H2 Green Steel	Sept-Îles	-	273 973	700 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2029. En attente d'autorisation de bloc d'énergie. Production d'H ₂ pour utilisation à la réduction des boulettes de fer dans la production d'acier.
TEAL Chimie & Énergie	Sept-Îles	-	219 180	500 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2028. En attente d'autorisation de bloc d'énergie et d'autoproduction d'une partie des besoins d'électricité. Production d'H ₂ (réseau et autoproduction - 80 000 t/an) et d'ammoniac (400 000 t/an) pour utilisation industrielle, agricole et carburant maritime
Tree Energy Solution [TES] Canada	Shawinigan	-	192 000	500 MW	En développement. Mise en service visée : 2028. Bloc d'énergie de 150 MW autorisé. Vise une capacité additionnelle de 1 000 MW d'autoproduction (800 MW d'éolien et 200 MW de solaire). Production d'H ₂ dont 2/3 pour la production de gaz synthétique* pour injection dans le réseau d'Énergir et 1/3 destinés au transport longue distance et des usages industriels.
Hy2Gen/EPC/Yara	Baie-Comeau	-	111 360	290 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2029. Pour la production de nitrate d'ammoniaque (237 000 t/an) destiné à la fabrication d'explosifs pour décarboner le secteur minier.
Universal UH2	Baie-Comeau	-	43 250	110	À l'étude. Mise en service prévue : 2026. Production d'H ₂ et d'ammoniac vert (270-300 t/jour), pour desservir le Québec et pour exportation vers l'Europe. En attente d'autorisation d'un bloc d'énergie de 63 MW. Vise une capacité additionnelle d'autoproduction (éolien et solaire) [plus de 60 MW].
Recyclage Carbone Varennes (RCV)	Varennes	-	34 619	88 MW	En construction. Mise en service prévue : 2025. Production d'H ₂ pour production de biocarburants et produits chimiques circulaires.
ArcelorMittal Produits longs Canada	Contrecoeur	-	25 000	65 MW	À l'étude. Mise en service de la Phase I (65 MW) prévue en 2029 et d'autres Phases (270 MW) après 2030. En attente d'autorisation de bloc d'énergie. Production d'H ₂ pour remplacer une partie du gaz naturel nécessaire à la réduction des boulettes de fer.
Greenfield Global	Varennes	-	26 000	60 MW	En développement. Mise en service de la Phase I (40 MW) prévue en 2026, et de la Phase 2 (20 MW) en 2028. Bloc d'énergie de 104 MW autorisé. Production d'H ₂ pour conversion en e-méthanol (44 000 t/an).
First Hydrogen	Shawinigan	-	n.d.	35 MW	À l'étude. Écosystème pour produire de l'H ₂ et la fabrication de véhicules à pile à combustible.
Chimie Parachem	Montréal-Est	-	10 250	25 MW	En développement. Mise en service prévue : n.d. En attente d'autorisation de bloc d'énergie. Production d'H2 vert pour remplacer la production actuelle d'H ₂ gris.
Évolugen-Gazifère	Gatineau	-	7 500	20 MW	À l'étude. Mise en service prévue : 2027. H ₂ pour injection dans le réseau de Gazifère et un circuit fermé pour clients industriels.
Hydrolux - Projet Trans-Québec P1	Localisation multiple	-	8 000	10 MW	À l'étude. Mise en service visée des deux 1re stations : 2025. Jusqu'à 7 stations-service autoproductives d'H ₂ pour le transport lourd. 10 MW par station. Capacité prévue : 4 000 kg/jour par station.
Charbone Corporation	Sorel-Tracy	-	230	0,5 MW	En construction de la phase I (0,5 MW). Le projet de cinq phases vise 20 MW. Capacité totale prévue : 9 000 kg/jour.
Charbone Corporation	Baie-Comeau	-	n.d.	0,5 MW	À l'étude. Signature de protocole d'entente avec le port et la ville de Baie-Comeau pour le développement d'une usine de production d'hydrogène d'une capacité initiale de 0,5 MW.



TABLEAU 6 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE, IMPLANTÉE ET ENVISAGÉE, AU QUÉBEC, 2022* (SUITE)

Projet	Lieu	Capacité de production (kg/jour)		Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Statut
		Implantée	À l'étude ou en développement		
Hydrogène à partir de sous-produits et d'électricité 100 % renouvelable*					
ERCO Worldwide	Buckingham	21 000	-	Électrolyse (chlorate de sodium)	En exploitation. Production d'H ₂ gazeux comme sous-produit de l'électrolyse (90 MW) dans le procédé de chlorate de sodium. Mise en service prévue : 2026. H ₂ pour injection dans le réseau de Gazifère et un circuit fermé pour clients industriels.
Messer Canada (Nouryon)	Magog	14 000	-	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 à liquéfier, or celle de Nouryon, dont la donnée n'est pas disponible, serait plus grande.
Air Liquide (Olin)	Bécancour	2 000	-	Électrolyse (chlore-alcalis)	En exploitation. Le volume d'H ₂ généré varie selon la charge électrique appliquée à l'ensemble du circuit électrolytique de l'usine de chloralcali de l'entreprise Olin. L'H ₂ est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente.
Hydrogène à partir de matières résiduelles et biomasse (avec émissions CO ₂)					
H2V Énergies**	Bécancour	-	116 600	Bois de déconstruction, écorces, plastiques, papiers non recyclables, etc.	À l'étude. Production d'H ₂ à partir de gazéification et raffinage du gaz de synthèse (enrichissement au plasma). Mise en service visée : 2025. Production d'H ₂ pour conversion en e-méthanol ou ammoniac vert. Le projet générera 960 000 t CO ₂ qui devront être revalorisés ou captés et stockés.
Hydrogène gris (hydrocarbures avec émissions CO ₂)					
ArcelorMittal Produits longs Canada	Contrecoeur	160 000	-	Gaz naturel	En exploitation. Production d'H ₂ à partir de reformage du méthane et pour autoconsommation dans la réduction des boulettes de fer.
Suncor	Montréal-Est	96 363	-	Gaz naturel	En exploitation. Production d'H ₂ à partir de reformage du méthane et pour autoconsommation.
Valero	Lévis	91 600	-	Naphta lourd	En exploitation. Reformage catalytique servant à améliorer l'octane du naphta, dont la réaction chimique produit de l'H ₂ .
Suncor	Montréal-Est	80 000	-	Naphta lourd	En exploitation. Reformage catalytique servant à améliorer l'octane du naphta, dont la réaction chimique produit de l'H ₂ .
Air Liquide	Bécancour	16 000	-	Gaz naturel	En exploitation. Production d'H ₂ à partir de reformage du méthane et vendue pour commercialisation.
Chimie Parachem	Montréal-Est	10 250	-	Gaz naturel	En exploitation. Production d'H ₂ à partir de reformage du méthane et pour autoconsommation.

Sources : Air Liquide, ArcelorMittal, Produits longs Canada, Chimie Parachem, Énergir, Évolugen, Gazifère, Greenfield Global, H2 Green Steel, Hydrolux, MEIE, Suncor, RCV, Teal Chimie & Énergie, TES Canada, Universal H2, Valero, 2023 (communications personnelles); Corporation Charbone, 2022; Messer Canada, 2022 (communications personnelles).

Note : Il n'existe aucune classification officielle de l'hydrogène selon son intensité 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., Chemtrade et Westlake à Beauharnois). Ces informations ne sont pas officielles et ne proviennent pas du gouvernement.

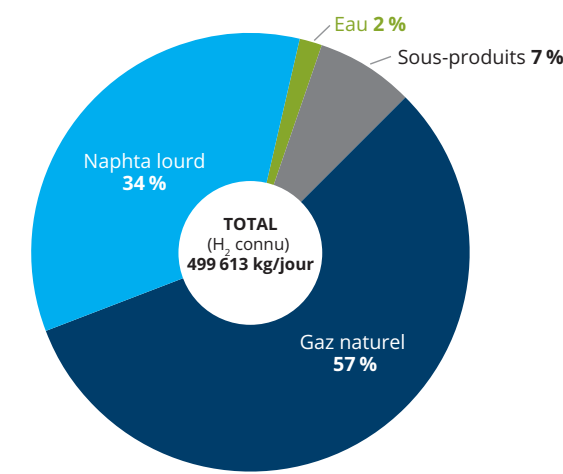
remplacer sa production d'hydrogène gris (10 250 kg/jour) avec de l'hydrogène vert. Plus de quatorze projets d'hydrogène vert totalisant une capacité de production potentielle d'environ 900 000 kg/jour sont à l'étude ou en développement, ainsi qu'un projet à Bécancour, à partir de matières résiduelles, dont le bilan carbone n'est pas connu (voir tableau 6).

Air Liquide et Messer Canada commercialisaient également un total de 16 000 kg/jour d'hydrogène fatal, extrait de sous-produits de réactions chimiques, tandis qu'ERCO est en attente de valoriser 21 000 kg/jour d'hydrogène fatal.

Le coût de production de l'hydrogène varie de façon importante selon les différentes filières de production implantées ou à venir au Québec (voir tableau 15). La distribution de l'hydrogène pose certains défis en raison de sa faible densité énergétique par volume,

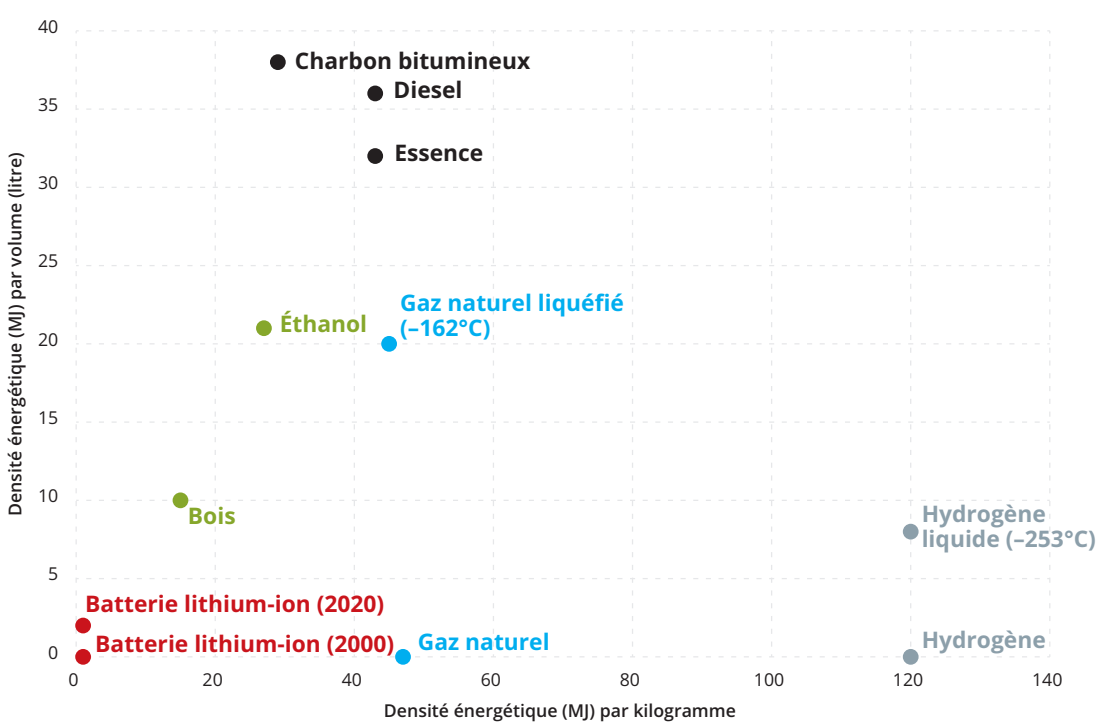
bien qu'il ait une très grande densité énergétique par rapport à son poids. Il est donc très léger par rapport à d'autres énergies (voir le graphique 18). On peut le comprimer ou liquéfier pour augmenter sa densité énergétique volumétrique, mais même liquéfiée, sa densité énergétique n'est que de 8,74 MJ par litre, soit quatre fois moins que celle de l'essence et moins de la moitié du celle du gaz naturel liquéfié. Pour liquéfier l'hydrogène, il faut aussi abaisser sa température à -253°C , ce qui demande plus d'énergie et des coûts supplémentaires comparativement au gaz naturel dont la liquéfaction s'effectue à des températures de -162°C .

GRAPHIQUE 17 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE AU QUÉBEC SELON LA SOURCE D'INTRANT, 2023



Sources : voir tableau 6.
 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.

GRAPHIQUE 18 • DENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DE DIFFÉRENTS TYPES D'ÉNERGIE



Sources : Engineering Toolbox, 2022.

LE SAVIEZ-VOUS ?

L'HYDROGÈNE VERT DEMANDERA BEAUCOUP D'ÉLECTRICITÉ SELON L'UTILISATION QU'ON EN FAIT : EXEMPLE DU TRANSPORT LOURD

Selon l'utilisation finale qu'on en fait, les besoins de production d'électricité renouvelable peuvent être 2 à 14 fois plus élevés par rapport à des solutions d'électrification directe¹⁶.

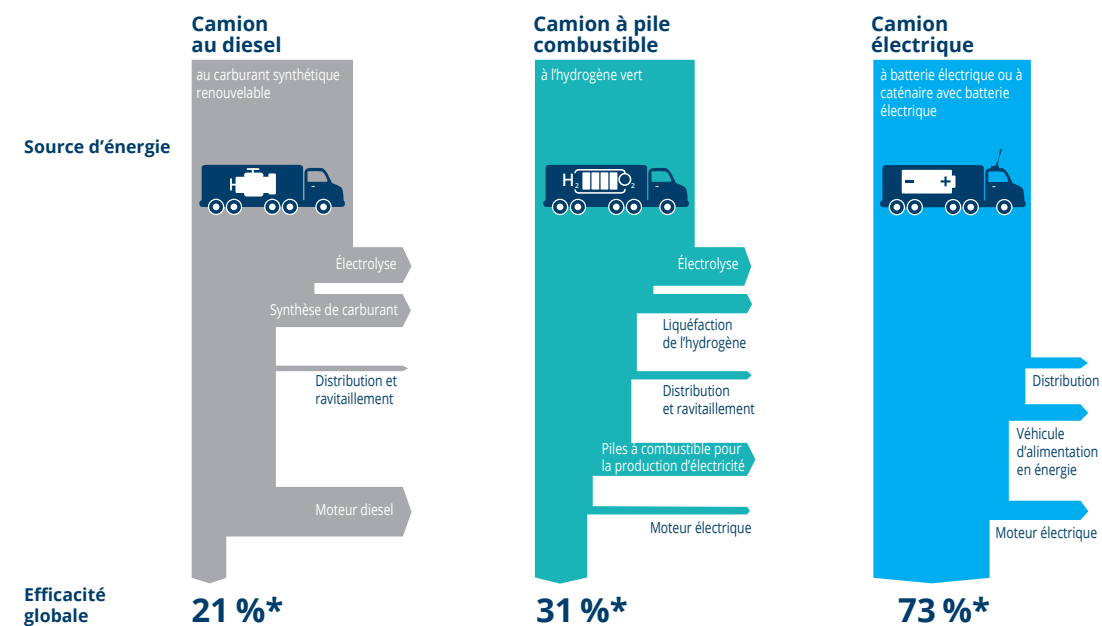
L'hydrogène vert permet d'imaginer un remplacement à grande échelle des combustibles fossiles dans le secteur des transports sans que la demande soit transformée. À titre d'exemple, si l'ensemble de camions lourds de marchandises en circulation au Québec devait se convertir à l'hydrogène, cela demanderait 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.

La contribution de l'hydrogène à la décarbonation du système énergétique va dépendre des innovations et des arbitrages qui seront faits entre l'efficacité énergétique globale, les coûts et les compromis logistiques dans la recharge des véhicules. Chaque option technologique présente des limites. Mais, dans un contexte

où les approvisionnements électriques sont déjà orientés vers d'autres usages et encore à compléter à l'horizon 2030 (voir graphique 15), le recours à

l'hydrogène à grande échelle soulève un défi tant sur le plan énergétique qu'économique (voir tableau 15).

GRAPHIQUE 19 • COMPARAISON DE L'EFFICACITÉ GLOBALE DE DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE PROPULSION POUR LES CAMIONS LOURDS – DIESEL, HYDROGÈNE ET ÉLECTRIQUE



Sources : Siemens, 2022. (Graphique original de Öko-Institut, republié dans Siemens, 2021). Traduction par les auteurs.

Note : *Si les potentiels d'efficacité sont développés dans l'électrolyse, la synthèse de combustible et les piles à combustible.

¹⁶ Ueckerdt et al., 2021.



PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES

En 2021, les **biocombustibles** fabriqués au Québec représentaient environ 6 % 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 et de chaleur, de biocarburants et de gaz naturel renouvelable. Dans une étude réalisée pour le gouvernement, WSP a évalué le potentiel technique de la valorisation énergétique de la biomasse du Québec à 333 PJ par an en 2030.

Au Québec, la **combustion de la biomasse solide** est la pratique la plus courante. Selon les dernières données du gouvernement du Québec (MELCCFP), la consommation totale de biomasse forestière du secteur résidentiel en 2021 était d'environ 36 %, principalement sous forme de bois de chauffage. Les 64 % autres étaient consommés dans le secteur industriel – principalement les secteurs des pâtes et papiers et de la transformation du bois et des scieries. De nouveaux procédés permettent de fabriquer des biocombustibles solides comme le **biocharbon**,

obtenus par la combustion du bois et de diverses matières organiques, par pyrolyse, afin de remplacer du charbon minéral (ex., usines pilotes d'Elkem Métal à Chicoutimi et d'Airex Énergie à Bécancour).

Le gouvernement du Québec vise à augmenter de 50 % la production de bioénergies par rapport à 2013 d'ici 2030. En soutien, le gouvernement a adopté en 2022 la Stratégie québécoise sur l'hydrogène et les bioénergies afin de créer un cadre cohérent et un environnement favorable pour accélérer la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène vert et des bioénergies.

Biocombustibles liquides

Les biocombustibles liquides 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 carburant diesel. En 2023, la province comptait trois usines de production commerciale de biocombustibles (voir tableau 7).

La capacité annuelle de production de **biodiesel** est passée de 51 à 6 ML en 2021, car l'usine de Rothsay Biodiesel à Montréal, la plus grande de carburant diesel au Québec (dont le siège social est américain) d'une capacité de 45 ML/an, a fermé en raison de conjonctures défavorables de l'industrie du biodiesel. Désormais, seulement une usine est en service, soit celle d'Innoltek d'une capacité de 8 ML/an (avec un potentiel pouvant aller jusqu'à 12 ML/an). Un projet de production de carburant **diesel renouvelable** fabriqué à partir de résidus forestiers, d'une capacité de 180–225 ML par année, est à toujours à l'étude à La Tuque.

L'**huile pyrolytique** produite à partir de résidus de bois (aussi appelé biohuile) est un bioproduit qui peut être utilisé comme substitut au mazout, co-intrant dans les processus de raffinage fossile ou dans l'alimentation de la production de fumée liquide. Elle est fabriquée à partir de « pyrolyse rapide », un procédé à haute température (jusqu'à 500 °C) qui effectue le chauffage accéléré de la biomasse en l'absence d'oxygène. Le refroidissement et la condensation de la vapeur donnent un liquide huileux dont le pouvoir calorifique est environ la moitié de celui du mazout classique (selon Ressources naturelles Canada, 2023). Au Québec, elle est produite par l'usine de Bioénergie AE Côte-Nord à Port-Cartier d'une capacité de 9,8 ML (avec une capacité pouvant aller jusqu'à 40 ML).

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 d'amidon de maïs-grain. La construction d'une nouvelle installation commerciale de production de méthanol à Varennes, d'une capacité de 125 ML par an, s'est amorcée en 2019 par la société Recyclage Carbone Varennes. Ce **méthanol** sera fait à partir de matières résiduelles non recyclables provenant des secteurs industriel, commercial et institutionnel et de résidus forestiers. Le méthanol (CH_3OH) est un produit chimique de base qui a de multiples usages industriels et énergétiques. Il suscite de l'intérêt comme carburant dans le secteur maritime.

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'appliquent progressivement depuis janvier 2023. Le gouvernement fédéral, de son côté, a publié le 29 juin 2022 la version définitive du **Règlement sur les combustibles propres** (RCP) qui vise à réduire l'intensité carbone de l'essence et du carburant diesel utilisés dans le transport à travers un mécanisme de marché d'«unités de conformité» (UC). Trois moyens sont inclus au RCP afin de générer des unités de conformités pouvant être utilisées par les producteurs et importateurs d'essences et de diesel soumis au RCP, dont l'utilisation de combustibles à faible intensité carbone achetés sur les marchés, et la création d'UC par des entités non couvertes par le RCP qui leur vendent les attributs environnementaux de carburants propres, comme ceux du gaz naturel renouvelable (voir ci-dessous), qu'ils remettent au gouvernement fédéral pour rencontrer, jusqu'à concurrence de 10 %, leurs obligations par période de conformité annuelle.

L'intention derrière le RCP est de réduire l'intensité carbone de l'essence et du carburant diesel notamment en favorisant une plus grande proportion de biocarburants dans l'essence et le carburant diesel. L'exigence réglementaire est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2023. Il est estimé que le règlement contribuera à augmenter le prix à la pompe de 17 cents le litre d'ici 2030¹⁷.

¹⁷ Bureau du directeur parlementaire du budget, 2023.

TABLEAU 7 • PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES LIQUIDES AU QUÉBEC, 2023

	Capacité de production (ML/an)	Lieu	Matière	Statut
Biodiesel	8			
Innoltek inc.	8	St-Jean-sur-Richelieu	Graisses animales, huiles de cuisson usagées et autres types d'huiles	En exploitation. Capacité potentielle : 12 ML/an
Rothsay Biodiesel	Usine Fermée en 2021	Montréal	Graisses animales et huiles de cuisson recyclées	Le siège social américain (Darling Ingredients) a mis fin à l'exploitation en raison de conjoncture défavorable de l'industrie du biodiesel. Produisait auparavant 45 ML/an.
Huile pyrolytique	9,8			
Bioénergie AE Côte-Nord Canada Inc.	9,8	Port-Cartier	Résidus forestiers de l'usine Arbec	En exploitation depuis juillet 2022. Production vendue à l'usine de bouletage d'ArcelorMittal et sur le marché américain. Démarrage d'une 2 ^e ligne prévue en 2024. Capacité installée jusqu'à 40 ML/an
Hydrocarbures renouvelables	–			
Bioénergie La Tuque (BELT)	–	La Tuque	Résidus forestiers	À l'étude. Construction prévue en 2028 avec mise en service en 2030. Production d'essence et de carburant diesel renouvelables. Capacité prévue : 180–225 ML/an
Éthanol	200			
Greenfield Global	200	Varenes	Amidon de maïs-grain	En exploitation. Production vendue aux raffineries pétrolières locales. Projet en cours pour augmenter la capacité à 260 ML/an.
Méthanol	0			
Recyclage Carbone Varenes	–	Varenes	Matières résiduelles non recyclables et non compostables et résidus forestiers	En construction. Début de production prévue en 2025. Capacité visée : jusqu'à 125 ML/an

Sources : Greenfield Global, Bioénergie AE Côte-Nord, Enerkem, Innoltek, Bioénergie La Tuque, 2023 (communications personnelles).

Biogaz et gaz naturel de source renouvelable

Le **biogaz** est produit par la décomposition de matières organiques 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 , 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone (CO_2). Lorsqu'il est purifié pour concentrer le méthane, le produit obtenu est du **gaz naturel renouvelable** (GNR) de qualité comparable au gaz naturel du réseau gazier (voir graphique 20). 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.

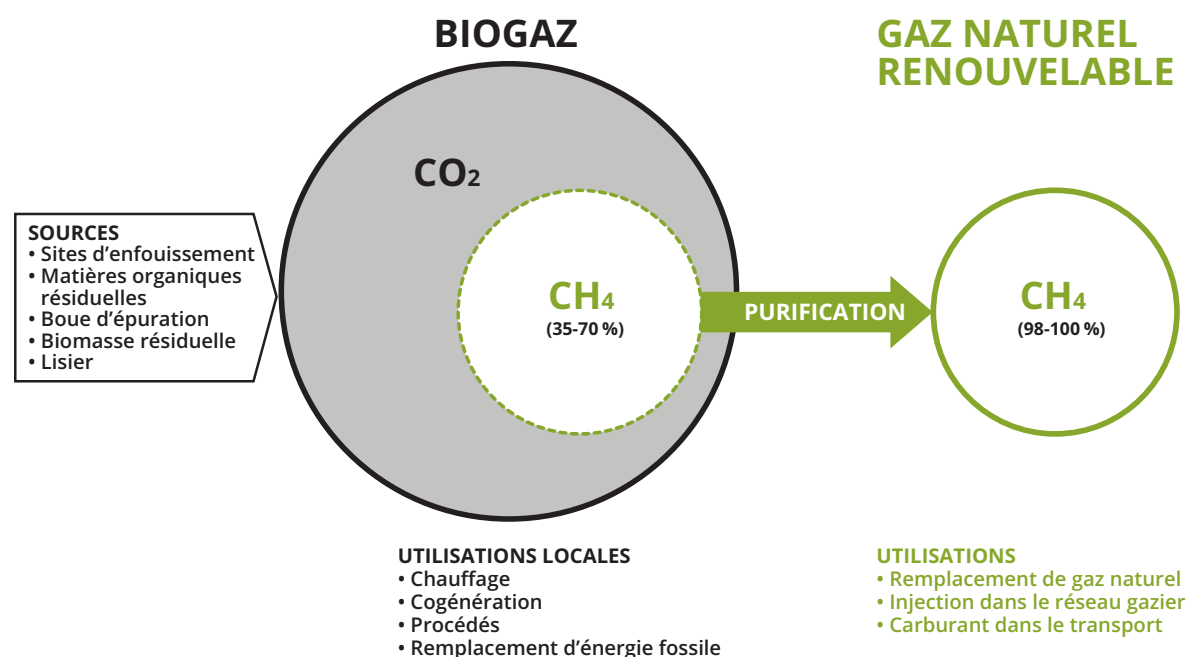
À l'heure actuelle, il n'existe aucun recensement officiel de l'ensemble des projets de valorisation du biogaz et de la production de GNR au Québec. Statistique Canada rapporte une production de gaz naturel au Québec depuis 2015, sans spécifier les sources. On peut déduire qu'il s'agit de projets de GNR et des gaz d'évaporation liés aux opérations

de la filiale GNL d'Énergir (GMGNL) qui sont réinjectés dans le réseau gazier, puisqu'il n'y a pas de production de gaz d'origine fossile sur le territoire. 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 installations d'épuration des eaux usées. À son état brut, il est brûlé pour générer de la chaleur, ou encore de la chaleur et de l'électricité conjointement (cogénération). En 2023, les projets mis en œuvre ont permis de valoriser environ 220 Mm^3 de biogaz au Québec. Dans certaines installations, le biogaz est purifié pour produire du GNR, qui peut remplacer le gaz naturel de source fossile. En 2023, on compte huit usines produisant du GNR, dont la capacité de production annuelle s'élevait à 119 Mm^3 de GNR. Près de 90 % de ce GNR produit localement est exporté vers des marchés aux États-Unis, où il est possible de valoriser ses attributs environnementaux à meilleur prix. Dix-sept autres projets totalisant 147 Mm^3 sont à l'étude ou 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 de GNR à compter de l'année tarifaire du distributeur débutant en 2023. En août 2022, ce règlement a été actualisé pour notamment définir deux nouvelles cibles, 7 % en 2028 et 10 % en 2030 et remplacer la référence au « gaz naturel renouvelable » par « **gaz**

GRAPHIQUE 20 • DISTINCTION ENTRE LE BIOGAZ ET LE GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR)



Source : Graphique réalisé par les auteurs.

de source renouvelable » (GSR) afin d'y inclure l'hydrogène vert, le gaz de synthèse et le méthane synthétique (aussi appelé gaz naturel synthétique ou e-gaz) de sources renouvelables. Il est à noter que si le méthane (CH₄) a exactement les mêmes propriétés physiques, indifféremment de sa source, ces différentes sources de GSR n'ont pas les mêmes caractéristiques environnementales et économiques (ex., intensité carbone, coût de production, rendement énergétique global).

En 2023, il n'existait aucun bilan gouvernemental permettant de faire le suivi de l'évolution des volumes, des prix et de l'intensité carbone des différentes sources de GSR injectées dans le réseau gazier québécois, de même que la part des attributs environnementaux du GSR ayant servis à la création d'unités de conformité (UC) achetées par des producteurs et importateurs d'essences et de diesel souhaitant rencontrer leurs obligations sous le RCP.

Selon les données fournies par Énergir, le GNR représentait 1,03 % (60 Mm³) des volumes de son réseau en date du 30 septembre 2023. Ce GNR provenait de projets de valorisation des matières organiques de six projets au Québec (0,22 %) et plusieurs autres en Ontario et aux États-Unis (0,81 %). Énergir a signé six nouveaux contrats d'approvisionnement. Trois d'entre eux débiteront leurs livraisons de GNR en 2023–2024 pour des volumes totalisant 58 Mm³ (soit 0,9 % des volumes). À terme, ces contrats représentent au total environ 240 Mm³ lorsque les projets associés auront atteint leur production maximale. Toutefois, d'ici la fin de l'exercice financier 2024, le distributeur estime que les volumes de GNR livrés dans son réseau

TABLEAU 8 • BILAN DES PROJETS, IMPLANTÉS ET ENVISAGÉS, DE VALORISATION DE BIOGAZ ET DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL SYNTHÉTIQUE DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR), 2023

Projets	Mm³/an		Nombre de projets		Matières	Utilisations principales
	Implantés	Envisagés	Implantés	Envisagés		
GAZ NATUREL RENOUVELABLE*	118,5	146,8	8	17		
Municipal	6,3	15,9	2	4	MO, R-ICI, BM	Remplacement du gaz naturel (exporté aux É-U ou vendu et injecté dans le réseau gazier).
Industrie – agricole	8,2	44,2	3	9	Lisier et MO	
Industrie – site d'enfouissement	104 (92 % des volumes sont exportés)	86,7	3	4	SE	
BIOGAZ*	219,6	1,5	20+	1		
Municipal	4,7	1,49	3	1	SE, BM	Cogénération (production d'électricité et de chauffage); séchage de boue municipale ou de bois, chauffage de bâtiments; chauffage utilisé dans des procédés; remplacement de gaz naturel pour le séchage rapide de la pâte.
Industrie - site d'enfouissement	214,9	0	9	0	SE, MO ICI, MO, R-ICI	
Industrie – agroalimentaire	0,00005	0	7+	0	MO, RU	
GAZ DE SYNTHÈSE**	3,7	30,5	1	1		
Industrie – forestière et autre	3,7	30,5	1	1	Biomasse ligneuse résiduelle	Cogénération; production de combustibles.
GAZ NATUREL SYNTHÉTIQUE (e-gaz)***	0	115	0	1		
Industrie – hydrogène vert (TES Canada)	0	115	0	1	H ₂ vert et CO ₂ biogénique	Injection dans le réseau d'Énergir pour remplacement du gaz naturel.

Sources : MEIE, Énergir, 2023 (communications personnelles); suivis des auteurs auprès de producteurs de biogaz et GSR; Whitmore et Pineau, 2017-2023.

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets de valorisation du biogaz et GSR au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication, ne sont ni exhaustives ni validées. * Le biogaz est principalement composé de méthane (environ 35-70 %) et de dioxyde de carbone. Lorsqu'il est purifié, on obtient un « gaz naturel renouvelable » (GNR) de qualité comparable à celle du gaz naturel qui circule dans le réseau gazier. Légende : BO = boues municipales, MO = matières organiques, R = résidentielles, ICI = institutionnelles, commerciales et industrielles, SE = sites d'enfouissement. **Le « gaz de synthèse » est produit par gazéification de matières carbonées solides, comme le charbon et la biomasse, et est principalement constitué de deux autres gaz combustibles : le monoxyde de carbone (CO) et l'hydrogène (H2). ***Le gaz naturel synthétique de source renouvelable, ou le « e-gaz », est produit en combinant de l'H2 vert avec du CO2 biogénique de source durable.

totaliseront 135 Mm³ (soit 2,3 % des volumes totaux) qui proviendront de certains projets québécois actuellement en service ou en construction et de volumes contractualisés par appel d'offres lancé en novembre 2022 ou autrement. Un autre appel d'offres a eu lieu à l'automne 2023 pour contribuer à l'atteinte de la cible de 5 % d'injection à l'horizon 2025. En 2023, Énergir négociait aussi avec TES Canada, l'un des plus grands projets de production d'hydrogène vert proposé au Québec, pour acheter l'équivalent de 115 Mm³ de **gaz naturel synthétique** (ou e-gaz) produit à partir d'hydrogène vert et de carbone biogénique à l'horizon 2028–2030.

Dans le cas de Gazifère, le distributeur gazier qui dessert la région de l'Outaouais, le GNR représentait 1 % (1,9 Mm³) des volumes de son réseau.

Dans le cadre d'une étude réalisée pour Énergir, le potentiel technico-économique (PTÉ) du 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 2030¹⁸, à un prix moyen de rachat de 15-20 \$/GJ – soit un prix concurrentiel avec l'électricité à un tarif industriel au Québec (voir le graphique 49). Le GNR coûtera cependant significativement plus cher que le gaz naturel fossile dont le prix est redescendu autour de 3 \$/GJ en 2023. Il faudrait un prix du carbone autour de 200 \$/t, ajoutant près de 10 \$/GJ au gaz naturel,

pour que le GNR commence à être compétitif avec le gaz fossile. En 2023, le tarif de fourniture du GNR était d'environ 20 \$/GJ. Quant au gaz naturel synthétique (e-gaz) considéré pour injection dans le réseau gazier, son coût pourrait varier entre 40 et 90 \$/GJ, selon les hypothèses sur les coûts des intrants et des investissements¹⁹.

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 production de gaz naturel synthétique. 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.

Certains projets de valorisation de biomasse ou de matières résiduelles non recyclables avec des technologies thermochimiques, comme la gazéification ou la pyrolyse, sont à l'étude. Le **gaz de synthèse** produit lors de cette conversion pourra être transformé en différents produits, comme des combustibles à faible intensité carbone. Le gaz de synthèse est principalement constitué de

deux autres gaz combustibles : le monoxyde de carbone (CO) et l'hydrogène (H₂). Ces gaz peuvent être considérés comme renouvelables si les sources de carbone et d'hydrogène ne sont pas d'origine fossile. Le gouvernement a soutenu des projets de démonstration, dont celui de Pyrobiom Énergies à La Tuque qui pris fin en 2019. Le projet reçut 3 M\$ en aide financière, mais aucun résultat n'a été publié. Le Groupe ONYM, la société mère de Pyrobiom Énergies, a implanté une usine vitrine technologique de production d'huile pyrolytique, de biocharbon, de vinaigre de bois et de gaz de source renouvelable à Montréal-Est en 2023.

¹⁸ WSP, 2018.

¹⁹ Whitmore et Martin, 2023; Énergir, 2023.

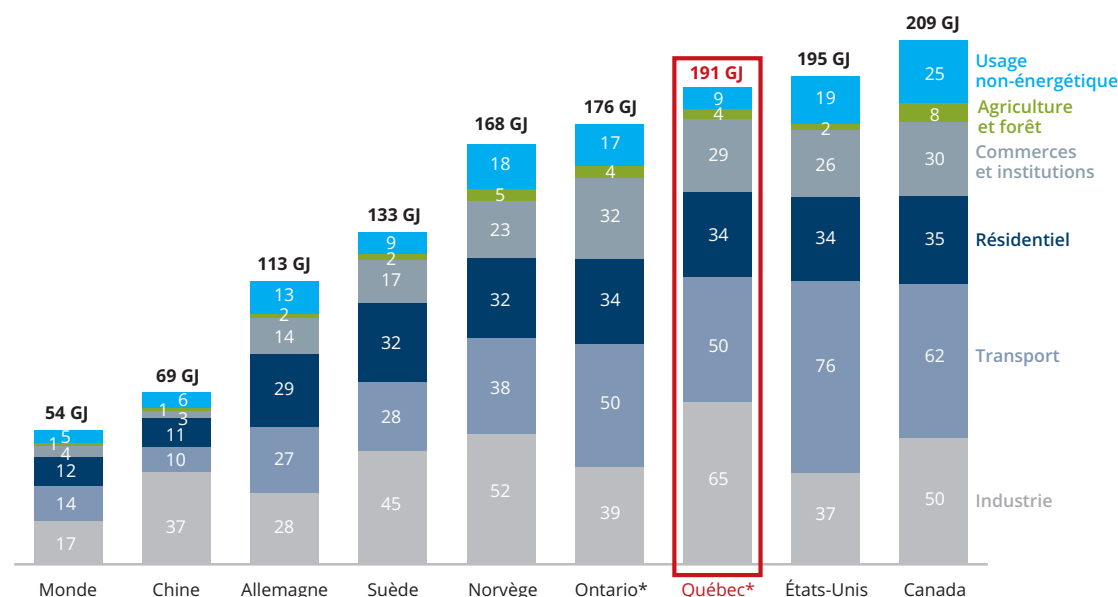
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE

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 2021, la consommation totale d'énergie au Québec, tous secteurs confondus, était d'environ 1 742 PJ. Exprimé par habitant, ce niveau de consommation est très élevé à l'échelle mondiale, comme le montre le graphique 21. Cette grande consommation s'explique en partie par la consommation industrielle liée à l'hydroélectricité, qui a attiré ici des secteurs industriels 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. De 2000 à 2021, la consommation totale a augmenté de 7 %, mais la consommation totale de 2021 était toujours inférieure à celle de 2019, soit le niveau d'avant la pandémie.

La moitié de l'énergie consommée au Québec provient des hydrocarbures (pétrole, gaz naturel, charbon, liquides de gaz naturel) et l'autre moitié d'origine renouvelable (voir graphique 22a). D'après les données recueillies, toujours pour 2021, quelque 36 % de la consommation totale d'énergie au Québec est attribuable au secteur industriel, de même que le secteur des bâtiments (30 %) – résidentiel, commercial et institutionnel –, tandis que le secteur des transports représente le quart de cette consommation (voir graphique 22b). Quant au secteur de l'agriculture, sa part s'élève à 2 %. Les

GRAPHIQUE 21 • COMPARAISON DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE PAR HABITANT DU QUÉBEC AVEC CELLE D'AUTRES PAYS, 2021

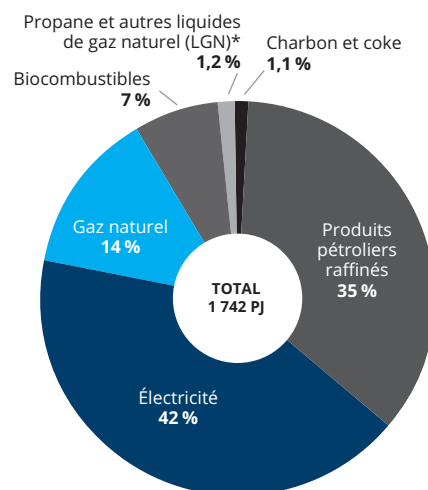


Sources : AIE, 2023; sauf * pour le Québec et l'Ontario, Statistique Canada, 2023 (tableau 25-10-0029-01).

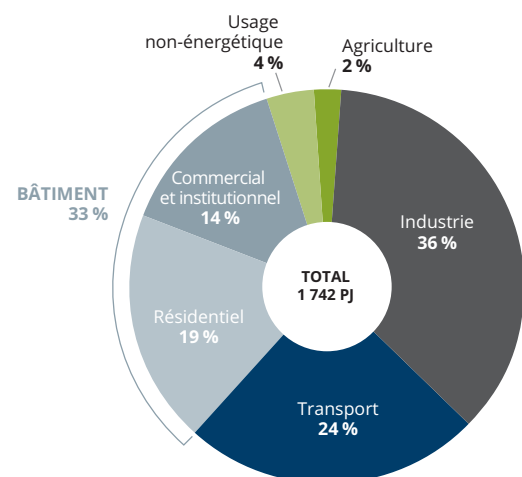
Note : Le graphique illustre la consommation énergétique de certains pays du monde. Seuls quatre petits pays ont une consommation par habitant supérieure à celle du Canada : Trinité-et-Tobago, le Qatar, l'Islande et le Luxembourg.

GRAPHIQUE 22 • CONSOMMATION TOTALE PAR FORME D'ÉNERGIE ET PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2021

A) Consommation par forme d'énergie

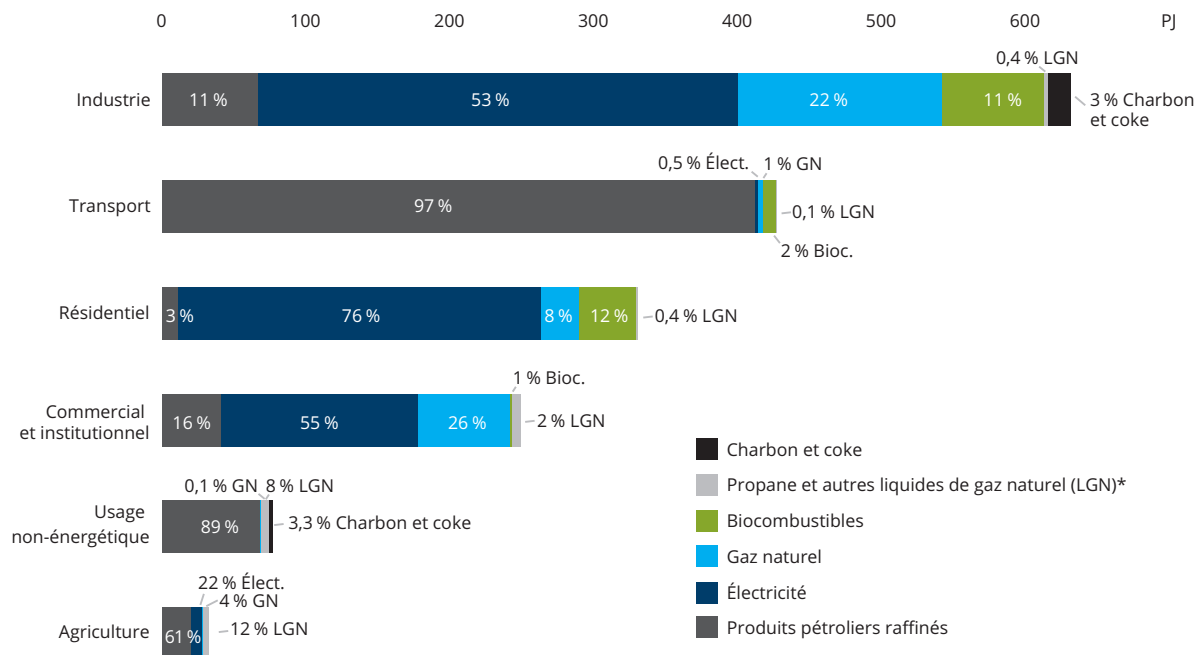


B) Consommation par secteur d'activité



Sources : Statistique Canada, 2022 (tableau 25-10-0029-01); Navius, 2022; MERN, 2022 (communication personnelle).

GRAPHIQUE 23 • CONSOMMATION DE DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2021



Sources : Statistique Canada, 2023 (tableau 25-10-0029-01); Navius, 2022; MELCCFP, 2023 (communication personnelle).

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

usages non énergétiques, tels que la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et d'engrais chimique, représentent 4 % de la consommation.

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 %), commercial (53 %) et industriel (50 %) (voir

graphique 23). Le gaz naturel est surtout utilisé pour des usages industriels (22 %) et pour le chauffage dans le secteur commercial et institutionnel (27 %).



SECTEUR DES TRANSPORTS

En 2021, environ 24 % de la consommation totale d'énergie au Québec, soit environ 458 PJ, était imputable au secteur des transports, selon les données de l'Office de l'efficacité énergétique. Il s'agit d'une baisse de 15 % par rapport à 2019 (564 PJ), lorsque le secteur représentait près du tiers de la consommation totale. Cet écart s'explique par les mesures sanitaires (ex., confinement, couvre-feux, interdictions de vol et voyage interrégionaux) imposées par les gouvernements pour limiter la propagation du virus de la COVID-19. D'autres changements pourraient aussi expliquer cet écart, ce qui reste à confirmer dans les années à venir. La répartition de la consommation totale en 2021 demeurait cependant inchangée par rapport aux années précédentes : la moitié était attribuable au transport commercial de marchandises et de voyageurs (transport aérien, ferroviaire, local et interurbain), et l'autre moitié aux véhicules personnels (graphique 24).

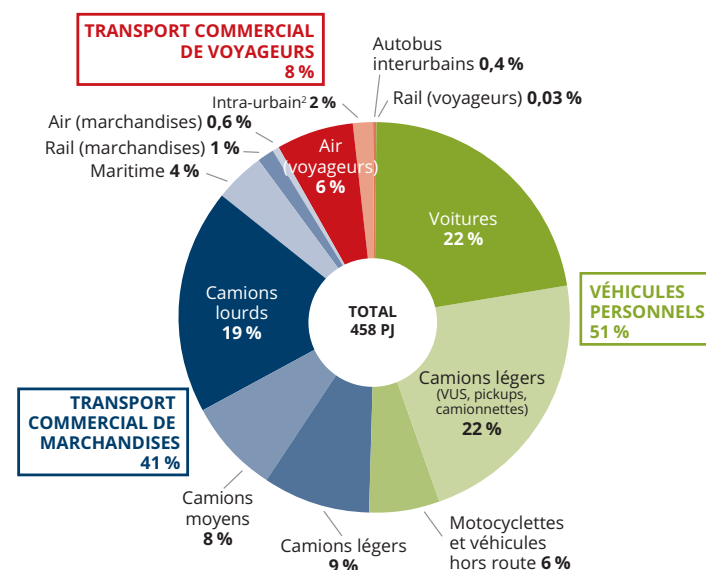
De 1990 à 2019, la consommation d'énergie totale du secteur a augmenté de 41 %. Or, lorsqu'on tient compte de l'impact des mesures de lutte contre la pandémie de la COVID-19, en 2021, cette hausse n'est que plus que de 15 %. Le transport de marchandises a connu une forte croissance par rapport à celle des véhicules personnels, soit une hausse de 44 % comparativement à 3 % pour l'ensemble des véhicules personnels durant

la période 1990–2021 (voir graphique 25; hors pandémie [1990–2019], la hausse de la consommation des véhicules personnels était de 19 %). La diminution de la consommation énergétique des voitures (–41 %) a été plus que compensée par une augmentation importante de la consommation de camions légers (VUS, pickup et camionnettes; +174 %) en raison de la progression des ventes de ces modèles (voir l'encadré). Le transport aérien de voyageurs, dont la tendance normale est en hausse marquée depuis 1990, a connu la plus forte baisse de consommation entre 2019 et 2020, soit de –64 %, suivi du transport ferroviaire de voyageurs avec –56 %, en raison des mesures sanitaires, mais a rebondi depuis.

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 26). 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 camion (lourd, moyen et léger) et celui de voyageurs par avion représentent, normalement, 70 % de l'énergie totale utilisée dans le secteur du transport commercial. Or, en raison de la pandémie, ces sous-secteurs n'en représentaient que 50 % (219 PJ) en 2021.

En 2021, la Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ) dénombrait 6,99 millions de véhicules en circulation au Québec, dont

GRAPHIQUE 24 • UTILISATION DE L'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS PAR TYPE DE VÉHICULE POUR LE TRANSPORT PERSONNEL ET COMMERCIAL, 2021



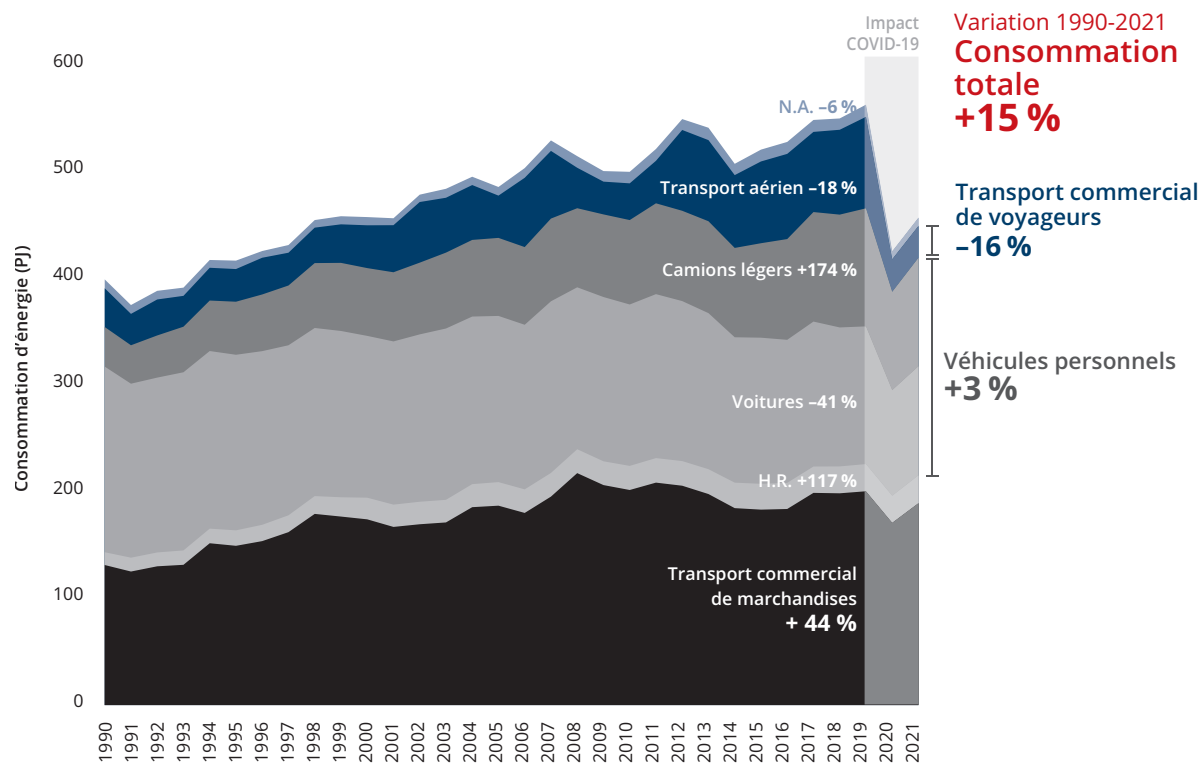
Source : OÉÉ, 2023.

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).

5,24 millions de véhicules de promenade (voitures, camions légers incluant les véhicules utilitaires sport [VUS], motocyclettes et habitations motorisées)²⁰. De 1990 à 2021, le parc de véhicules personnels au Québec a augmenté de 57 %, soit une hausse plus de deux fois celle de la croissance démographique de la province (+23 %) (voir tableau 9). Les catégories de véhicules qui ont connu la plus forte progression durant cette période sont les camions légers pour passagers (+332 %) et les camions légers destinés au transport de marchandises (+322 %).

²⁰ SAAQ, 2022.

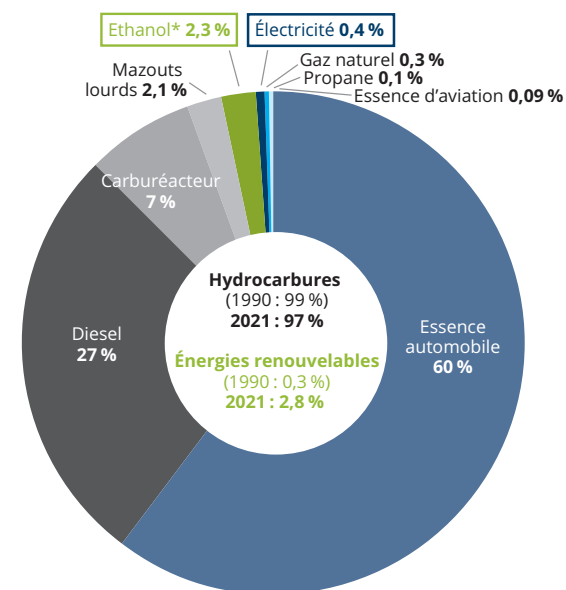
GRAPHIQUE 25 • ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR MODE DE TRANSPORT AU QUÉBEC, 1990 À 2021



Source : OÉ, 2023.

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

GRAPHIQUE 26 • TYPES DE CARBURANTS UTILISÉS POUR LE TRANSPORT AU QUÉBEC, 2021



Source : OÉ, 2022 (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 2020.

LES VUS EN VOIE DE PRENDRE TOUTE LA PLACE

Depuis 2015, il se vend plus de camions – une catégorie qui comprend les fourgonnettes, les véhicules utilitaires sport (VUS) et les camionnettes – que de voitures au Québec, et l'écart se creuse d'année en année (voir graphique 27a). Les voitures sont de moins en moins populaires : -77 % d'unités vendues de 2015 à 2022. Cette tendance s'observe tant au nombre d'unités vendues qu'en ce qui concerne les montants dépensés. Les sommes payées en 2022 pour tous ces camions (13,9 G \$) correspondent à plus de quatre fois celles consacrées aux voitures (3,0 G \$) (voir

graphique 27b). Malgré la baisse des ventes en 2020, en raison de la pandémie, la part des ventes des VUS et autres camions ont globalement continué d'augmenter dans le marché.

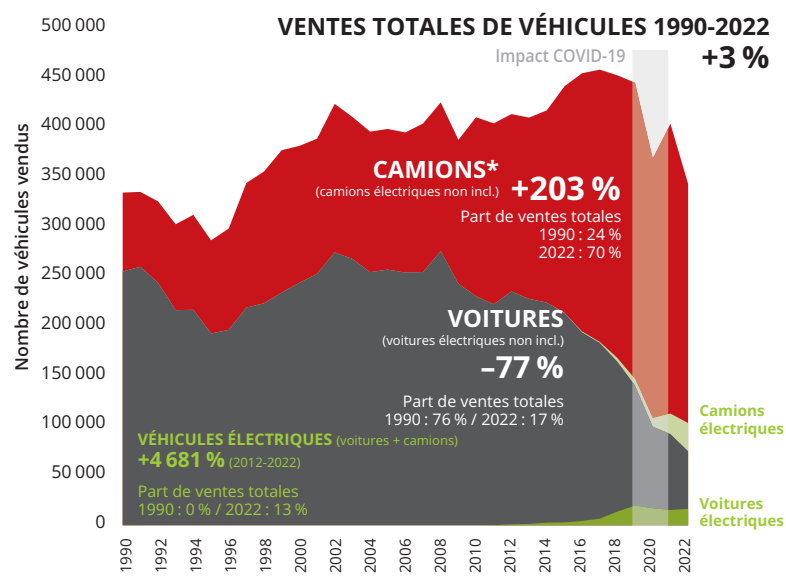
Le déclin des ventes de voitures a débuté en 2008 et, si la tendance se maintient, la dernière voiture à combustion devrait se vendre en 2028. Par la suite, seuls des véhicules dans la catégorie « camion léger » devraient se vendre. Le même phénomène affecte les véhicules électriques : les ventes de camions électriques dépassent

désormais celles des voitures électriques. Ce déclin de la voiture au profit de véhicules plus gros et plus lourds est problématique à plusieurs égards : les consommateurs achètent des véhicules qui coûtent davantage et consomment plus d'énergie que des alternatives disponibles.

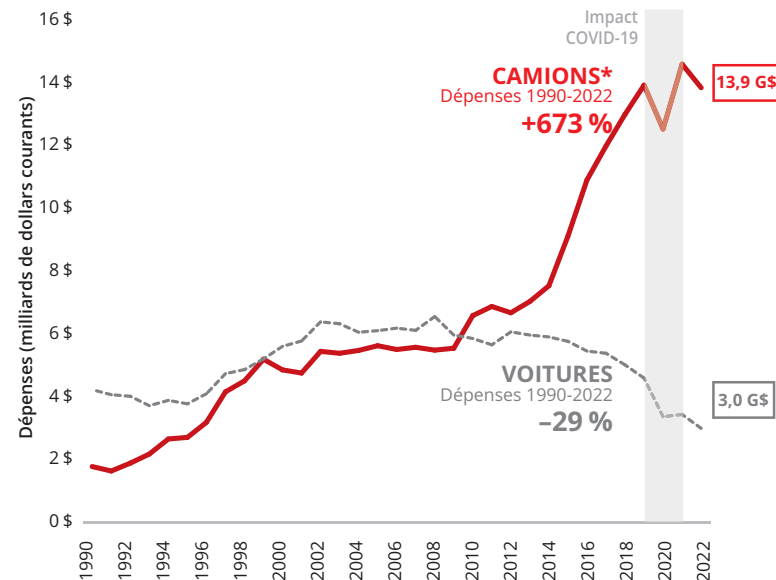
Alors qu'on parle de plus en plus de sobriété énergétique, la tendance sur les routes est différente. En effet, en moyenne, un VUS électrique consomme plus d'énergie qu'une voiture électrique.

GRAPHIQUE 27 • ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET DE VOITURES VENDUS ET DES DÉPENSES LIÉES AUX VENTES DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2022

A) Ventes de véhicules (unités vendues)



B) Dépenses liées aux ventes de véhicules



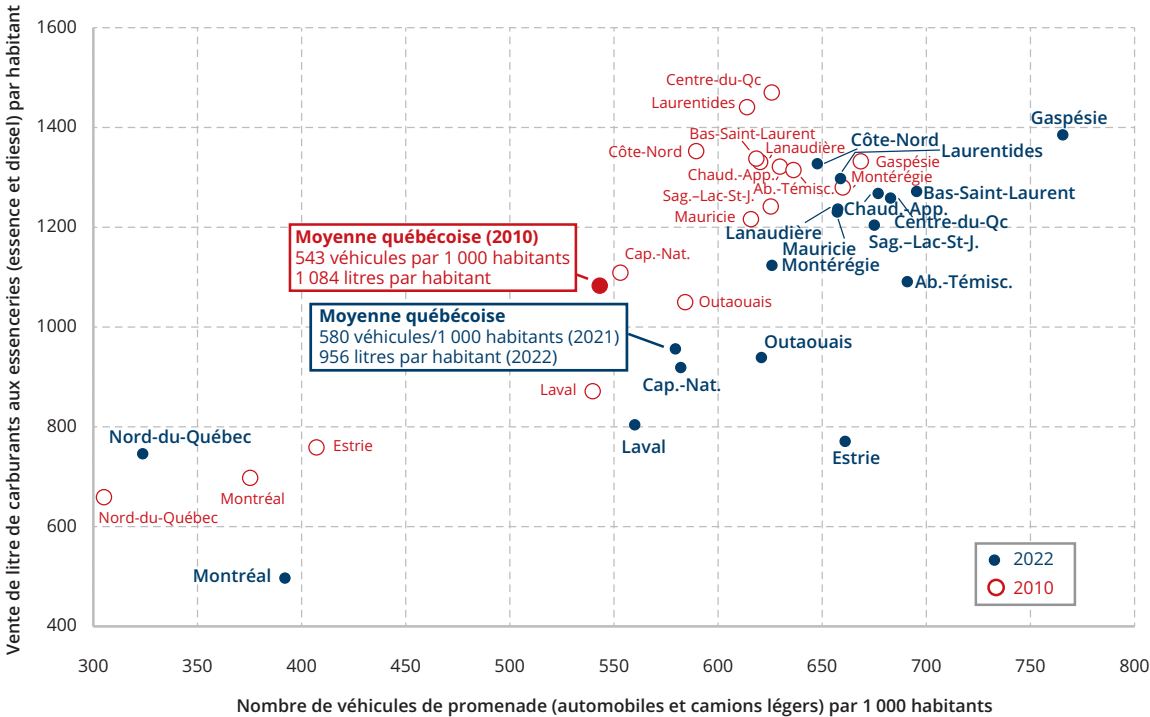
Source : Statistique Canada, 2022 (tableaux 20-10-0001-01 et 20-10-0021-01).

Note : *La catégorie des camions comprend les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport, les camions légers et lourds, les fourgonnettes et les autobus.

En 2021, le Québec comptait en moyenne 580 véhicules par 1 000 habitants (de tous les âges). Ce taux de motorisation varie fortement selon les régions du Québec. Il est le plus bas dans le Nord-du-Québec (323 véhicules par 1 000 habitants) et à Montréal (392 véhicules) et le plus élevé en Gaspésie (765 véhicules). Ce taux de motorisation est en croissance depuis 2010, alors que la moyenne provinciale était de 543 véhicules par 1 000 habitants. L'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules (consommation par 100 km) et la diminution probable du nombre de kilomètres parcourus ont mené à une diminution des ventes de carburant par habitant. De 1 083 litres par personne en 2010, les ventes ont baissé à 953 litres en 2022 (voir le graphique 28). Les différences entre les régions sont très visibles. Les régions avec peu de véhicules par 1 000 habitants ont des ventes de carburant moindre, par habitant, que les régions avec beaucoup de véhicules.

Alors qu'on pourrait penser que le nombre d'autobus est plus élevé dans les régions urbaines (comme Montréal ou la Capitale-Nationale), où le transport en commun serait plus développé, le graphique 28 montre qu'il n'en est rien. Le nombre d'autobus (scolaire et autres) par 1 000 habitants est en fait plus élevé dans les régions où le nombre de véhicules de promenade est aussi plus élevé. Ainsi, en Abitibi-Témiscamingue, Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et Chaudière-Appalaches on retrouve à la fois un grand nombre de véhicules par 1 000 habitants (plus de 670) et le plus grand nombre d'autobus par 1 000 habitants, avec plus de 3 autobus. La moyenne québécoise n'est de 2,4 autobus et 580 véhicules de promenade par 1 000 habitants.

GRAPHIQUE 28 • VENTES DE CARBURANT PAR HABITANT (2010 ET 2022) ET TAUX DE MOTORISATION PAR RÉGION AU QUÉBEC (2010 ET 2021)



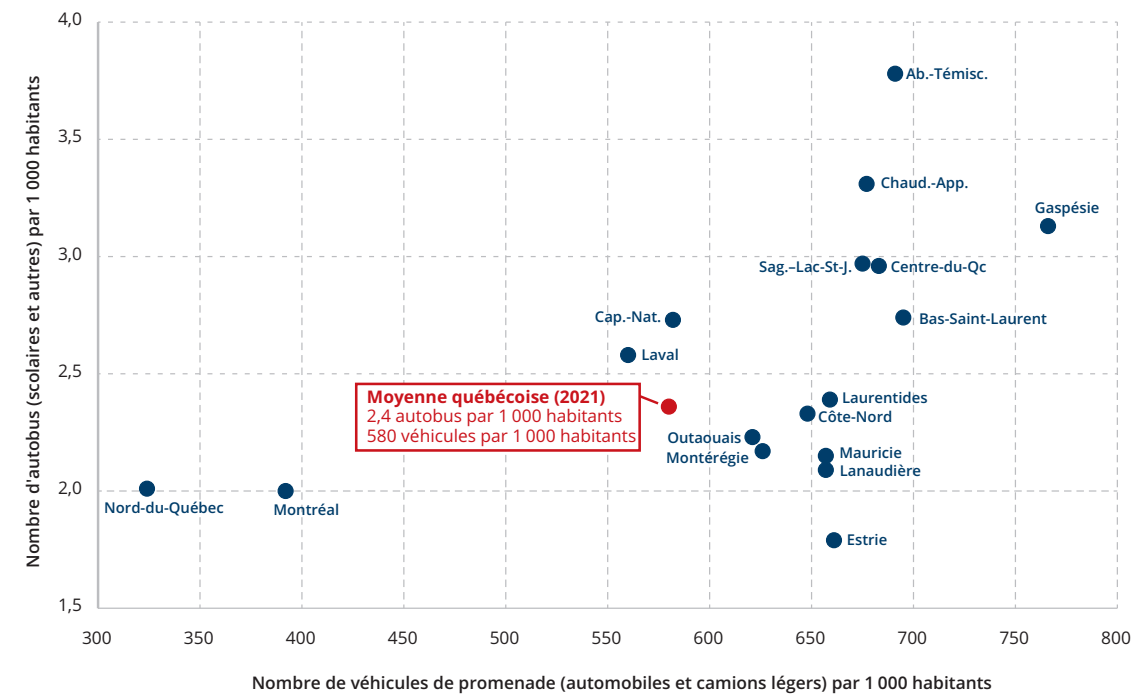
Sources : SAAQ, 2022; Régie de l'énergie, 2023.

Comme l'indique le tableau 9, les Québécois optent davantage pour les véhicules personnels (+57 % entre 1990 et 2021 pour le nombre de véhicules par 1 000 habitants). La consommation moyenne d'essence a cependant baissé de 1990 à 2021 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 2021, les voitures consommaient en moyenne 20 % moins de carburant que les camions légers pour parcourir 100 km (8,2 l contre 10,4 l); mais elles sont de moins en moins populaires.

De 1990 à 2021, le nombre de camions légers utilisés pour le transport personnel sur les routes québécoises (tableau 9), de même que le nombre

GRAPHIQUE 29 • NOMBRE D'AUTOBUS ET DE VÉHICULES DE PROMENADE PAR 1 000 HABITANTS, PAR RÉGION DU QUÉBEC, 2021



Source : SAAQ, 2022.

de ventes, a augmenté respectivement de 332 % et 310 %. Cependant, au cours de la même période, le nombre de voitures ne s’est accru que de 9 %, et leurs ventes ont diminué de –51 %. Certes, la distance moyenne parcourue par les véhicules personnels et de marchandises a diminué durant cette période, de –25 % et –34 %, mais elle s’est amplifiée considérablement pour ce qui est des camions lourds de marchandises (+60 %) en partie en raison de la croissance du commerce globalisé et électronique, ainsi que de la pression du mode de livraison « juste à temps ».

TABLEAU 9 • ÉVOLUTION DU PARC DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2021

	Nombre de véhicules en milliers (2021)	Évolution 1990-2021	Ventes de véhicules en milliers (2021)	Évolution 1990-2021	Distance moyenne parcourue, km (2021)	Évolution 1990-2021	Consommation moyenne de carburant, litres/100 km (2021)	Évolution 1990-2021	Nombre de véhicules par mille habitants (2021)	Évolution 1990-2021
Personnel	5 151	57 %	350	13 %	13 083	–25 %	9,3	–19 %	625	28 %
Voitures	3 065	9 %	123	–51 %	12 216	–30 %	8,2	–20 %	381	–11 %
Camions légers	2 086	332 %	227	310 %	14 356	–20 %	10,4	–17 %	244	252 %
Marchandises	903	199 %	91	236 %	27 672	–34 %	19,3	–31 %	105	385 %
Camions légers	582	322 %	63	301 %	20 090	–20 %	10,3	–17 %	68	244 %
Camions moyens	235	132 %	22	176 %	22 200	–1 %	19,6	–30 %	27	89 %
Camions lourds	86	36 %	6	77 %	94 188	60 %	28,0	–35 %	10	11 %

Source : OÉÉ, 2019, 2023 (données préliminaires).

Note : Le calcul des distances moyennes parcourues pour le transport personnel et de marchandises est une moyenne pondérée par rapport au nombre de véhicules par catégorie.

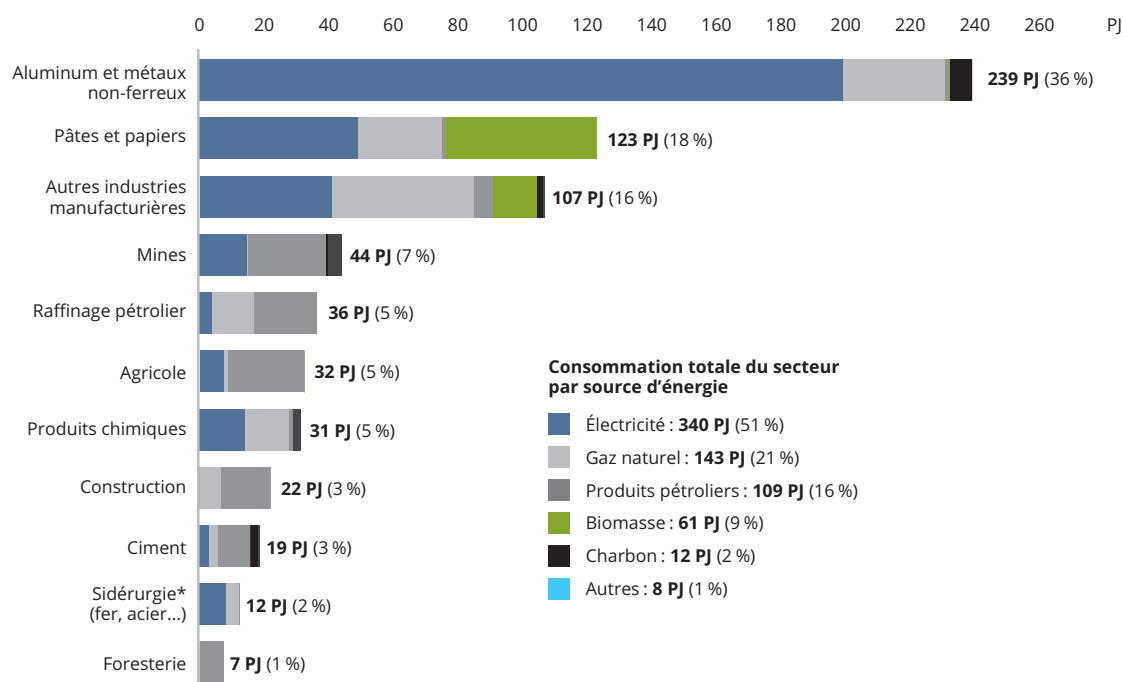


SECTEUR INDUSTRIEL

En 2021, le secteur industriel (y compris l'industrie agricole) était le plus grand consommateur d'énergie au Québec, avec 673 PJ (OÉÉ, 2023). Ce secteur compte pour environ 36 % de la consommation énergétique totale et environ 19 % 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 51 % du bilan québécois (voir graphique 42). Les industries manufacturières, de l'aluminium et des pâtes et papiers représentent environ 70 % de la consommation d'énergie totale du secteur. L'électricité couvre un peu plus de la moitié de la consommation d'énergie du secteur industriel, suivie du gaz naturel (21 %), des produits pétroliers (16 %) et de la biomasse (9 %) (voir graphique 30).

En matière de consommation moyenne d'énergie 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 21). L'Ontario consomme aussi moins d'énergie dans le secteur industriel par rapport au Québec avec une consommation moyenne de 39 GJ par habitant contre 65 GJ par habitant. 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'économie²¹.

GRAPHIQUE 30 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'ACTIVITÉ DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL AU QUÉBEC, 2021



Source : OÉÉ, 2023 (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. *Selon des communications des auteurs avec l'OÉÉ, il y aurait une erreur dans les données de la sidérurgie pour l'année 2020. Nous avons donc utilisé la valeur pour l'année 2019 en 2020.

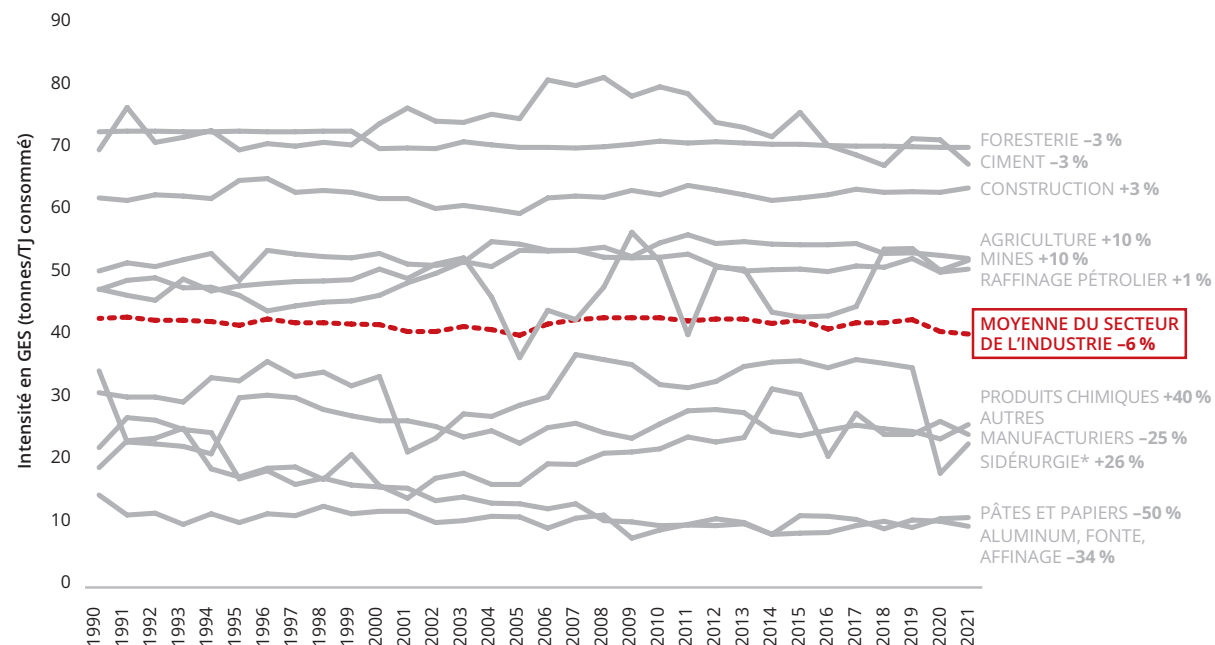
²¹ Voir État de l'énergie 2020, p. 38.

De 1990 à 2021, 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 (–74 %) 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 hausse de leurs émissions de 8 % par rapport à 1990.

L'intensité en émissions de GES industrielles par unité d'énergie consommée a diminué depuis 1990 (–6 %), ce qui laisse croire que le secteur industriel en général a peu décarboné ses sources d'approvisionnement (voir graphique 31). Certains secteurs ont connu des baisses importantes d'intensité (pâte et papiers, –52 %; aluminium, fonte et affinage, –32 %; manufacturier, –33 %) alors que d'autres ont vu l'intensité de leur GES augmenter. C'est le cas pour la fabrication de produits chimiques (+40 %), la sidérurgie (+13 %), l'agriculture (+12 %), et les mines (+12 %), 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 faibles en émission de GES se font possiblement lorsque les prix de celles-ci sont favorables par rapport à ceux des

GRAPHIQUE 31 • ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES LIÉE À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 À 2021



Sources : OÉÉ, 2019, 2023.

Note : Depuis 2020, l'OÉÉ ne met à jour que les données à partir de l'année 2000. Ainsi, les données de 1990 à 1999 proviennent de la base de données publiée en 2019. Le graphique ne reflète pas les diminutions de consommation d'énergie liées à l'efficacité énergétique. *Selon le MELCCFP, il y aurait une erreur dans les données de la sidérurgie pour l'année 2021. Nous avons donc utilisé la valeur estimée à partir du registre des émissions de GES du Québec.

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.

PRODUCTIVITÉ ÉNERGÉTIQUE : LE CANADA DERNIER DE CLASSE, ET EN PROGRESSION PLUS LENTE

La productivité énergétique représente la richesse créée par unité d'énergie consommée. Elle mesure ce qu'un pays parvient à générer comme valeur ajoutée par unité d'énergie consommée (ex., PIB par GJ). Il est souhaitable d'avoir une plus grande productivité énergétique pour maximiser la création de richesse et éviter d'utiliser plus de ressources que nécessaire pour la générer.

Le graphique 32 illustre la trajectoire de la productivité énergétique au Canada entre 1971 et 2022, ainsi que dans d'autres pays du monde auxquels le Canada est souvent comparé (États-Unis, Australie, Norvège, Allemagne). Deux choses sont notables dans ce graphique : le Canada est le pays qui a la plus petite productivité énergétique, et c'est aussi celui dont la productivité énergétique a le moins progressé. À l'échelle mondiale, la productivité énergétique est de 213 US\$ 2015 PPP par GJ, alors qu'au Canada elle n'est que de 145 US\$. Elle a cru de 88 % à l'échelle mondiale, mais seulement de 74 % au Canada.

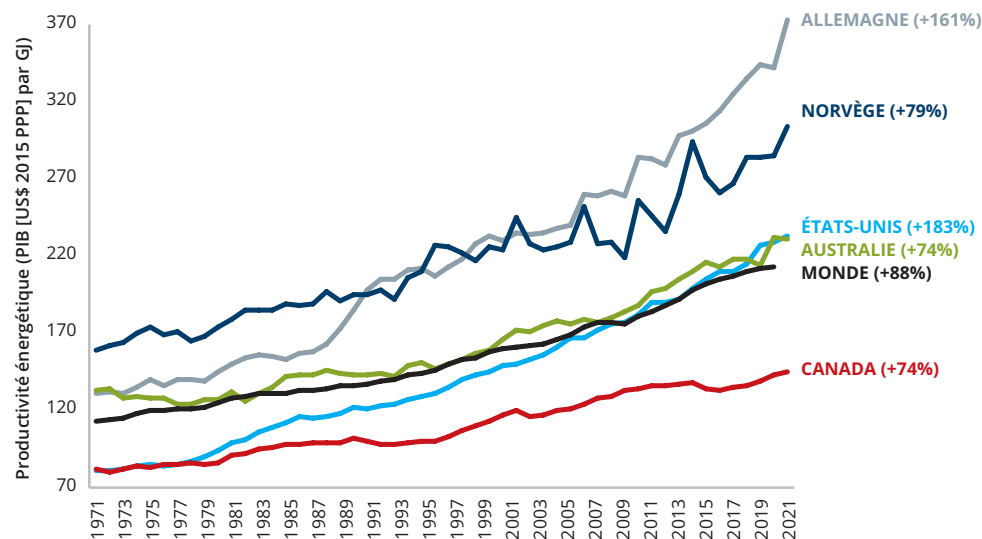
Les bas prix de l'énergie au Canada (et c'est aussi vrai au Québec) expliquent en partie cette situation. Il n'est en effet moins intéressant de chercher à optimiser la consommation d'énergie lorsque celle-ci coûte peu. Les gouvernements ont aussi un rôle à jouer à cet égard : ils peuvent favoriser une gestion plus active de l'énergie

en entreprise. En Allemagne, on comptait 5 523 certifications de la norme internationale de système de gestion de l'énergie (SME) ISO 50001, contre 26 au Canada (voir graphique 33). La population de l'Allemagne est plus importante que celle du Canada, mais la consommation industrielle par habitant au Canada (50 GJ/habitant) est presque le double de celle de l'Allemagne (28 GJ/habitant) (voir graphique 21). Cette norme formalise la gestion de l'énergie dans les entreprises en mettant en place un cadre de gestion axé

sur la recherche de gains énergétiques par l'amélioration continue. La différence : en Allemagne l'adoption est volontaire, mais selon la Loi allemande sur les services énergétiques, 1) toute organisation sans SME normé doit réaliser un audit énergétique tous les quatre ans; et 2) la certification ISO 50001 est la condition préalable à d'importants allègements fiscaux, tels que le plafonnement des taxes ou la limitation de la surtaxe énergétique. La gestion active de l'énergie, avec des cibles

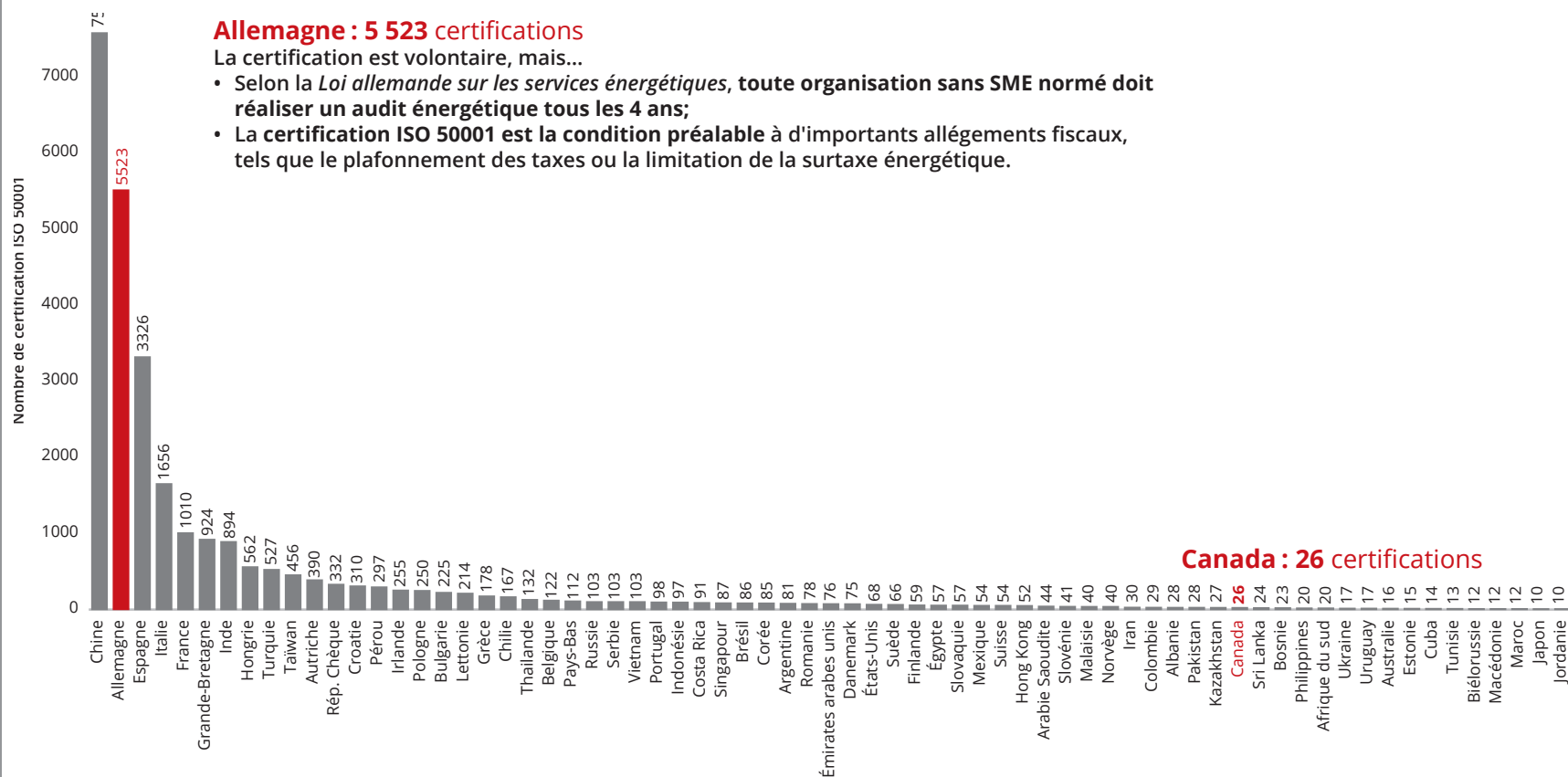


GRAPHIQUE 32 • PRODUCTIVITÉ ÉNERGÉTIQUE DE DIFFÉRENTS PAYS DE 1971 À 2022



Source : AIE, 2022.

GRAPHIQUE 33 • NOMBRE DE CERTIFICATION ISO 50001 PAR PAYS, 2022



Source s : ISO, 2023; TÜV Nord, 2022; Fraunhofer ISI, n.d..

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

d'amélioration, permet ainsi de moins et mieux consommer – et d'améliorer la productivité et la performance énergétiques des entreprises.

Au Québec, il a été estimé que près de 60 % de l'énergie consommée par le secteur industriel est perdue et ne génère pas de valeur ajoutée²². Des efforts sont faits pour mieux valoriser les rejets thermiques et le gouvernement bonifie certains incitatifs à travers son programme ÉcoPerformance si les entreprises sont certifiées. Il n'y a cependant

qu'environ cinq certifications ISO 50001 à l'échelle du Québec. Il est toutefois indiqué dans la mise à niveau 2026 du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques (p.32) que le gouvernement s'engage, à partir de 2023, à « rendre la norme ISO 50001 obligatoire pour les grands consommateurs d'énergie qui souhaitent participer aux programmes d'aide financière ».

La norme ISO 50001 formalise la gestion de l'énergie dans les entreprises en mettant en place un cadre de gestion axé sur la recherche de gains énergétiques par l'amélioration continue.

²² Whitmore, Pineau et Harvey, 2019, p.3.

SECTEUR DU BÂTIMENT – RÉSIDENTIEL



En 2021, le secteur résidentiel utilisait environ 326 PJ, soit 19 % de la consommation totale d'énergie au Québec. De cette énergie, 61 % étaient consacrés au chauffage des logements, 18 % au fonctionnement des appareils électriques et 14 % au chauffage de l'eau (voir graphique 34). L'éclairage ne comptait que pour 4 % de la consommation totale et la climatisation pour 3 %. La consommation énergétique consacrée à ce dernier usage, bien que faible par rapport aux autres, a connu la plus forte croissance depuis 1990, soit plus de 860 % en raison des étés plus chauds, d'une richesse plus grande et de normes de confort plus élevées. L'électricité est la source principale d'énergie consommée par ce secteur (77 %), suivie du bois de chauffage (11 %), du gaz naturel (8 %) et du mazout (3 %) (voir graphique 35).

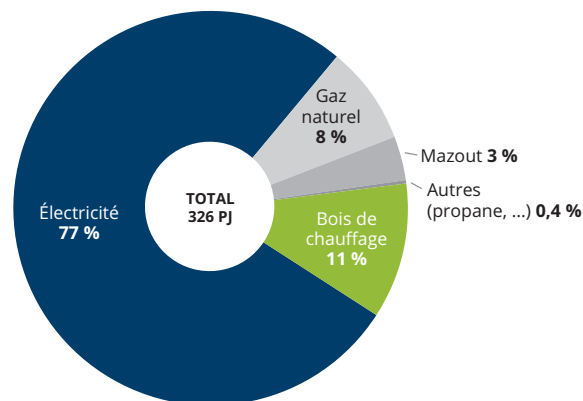
De 1990 à 2021, la consommation d'électricité et de gaz naturel du secteur ont augmenté de 48 % et 8 %, respectivement tandis que celle du mazout et du bois de chauffage ont diminué de 83 % et 11 %. La consommation énergétique annuelle par mètre carré (intensité énergétique) est passée de 1,1 à 0,7 GJ, soit une diminution de 40 %. 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 26 % (de 119 GJ/an à 88 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 2021, la surface moyenne des logements s'est accrue de 23 % (voir graphique 36).

Le nombre total de logements au Québec a par ailleurs connu une hausse de 45 %, alors que la population n'augmentait que de 23 %. 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 28 % moins d'énergie par m² par année qu'une maison unifamiliale (voir graphique 37).

Cela explique qu'un ménage vivant en appartement consomme près de 44 % moins d'énergie qu'un ménage occupant une maison unifamiliale.

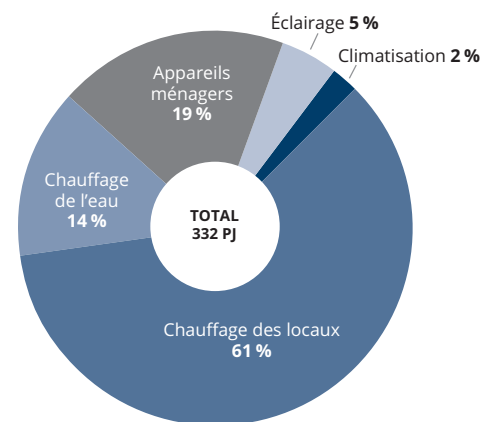
La réduction de l'intensité énergétique du secteur a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur résidentiel, qui est attribuable à la croissance de la population et à sa préférence pour les plus grands logements (voir graphique 36). Reste néanmoins que la consommation énergétique totale du secteur a augmenté de 7 % durant la période allant de 1990 à 2021.

GRAPHIQUE 34 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'UTILISATION DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2021



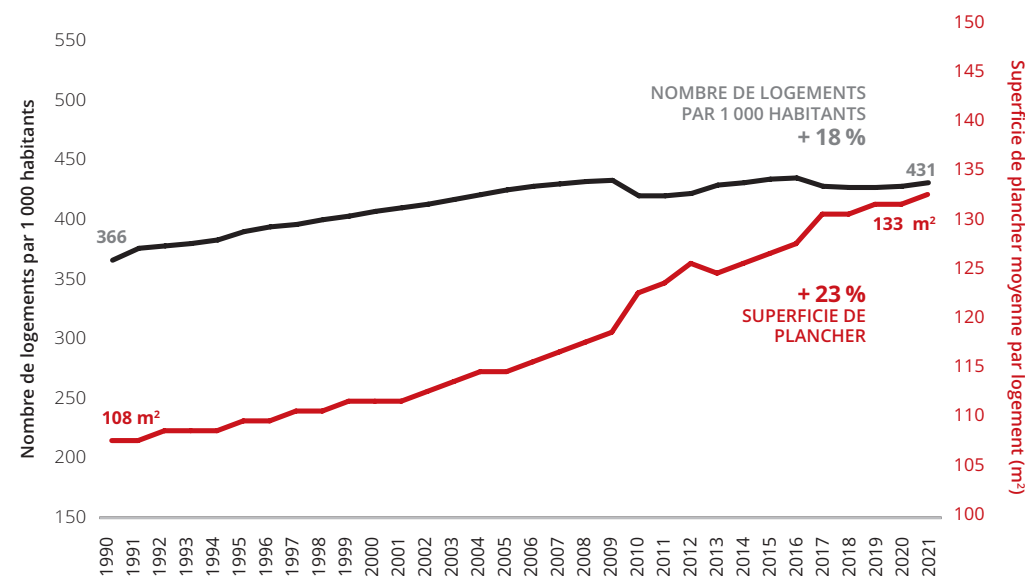
Source : OÉÉ, 2023.

GRAPHIQUE 35 • CONSOMMATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2021



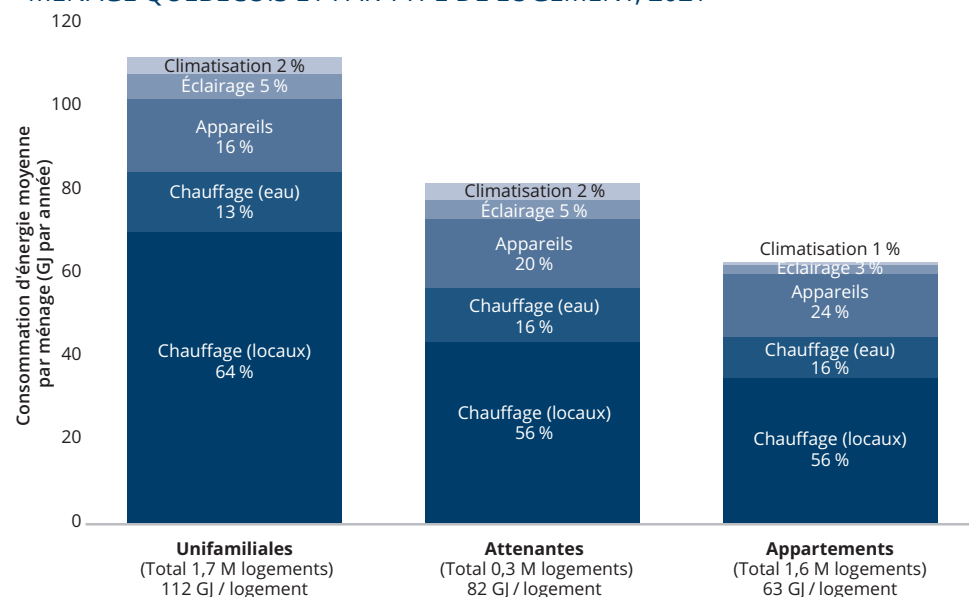
Source : OÉÉ, 2023.

GRAPHIQUE 36 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DU NOMBRE DE LOGEMENTS PAR 1 000 HABITANTS, 1990 À 2021



Source : OÉÉ, 2023.

GRAPHIQUE 37 • MOYENNE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ANNUELLE PAR MÉNAGE QUÉBÉCOIS ET PAR TYPE DE LOGEMENT, 2021



Source : OÉÉ, 2023.

Note : Le nombre de logements de chaque type est indiqué entre parenthèses sous les barres.

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 16 % durant la période allant de 1990 à 2020.



SECTEUR DU BÂTIMENT – COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL



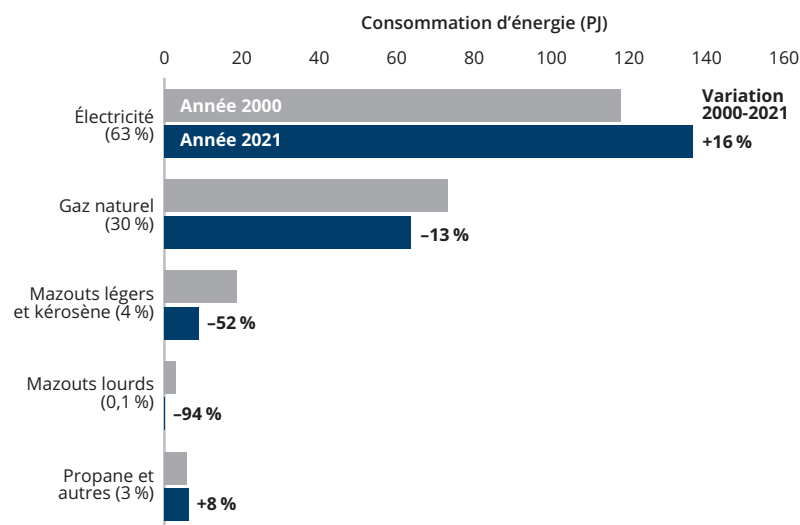
En 2021, 14 % de la consommation d'énergie québécoise était attribuable au secteur commercial et institutionnel (215 PJ). Ce secteur consomme principalement de l'électricité (63 %) et du gaz naturel (30 %) (voir graphique 38a), surtout pour le chauffage des bâtiments, qui représente 42 % de la consommation totale d'énergie par type d'utilisation (voir graphique 38b). La superficie de plancher à chauffer revêt ainsi une grande importance dans ce secteur. Viennent ensuite l'utilisation d'équipements auxiliaires (22 %) et l'éclairage (19 %).

Les bureaux (dont les immeubles gouvernementaux) et les établissements d'enseignement constituent plus de 50 % de la superficie de plancher totale du secteur (plus de 147 millions de m² en 2021). Ils accaparent près de la 44 % de la consommation d'énergie du secteur (voir graphique 39). 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.

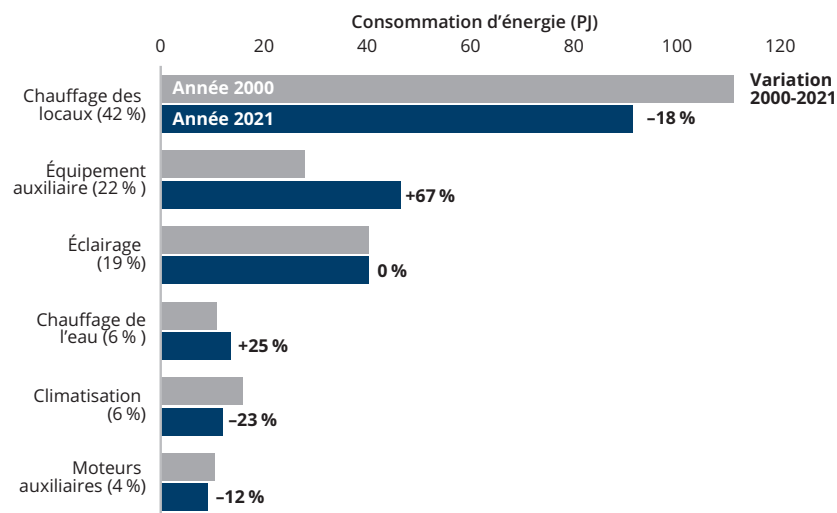
Si des gains en intensité énergétique ont été enregistrés dans la consommation totale d'énergie par mètre carré de superficie (amélioration de 22 % depuis 2000), ceux-ci ont été annulés par la hausse des besoins en énergie. Cette hausse est attribuable à l'élargissement de la superficie à chauffer (+27 % de 2000 à 2021; voir graphique 40) et à une plus grande présence d'équipements auxiliaires (ex., ordinateurs, imprimantes, appareils électroniques et intelligents), dont la consommation totale s'est accrue de 67 % durant la même période.

GRAPHIQUE 38 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SOURCE D'ÉNERGIE ET PAR UTILISATION FINALE DANS LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2000 ET 2021

A) Consommation par source d'énergie



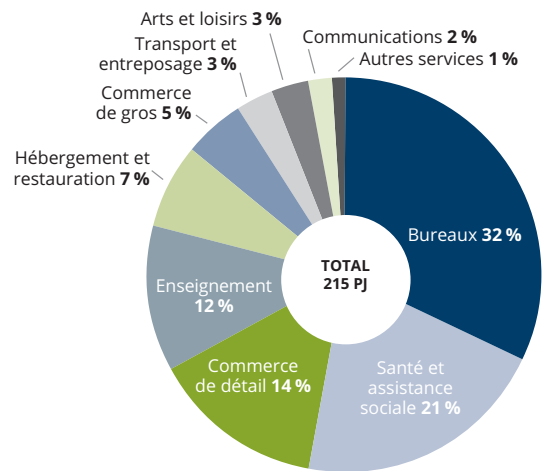
B) Consommation par utilisation finale d'énergie



Source : OÉÉ, 2023.

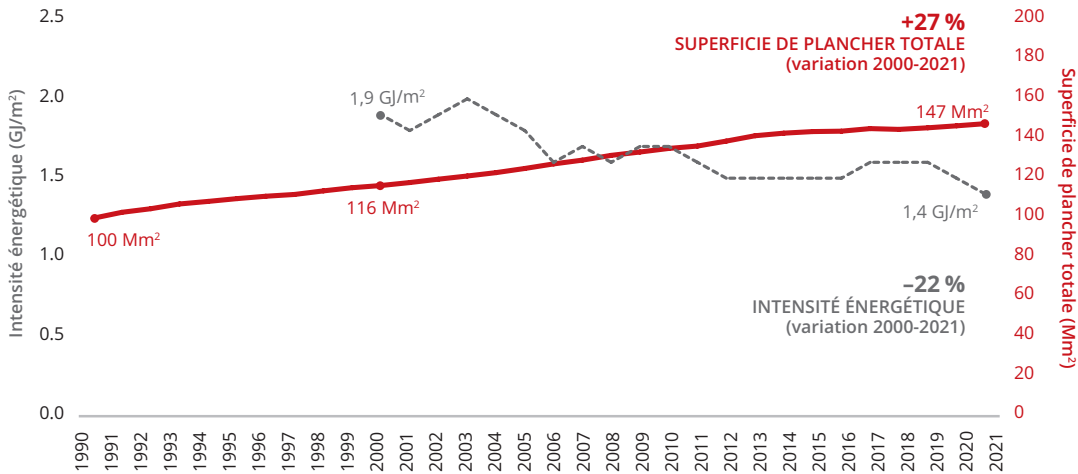
Note : Le pourcentage entre parenthèses, à droite des catégories de source d'énergie, correspond à la part de cette source dans le total d'énergie consommée par le secteur. L'OÉÉ n'a pas mis à jour les données avant l'année 2000 et a utilisé une nouvelle méthodologie pour calculer les consommations énergétiques du secteur commercial et institutionnel. Ainsi, les données de la série 2000-2020, 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 39 • CONSOMMATION PAR SOUS-SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2021



Source : OÉÉ, 2023.

GRAPHIQUE 40 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2000 À 2021



Sources : OÉÉ, 2019, 2023.

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 publiée 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 41 montre les principales sources de pertes d'énergie liées au système énergétique québécois. En 2021, près de la moitié de l'énergie totale au Québec était perdue et n'apportait aucune valeur ajoutée à l'économie. En effet, seulement 981 PJ d'énergie étaient disponibles pour répondre aux besoins des consommateurs, alors que 960 PJ étaient perdues en raison 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, près d'une unité était perdue dans le système.

Le secteur du transport est responsable de 34 % de ces pertes, comparativement à 23 % pour le secteur industriel et 15 % pour le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel). Dans le cas du transport, 75 % de l'énergie est perdue au moment de sa consommation, comparativement à 34 % et 24 % pour les industries et le secteur du bâtiment, respectivement.

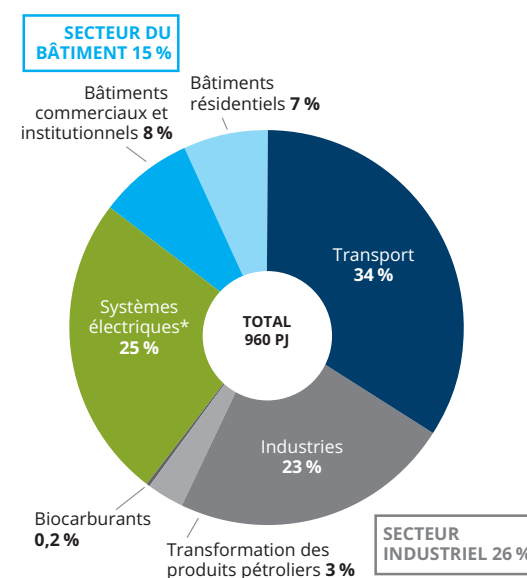
Ces résultats démontrent que le secteur des transports est beaucoup moins efficace que les autres. Davantage d'efforts devraient donc lui

être consacrés en priorité pour réduire les pertes. 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. Pour réduire les pertes, on peut recourir à l'usage de moteurs électriques (qui sont plus efficaces que les moteurs à combustion) et intensifier le covoiturage, le transport en commun et le transport actif, pour réduire à la base les besoins en énergie.

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. Quelque 25 % et 3 % des pertes totales du système énergétique sont respectivement attribuables à la production et 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.

GRAPHIQUE 41 • SOURCES DES PERTES D'ÉNERGIE LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS, 2020



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.

Des évaluations du potentiel technico-économique (PTÉ) des réductions de la consommation annuelle dans certains secteurs ont été réalisées pour Hydro-Québec, Énergir et le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE) au MERN (maintenant Bureau de la transition climatique et énergétique au MELCCFP). 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 25 % en gaz naturel relativement à la consommation de 2021 et 2022, 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 énergie aux cinq ans. Pour la période 2018-2023, Hydro-Québec a déposé sa dernière mise à jour en août 2021 et Énergir en mars 2023. Pour les produits pétroliers, dont le Bureau de la transition climatique et énergétique (BTCE) au MELCCFP a le mandat de coordonner la gouvernance des mesures visant l'atteinte de la cible de réduction de -40 % d'ici 2030, il n'existe aucune exigence pour ces mises à jour. La dernière étude PTÉ réalisée pour le BEIE en 2013 présentait les résultats pour des mesures associées au transport routier pour les années 2016 et 2021.

Le MELCCFP a l'intention de mettre à jour cette dernière étude du PTÉ sur les produits pétroliers,

TABLEAU 10 • ÉVALUATION DU POTENTIEL TECHNICO-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	
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)	104	670	n.d	489	181			1 444 58
Consommation en 2022	428	1 441	n.d	3 331	628			5 828 225
% de réduction du total en 2022	24 %	46 %	n.d	15 %	29 %			25 %
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 : Éconoler, 2023; HQD, 2021; Technosim, 2021; J. Harvey Consultant & Associés, 2021; Genivar inc., 2013; EIA, 2023.

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 litres 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).

sans toutefois préciser d'échéancier. Selon les analyses prospectives du gouvernement, « les résultats démontrent que la cible de réduction de la consommation de produits pétroliers de 2030 ne

sera pas atteinte » et que les mesures dans le Plan directeur n'arriveraient qu'à atteindre une réduction de 27,5 % de la consommation des produits pétroliers d'ici 2030.

4

ÉMISSIONS DE GES LIÉES
AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Les émissions liées à la production, au transport et à la consommation d'énergie sont responsables d'environ 70 % des émissions totales du Québec. Selon l'Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour la période 1990-2021, le total des émissions de GES du Québec s'élevait à 77,6 Mt éq. CO₂ en 2021, ce qui représente une réduction de 8,9 % par rapport au niveau de 1990.

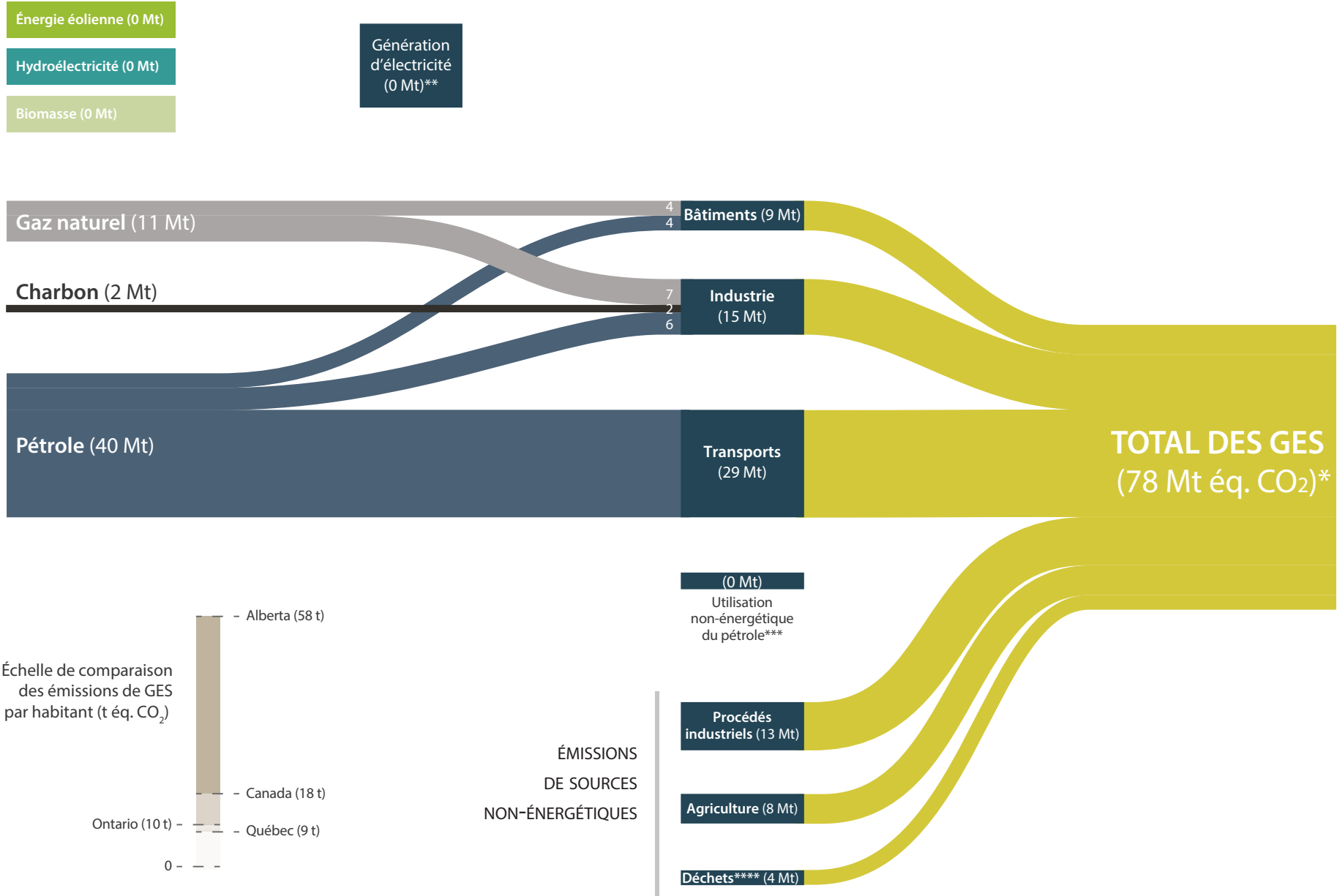
Le graphique 42 indique les origines des GES au Québec en 2021 et la contribution de ces différentes sources aux émissions totales de la province. Les émissions par personne étaient de 9 t éq. CO₂, soit le taux le plus faible au Canada dont la moyenne est de 18 t éq. CO₂. Le secteur québécois de l'électricité est une source marginale d'émission de GES, 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 15 Mt éq. CO₂, soit 19 % du total des émissions québécoises. Il faut cependant ajouter à ces émissions deux autres sources non énergétiques de GES : celles des procédés industriels (13 Mt) et celles des industries agricoles (8 Mt) et de la gestion des déchets (4 Mt). Les émissions industrielles totales représentent alors 51 % du bilan québécois.

Le graphique 43 présente les émissions industrielles non liées à l'énergie (25,2 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. 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 qui sont émis en faible quantité. 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 7 Mt d'émissions, soit 9 % du total québécois, principalement à cause des besoins en chauffage. Les émissions ont baissé 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 43 % de toutes les émissions québécoises – repose presque exclusivement sur les combustibles fossiles. Depuis 1990, les émissions de ce secteur ont bondi de 20 % (voir tableau 11).

Le graphique 44 illustre l'évolution des émissions de GES de 1990 à 2021, ainsi que les cibles établies par le gouvernement du Québec pour 2020, 2030

GRAPHIQUE 42 • BILAN DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE AU QUÉBEC, 2021



Sources : MELCCFP, 2023; Statistique Canada (tableau 25-10-0029-01).

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. *MELCCFP indique un total d'émissions de GES de 77,6 Mt pour l'année 2021. 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.hecc.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.

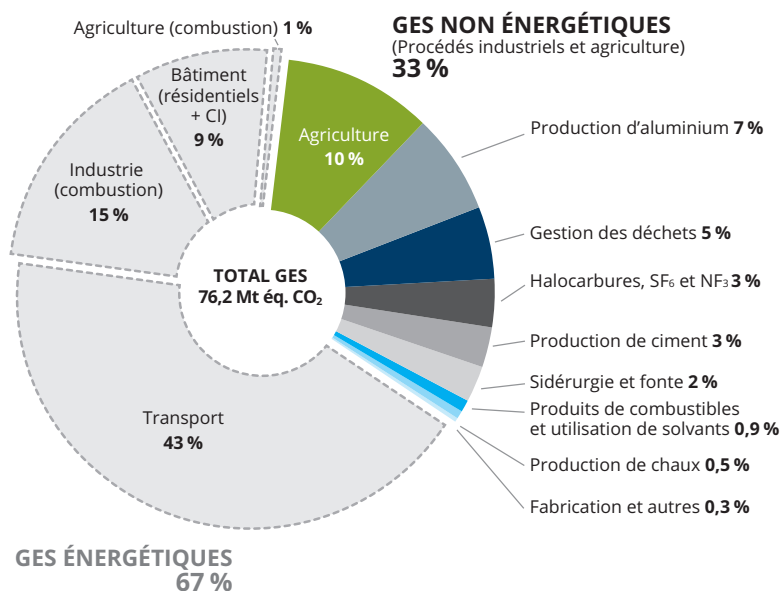
et 2050. On y constate que malgré les baisses d'émissions de GES liées à la pandémie, les émissions en sol québécois seules n'atteignent pas la cible de 2020, de même qu'elles s'en éloignent en 2021. En 2021, ces émissions dépassaient de 9,6 Mt la cible, avec 77,6 Mt plutôt que les 68 Mt visées (soit un dépassement de 14 %).

La cible de 2020, adoptée en 2009, prévoyait l'achat par le gouvernement québécois de 4,4 Mt

de « crédits de réduction » à l'étranger. Ce sont finalement des droits d'émission californiens, achetés par les émetteurs, qui l'ont été, et dans une quantité presque trois fois plus grande : 11,4 Mt. En prenant en compte ce bilan net de droits d'émissions entre le Québec et la Californie, la cible de 2020 a été dépassée en 2020 avec une réduction de 26 % sous le seuil de 1990. Le calcul des flux nets des échanges de droits d'émission de GES dans le marché du carbone pour les années 2021, 2022 et 2023 ne

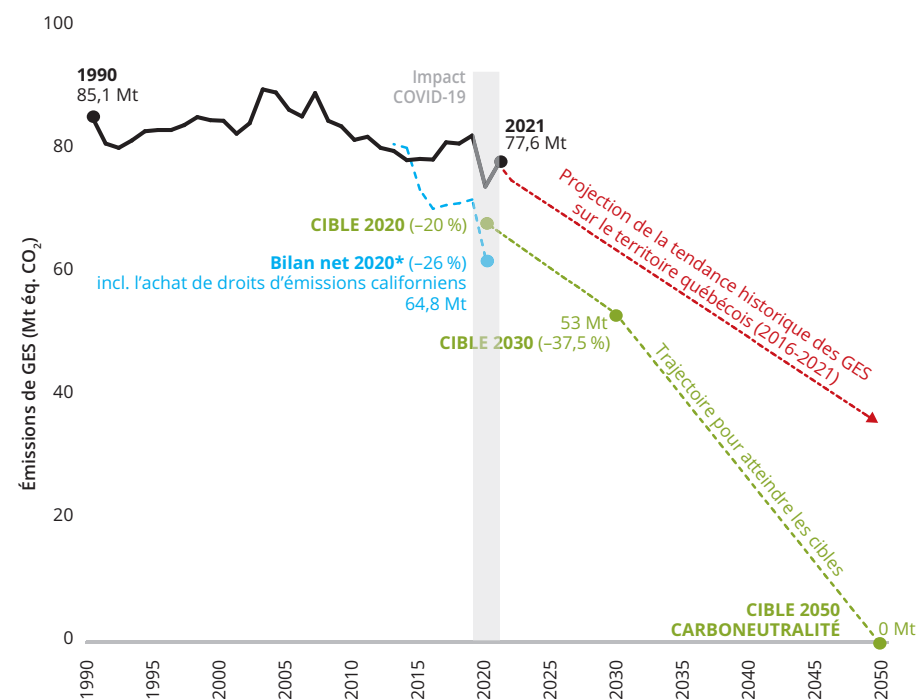
pourra se faire qu'au moment d'établir la conformité réglementaire du SPEDE pour la période 2021–2023, le 1^{er} novembre 2024. Une publication du gouvernement est prévue pour décembre 2024 et c'est à ce moment-là que les données sur les flux nets seront à nouveau partagées.

GRAPHIQUE 43 • RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES DE SOURCES ÉNERGÉTIQUES ET NON ÉNERGÉTIQUES AU QUÉBEC, 2021



Source : MELCCFP, 2023.

GRAPHIQUE 44 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS ET CIBLES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES POUR LE QUÉBEC, 1990 À 2050



Sources : ECCC, 2022; Gouvernement du Québec, 2020 ; MELCCFP, 2022.

Note : **Le bilan net des émissions de 2020 inclut les réductions de GES sur le territoire et l'achat de droits d'émissions californiens (11,4 Mt). Le « -26 % » est calculé à partir des données de l'inventaire québécois, alors que le graphique 46 est réalisé à partir des données de l'inventaire fédéral (ECCC, 2022) pour la province du Québec.

TABLEAU 11 • INVENTAIRE DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 2021 (kt éq. CO₂)

	1990	2020	2021	Variation 2020-2021	Variation 1990-2021
TOTAL DES GES AU QUÉBEC	85 103	73 858	77 558	5,0 %	-8,9 %
TOTAL DES GES LIÉS À L'ÉNERGIE	58 188	49 307	52 310	6,1 %	-10,1 %
Sources de combustion fixes (sous-total)	30 547	18 608	19 038	2 %	-38 %
Production de chaleur et d'électricité	1 434	367	377	3 %	-74 %
Industries de raffinage du pétrole	3 129	2 224	2 291	3 %	-27 %
Exploitation minière et production de pétrole et de gaz	428	803	910	13 %	112 %
Industries manufacturières	13 593	7 375	7 627	3 %	-44 %
Construction	458	399	421	6 %	-8 %
Commercial et institutionnel	4 252	4 067	4 091	1 %	-4 %
Résidentiel	6 964	2 988	2 935	-2 %	-58 %
Agriculture et foresterie	289	384	387	1 %	34 %
Transports (sous-total)	27 402	30 482	33 047	8 %	21 %
Transport aérien intérieur	952	551	663	20 %	-30 %
Transport routier	20 868	22 264	24 208	9 %	16 %
<i>Véhicules légers à essence</i>	<i>12 048</i>	<i>7 030</i>	<i>7 123</i>	<i>1 %</i>	<i>-41 %</i>
<i>Camions légers à essence</i>	<i>4 038</i>	<i>8 518</i>	<i>9 939</i>	<i>17 %</i>	<i>146 %</i>
<i>Véhicules lourds à essence</i>	<i>569</i>	<i>749</i>	<i>743</i>	<i>-1 %</i>	<i>30 %</i>
<i>Motocyclettes</i>	<i>77</i>	<i>249</i>	<i>226</i>	<i>-9 %</i>	<i>196 %</i>
<i>Véhicules légers à moteur diesel</i>	<i>194</i>	<i>56</i>	<i>65</i>	<i>16 %</i>	<i>-67 %</i>
<i>Camions légers à moteur diesel</i>	<i>323</i>	<i>79</i>	<i>113</i>	<i>43 %</i>	<i>-65 %</i>
<i>Véhicules lourds à moteur diesel</i>	<i>3 614</i>	<i>5 563</i>	<i>5 975</i>	<i>7 %</i>	<i>65 %</i>
<i>Véhicules au propane et au gaz naturel</i>	<i>6</i>	<i>20</i>	<i>24</i>	<i>22 %</i>	<i>324 %</i>
Transport ferroviaire	638	508	502	-1 %	-21 %
Transport maritime intérieur	700	662	727	10 %	4 %
Autres	4 243	6 495	6 948	7 %	64 %
<i>Véhicules hors route : Agriculture et foresterie</i>	<i>813</i>	<i>1 020</i>	<i>1 132</i>	<i>11 %</i>	<i>39 %</i>
<i>Véhicules hors route : Commercial et institutionnel</i>	<i>823</i>	<i>1 267</i>	<i>1 400</i>	<i>10 %</i>	<i>70 %</i>
<i>Véhicules hors route : Fabrication, mines et construction</i>	<i>1 973</i>	<i>2 738</i>	<i>3 002</i>	<i>10 %</i>	<i>52 %</i>
<i>Véhicules hors route : Résidentiel</i>	<i>83</i>	<i>205</i>	<i>179</i>	<i>-13 %</i>	<i>116 %</i>
<i>Véhicules hors route : Autres</i>	<i>525</i>	<i>1 167</i>	<i>1 132</i>	<i>-3 %</i>	<i>116 %</i>
<i>Transport par pipeline</i>	<i>26</i>	<i>98</i>	<i>103</i>	<i>5 %</i>	<i>299 %</i>
Sources fugitives – pétrole et gaz naturel	238	217	225	4 %	-6 %
TOTAL DES GES NON LIÉS À L'ÉNERGIE	26 915	24 551	25 248	3 %	-6 %
Procédés industriels et utilisation de produits	13 946	12 482	13 174	6 %	-6 %
Produits minéraux, dont ciment	1 665	2 249	2 428	8 %	46 %
Production de métaux, dont fabrication d'aluminium	11 487	6 840	7 238	6 %	-37 %
Production et consommation d'halocarbures, de SF ₆ et de NF ₃	0	2 581	2 594	1 %	129606 %
Produits non énergétiques provenant de combustibles et de l'utilisation de solvant	714	619	708	14 %	-1 %
Fabrication et utilisation d'autres produits	80	193	206	7 %	157 %
Agriculture	6 834	7 994	8 053	1 %	18 %
Gestion de déchets	6 135	4 076	4 021	-1 %	-34 %

Source : MELCCFP, 2023.

Note : Les données dans les éditions antérieures de l'État de l'énergie au Québec provenaient d'ECCE.

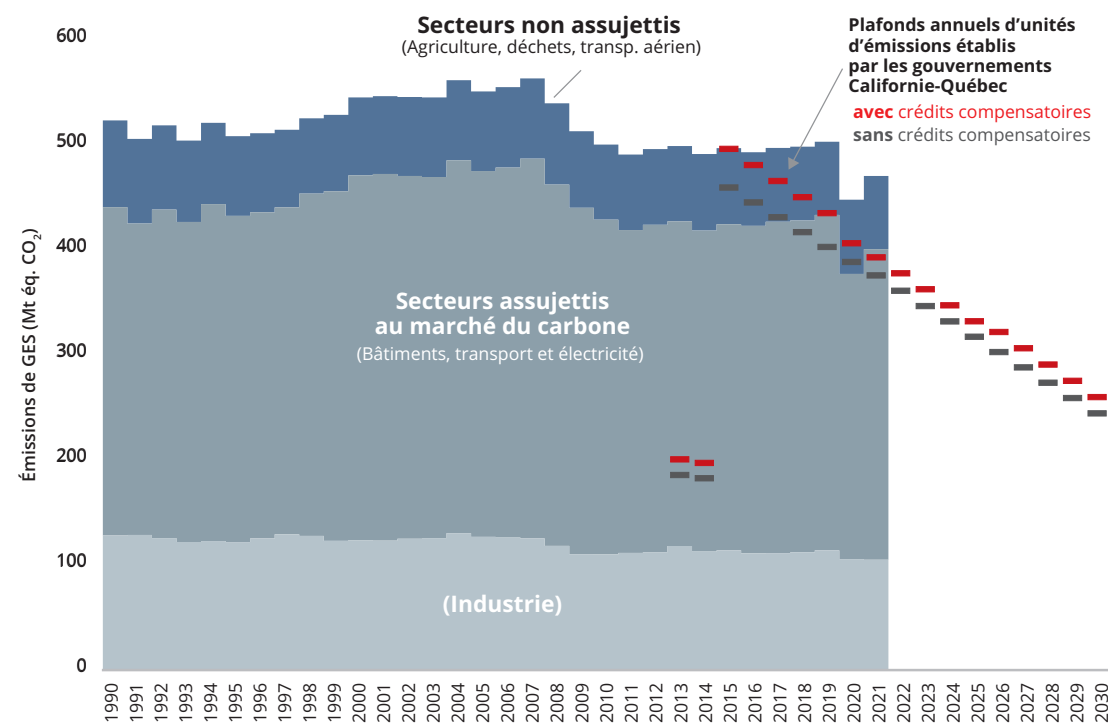
LE SAVIEZ-VOUS ?

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. De tous les systèmes de plafonnement d'émissions au monde, le SPEDE fait partie de ceux qui ont la plus large couverture, avec 77 % des émissions de la province devant obtenir un droit d'émission pour satisfaire les exigences du gouvernement²³. Ces droits d'émissions sont en majorité vendus aux enchères conjointes de la Californie et du Québec, mais aussi donnés à certains émetteurs industriels, pour protéger leur compétitivité.

Les plafonds d'émission du Québec (voir graphique 45) et de la Californie sont mis en commun. Ces plafonds déterminent le nombre de droits d'émission qui sont accessibles, et diminuent au fil des ans. Les plafonds sont fixés en cohérence avec les objectifs de 2030, soit une diminution de 37,5 % (40 % pour la Californie) des émissions sous le niveau de 1990. Comme pour plusieurs systèmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission à travers le monde, des crédits compensatoires, issus de projets de réduction des GES dans des secteurs non couverts par le SPEDE (agriculture, déchets, forêt, et gaz à fort potentiel de réchauffement planétaire, comme

GRAPHIQUE 45 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES DE LA CALIFORNIE ET DU QUÉBEC, PAR SECTEURS ET PLAFOND ANNUEL DES UNITÉS D'ÉMISSION ÉTABLIS PAR LE GOUVERNEMENT D'ICI 2030



Sources : ECCC, 2023; EPA, 2023; Loi sur la qualité de l'environnement

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

²³ Voir Banque Mondiale : <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org>.

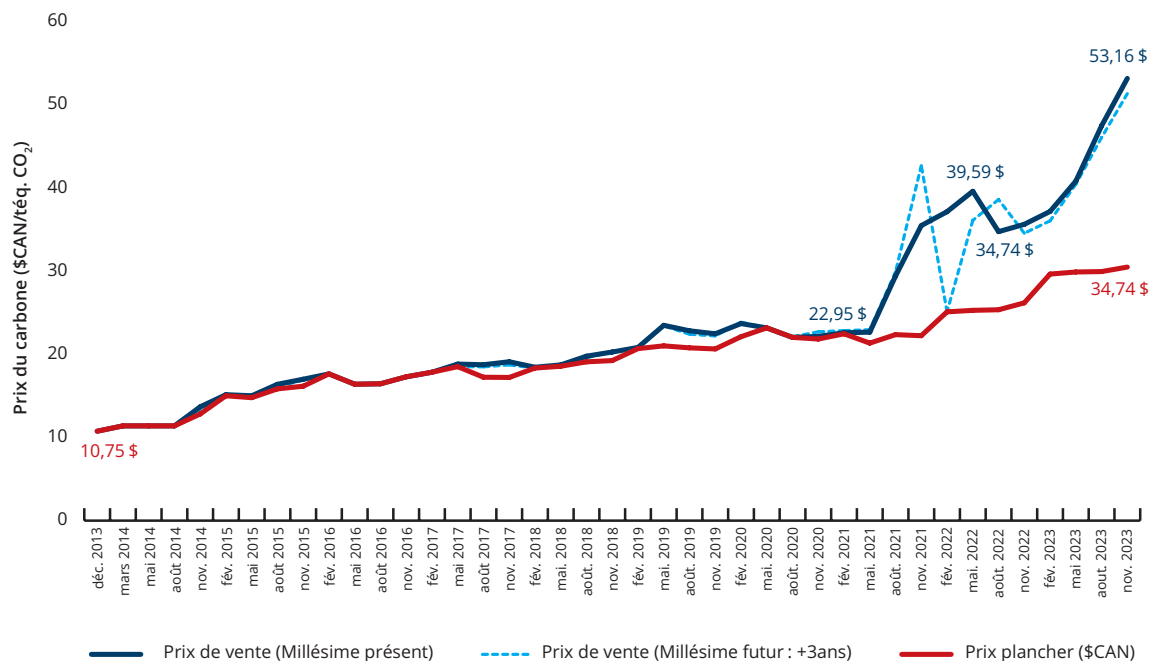
LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

les substances appauvrissant la couche d'ozone [SACO]), ont l'effet d'augmenter le niveau des plafonds (voir graphique 45) et donc d'affaiblir l'impact global du SPEDE. Cependant, ils réduisent les GES dans les secteurs non couverts par ces systèmes²⁴. L'entrée en vigueur du Règlement relatif aux projets de boisement et de reboisement sur des terres du domaine privé admissibles à la délivrance de crédits compensatoires, en décembre 2022, devrait faire augmenter légèrement l'offre de crédits compensatoires.

Les émissions communes de la Californie et du Québec ont augmenté en 2021 après la réduction importante de 2020, liée à la pandémie.

La principale source de droits d'émissions pour les émetteurs ne les recevant pas gratuitement est les enchères, organisées quatre fois par an par les gouvernements californiens et québécois. Le graphique 46 illustre le prix des droits d'émission à ces enchères. Le prix de la tonne de carbone a fortement augmenté en 2023, atteignant 53,16 \$CAN en novembre, alors qu'à la première enchère de 2023, le prix était de 37,17 \$CAN. Cette hausse de près de 16 \$ est la plus grande augmentation en une année

GRAPHIQUE 46 • PRIX DES DROITS D'ÉMISSION VENDUS AUX ENCHÈRES DU SPEDE ENTRE DÉCEMBRE 2013 ET NOVEMBRE 2023



Source : MELCCFP, 2023.

jamais observée. Il est à noter que les prix pour des droits d'émission du millésime futur (valide pour couvrir des émissions 3 ans après leur achat) se vendent habituellement avec un léger rabais (1,19 \$CAN en moyenne en 2023).

²⁴ À noter que l'atteinte des cibles de réduction des GES porte sur tous les secteurs – même les secteurs non couverts par le SPEDE. Il serait donc nécessaire d'avoir des réductions dans ces secteurs où les crédits compensatoires sont générés, même en absence de crédits compensatoires. Si les réductions dans les secteurs non couverts par le SPEDE ne dépassent pas les cibles prévues, les crédits compensatoires n'aident en rien l'atteinte des cibles.

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 12,9 G \$, soit 3,3 % du PIB, en 2022 (voir tableau 12). En 2021, les ménages québécois ont dépensé directement 14,4 G \$ en achats d'énergie et plus du double en frais non énergétiques liés au transport : achat de véhicules, frais d'utilisation, achats de véhicules récréatifs et l'utilisation du transport public (37,9 G \$; voir tableau 13). Les véhicules personnels leur ont coûté plus de 33,7 G \$, avant qu'ils ne dépensent les 7,3 G \$ en carburant pour les faire rouler.

Le niveau de consommation d'énergie et donc les dépenses énergétiques des ménages augmentent avec le niveau de revenu. Le graphique 47 présente la consommation d'énergie dans les résidences des ménages québécois par tranches de revenu de ces ménages. On y retrouve la consommation moyenne d'électricité et d'autres énergies (gaz naturel, bois de chauffage, propane) dans les logements. On y voit que les ménages ayant un revenu inférieur à 40 000 \$ ne consommaient en moyenne que 48 GJ d'électricité

(13 183 kWh), pour un coût de 1 085 \$²⁵. Les ménages ayant des revenus de 150 000 \$ et plus consommaient près du double : 93 GJ d'électricité (25 723 kWh), pour un coût de 2 114 \$. L'interfinancement qui diminue le prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels (voir le Graphique 50) profite ainsi beaucoup plus aux ménages à revenus élevés, qui consomment davantage. La subvention²⁶ pour les faibles revenus équivalait à 164 \$, alors que la subvention pour les ménages au revenu supérieur à 150 000 \$ équivalait à 319 \$.

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 (-8,0 \$G), malgré ses exportations d'électricité (voir tableau 14). En 2022, ces importations représentaient 12 % de la valeur des importations totales du Québec.

²⁵ En 2019, il en a coûté en moyenne 8,22 ¢/kWh au consommateur résidentiel (tarif D) pour leur électricité (HQD, 2023).

²⁶ Les montants de ces subventions sont calculés selon l'indice d'interfinancement, voir graphique 50.

Dépenses
énergétiques totales
30,0 G \$

Dépenses intérieures brutes
du Québec
451,3 G \$

Part des dépenses
énergétiques dans les
dépenses intérieures brutes
6,6 %

Source : Statistique Canada, 2022
(Tableaux 36-10-0222-01 et 36-10-0478-01)

TABLEAU 12 • ÉVOLUTION DU PIB RELATIF AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2018 À 2021

	PIB (milliards \$ CA de 2012)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Ensemble des industries	368,2	379,1	359,8	381,3	391,2
<i>Secteur de l'énergie</i>	13,4	13,6	12,8	12,7	12,9
Part du secteur de l'énergie dans l'ensemble des industries	3,6 %	3,6 %	3,6 %	3,3 %	3,3 %

Source : Statistique Canada, 2023 (tableau 36-10-0402-01).

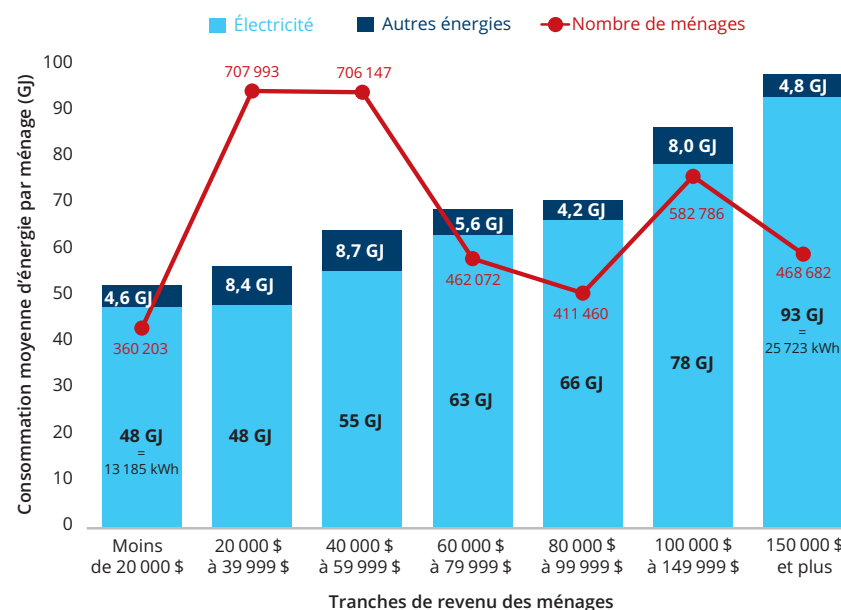
TABLEAU 13 • ESTIMÉ DES DÉPENSES DIRECTES ET INDIRECTES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS, 2021

	Millions \$
DÉPENSES TOTALES DES MÉNAGES	301 617
DÉPENSES TOTALES EN ÉNERGIE (directes et indirectes)	52 303
<i>Part des dépenses directes et indirectes en énergie dans les dépenses totales des ménages</i>	17 %
Dépenses directes en énergie	14 423
Résidence principale	6 973
<i>Électricité</i>	6 141
<i>Gaz naturel</i>	214
<i>Autres combustibles</i>	619
Résidence secondaire (électricité et combustibles)	146
Essence et autres carburants	7 303
Dépenses indirectes en énergie	37 880
Transport privé	33 663
<i>Achat de véhicules</i>	16 158
<i>Location de véhicules</i>	124
<i>Utilisation de véhicules (hors carburant)</i>	15 525
Transport public	1 608
Véhicules récréatifs (autre les bicyclettes)	2 609

Source : Statistique Canada, 2023 (tableaux 11-10-0222-01 et 17-10-0005-01, 98-10-0233-01, 98-10-0040-01).

Note : Les données présentées sont basées sur le total des logements dénombrés dans le recensement de la population de 2021 par Statistique Canada

GRAPHIQUE 47 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS PAR TRANCHE DE REVENU, 2019



Source : Statistique Canada, 2023 (tableau 25-10-0062-01).

TABLEAU 14 • BALANCE COMMERCIALE INTERNATIONALE DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2022

	Exportations		Importations		Bilan
	G \$	% des exportations totales	G \$	% des importations totales	
ENSEMBLE DE L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE	113,3	100 %	123,9	100 %	-10,6
Secteur de l'énergie	6,6	6 %	14,6	12 %	-8,0
<i>Production, transport et distribution d'électricité</i>	1,4	1 %	0,011	0,009 %	1,4
<i>Extraction de pétrole et de gaz</i>	0,00000	0,0000 %	6,5	5,3 %	-6,5
<i>Fabrication de produits du pétrole et du charbon</i>	5,2	5 %	8,0	6,5 %	-2,8

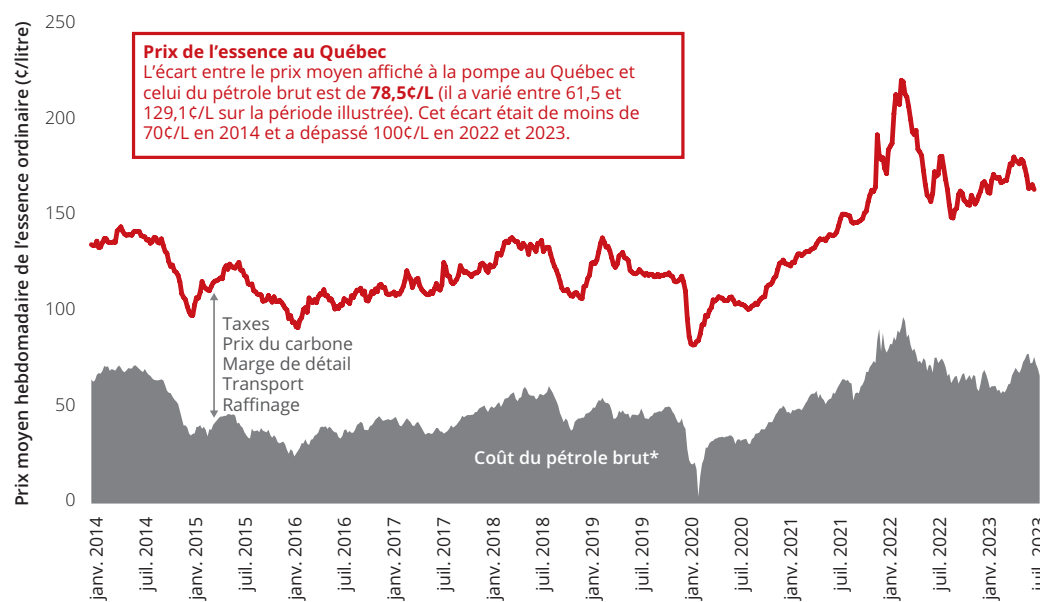
Source : ISQ, 2023.

5.1 • COMPRENDRE LE COÛT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

Le prix de l'essence varie essentiellement selon les fluctuations du prix courant du pétrole brut (voir graphique 48). Il comprend le coût et le profit du raffinage, le coût de transport de la raffinerie à la station-service, la marge du détaillant (station-service), 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. D'autres facteurs peuvent aussi expliquer ces prix élevés : le coût du carbone qui augmente (d'environ 0,8 ¢/litre en 2014 à 12 ¢/litre fin 2023), le taux de change moins avantageux (en 2014 le dollar canadien était presque à parité avec le dollar américain, alors qu'en 2023 le dollar canadien valait environ 0,74 \$US), mais aussi la marge des raffineurs et des détaillants. En 2014, l'essence se vendait près de 70 ¢/litre au-dessus du prix du pétrole brut, alors qu'en 2023 c'était en moyenne à plus de 100 ¢/litre en plus du prix du brut. Cette augmentation de 30 ¢/litre s'explique à peu près également par le prix du carbone, le taux de change et les marges accrues des raffineurs ou détaillants.

Le prix de l'essence varie essentiellement selon les fluctuations du prix courant du pétrole brut (voir graphique 48). Il comprend le coût et le profit du raffinage, le coût de transport de la raffinerie à la station-service, la marge du détaillant (station-service), 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. D'autres facteurs peuvent aussi expliquer ces prix élevés : le coût du carbone qui augmente (d'environ 0,8 ¢/litre en 2014 à 12 ¢/litre fin 2023), le taux de change moins avantageux (en 2014 le dollar canadien était presque à parité avec le dollar américain, alors qu'en 2023 le dollar canadien valait environ 0,74 \$US), mais aussi la marge des raffineurs et des détaillants. En 2014, l'essence se

GRAPHIQUE 48 • ÉVOLUTION HEBDOMADAIRE DES PRIX DE RÉFÉRENCE DU PÉTROLE BRUT (WTI) ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE DE JANVIER 2014 À NOVEMBRE 2023



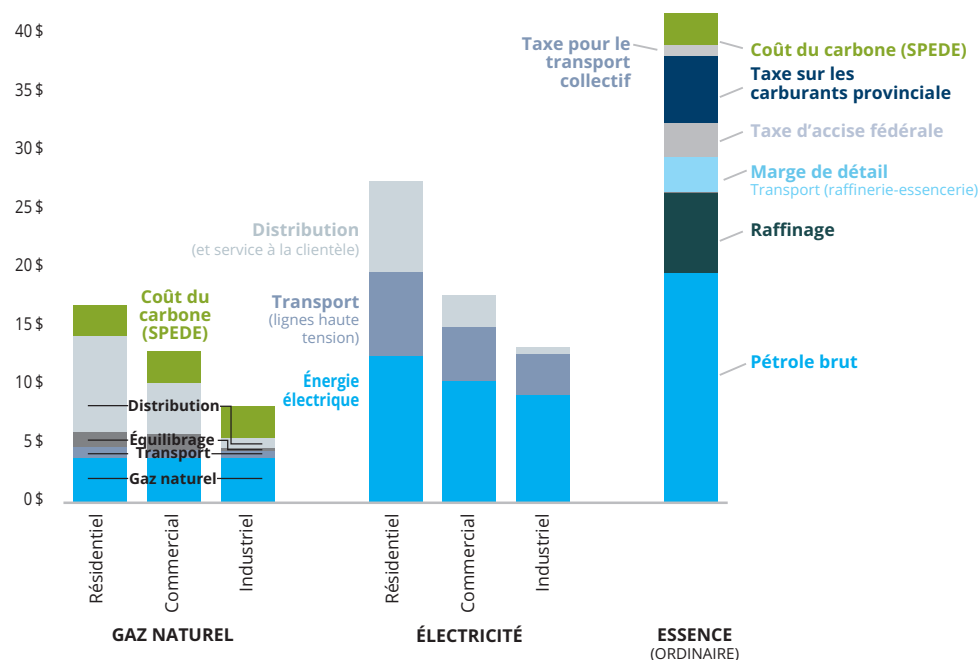
Sources : Régie de l'énergie, 2023; US EIA, 2023.

vendait près de 70 ¢/litre au-dessus du prix du pétrole brut, alors qu'en 2023 c'était en moyenne à plus de 100 ¢/litre en plus du prix du brut. Cette augmentation de 30 ¢/litre s'explique à peu près également par le prix du carbone, le taux de change et les marges accrues des raffineurs ou détaillants.

Il n'est pas toujours facile de bien comprendre la structure des coûts de l'énergie et de comparer les différentes formes d'énergie. Le graphique 49 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 49 affiche le coût estimé, pour différents types de consommateurs, d'un gigajoule 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 voiture électrique avec 1 GJ d'électricité. Ce résultat s'explique par la plus grande efficacité des moteurs électriques.

GRAPHIQUE 49 • 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, 2018 et 2023; HQ, 2018 et 2023; MELCCFP, 2023; Régie de l'énergie, 2023; EIA, 2023.

Note : Les estimations de coûts pour le gaz naturel sont basées sur le prix du carbone (SPEDE) et du gaz naturel au 26 novembre 2023 et sur les éléments de la facture (novembre 2022) pour le tarif résidentiel et les données de 2019 pour les autres tarifs. Pour l'électricité, les données reflètent le coût moyen de 2022 et une répartition des coûts basée sur les prévisions pour 2019-2020. Le coût du carbone est celui des enchères de novembre 2023.

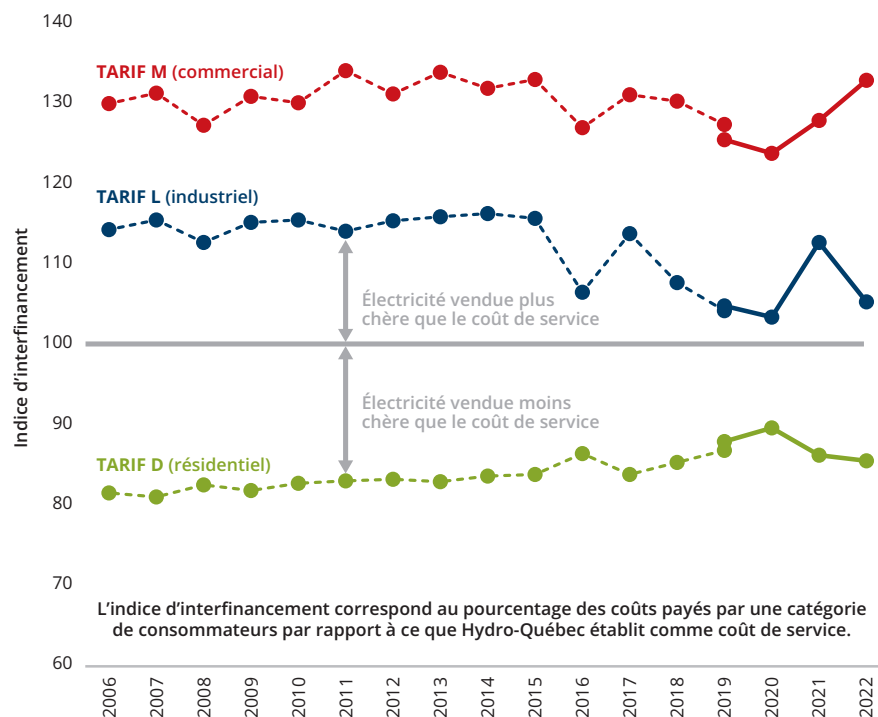
Les différentes taxes applicables sont le troisième motif qui rend difficile la comparaison entre les prix des différentes formes d'énergie. Plusieurs taxes sont en effet imposées aux produits pétroliers, notamment l'essence ordinaire, alors que seules la TPS et la TVQ sont appliquées à l'électricité 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 accordée aux consommateurs résidentiels, et financée par les consommateurs commerciaux et industriels. Ainsi, les clients commerciaux au tarif M d'Hydro-Québec payaient en 2022 133 % des coûts qu'Hydro-Québec leur attribuait, alors que les clients résidentiels (au tarif D), ont payé moins que 86 % des coûts du service qu'ils ont reçu d'Hydro-Québec. Le graphique 50 illustre que si la tendance était à la réduction de l'interfinancement jusqu'en 2020, en 2021 et 2022, cet interfinancement a cru. Plus concrètement, en 2022, au lieu d'un coût moyen de 8,48 ¢/kWh, les consommateurs résidentiels devraient payer 9,91 ¢/kWh (soit 17 % de plus) pour véritablement couvrir le coût de leur consommation. Pour les clients au tarif M, le coût moyen sans interfinancement passerait de 8,50 ¢/kWh à 6,39. Pour les clients industriels (tarif L), le coût devrait passer de 5,05 /kWh à 4,79. Aussi, 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 pour réduire la demande lors des périodes de froid.

L'utilisation de l'hydrogène, comme carburant dans le contexte de la transition énergétique, est émergente. Son coût de production peut varier de façon importante selon les différentes filières de production implantées ou à venir au Québec (voir tableau 15). À titre d'exemple, en considérant uniquement les matières premières et l'énergie (donc en excluant le coût des infrastructures telles que les usines, électrolyseurs, pipelines de transport

GRAPHIQUE 52 • ÉVOLUTION DE L'INTERFINANCEMENT DES TARIFS RÉSIDENTIEL (D), COMMERCIAL (M) ET INDUSTRIEL (L)



Source : HQD, 2006-2023.

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 à 2022 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.

et stockage), les coûts de production sont doublés lorsque l'hydrogène est fabriqué à partir de biomasse (bois; 1,41 \$/kg) par rapport au vaporeformage du méthane (0,68 \$/kg), et triplé lorsqu'il est produit à partir d'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable québécoise.

TABLEAU 15 • INTRANTS NÉCESSAIRES POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE (H₂) SELON DIFFÉRENTS MODES DE PRODUCTION ET PERSPECTIVES DES COÛTS

	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.

LOI SUR LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE DU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE, DE L'INNOVATION ET DE L'ÉNERGIE, PIERRE FITZGIBBON

Annoncé pour l'automne 2023, le projet de loi devrait être déposé d'ici juin 2024. Ce projet de loi devrait clarifier le rôle de la Régie de l'énergie dans la transition énergétique, la place des producteurs d'électricité indépendants dans le marché, si et comment une planification intégrée des ressources sera menée. Les enjeux tarifaires ne pourront pas échapper à la discussion : est-ce que davantage d'interfinancement sera mis en œuvre, avec un plafonnement de la croissance des tarifs résidentiels au plus petit chiffre entre l'inflation et 3 % ?

ÉVALUATION DES PARAMÈTRES DE FONCTIONNEMENT DU SPEDE

Le MELCCFP a offert en 2023 une série de présentations et d'échanges sur différentes modifications à apporter au SPEDE. Est-ce que les plafonds d'émission seront abaissés, pour suivre l'ambition accrue de la Californie de réduire ses émissions en 2030 de 48 % sous le niveau de 1990, plutôt que de 40 % ? Est-ce que des actions seront menées pour réduire le nombre de droits d'émissions accumulés dans le marché ? Comment les crédits compensatoires vont-ils évoluer ? Comment le captage et la séquestration du carbone seront-ils pris en compte ?

MESURES RELATIVES À L'ACHAT ET LA VENTE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

La Régie de l'énergie du Québec évalue les prévisions du marché des unités de conformités (UC) mis en place dans le cadre du Règlement sur les carburants propres (RCP) et les projections de l'évolution du prix des UC et les dynamiques du marché. Le processus retenu par la Régie pour la valorisation des UC influencera la tarification du gaz naturel et comment sont transférés les attributs environnementaux du GSR.

HYDROGÈNE ET BIOCARBURANTS

Les projets annoncés d'hydrogène vont-ils se concrétiser en 2024 ? D'autres blocs d'énergie seront-ils attribués à plus de projets, pour produire plus d'hydrogène et possiblement davantage de biocarburants ou de combustibles synthétiques ?

7 SOURCES

ACC [Association canadienne des carburants], 2022. *Production de carburants*, site web, www.canadianfuels.ca/L-industrie-des-carburants/Production (consulté le 19 octobre 2023)

ACP [Association québécoise du propane], 2023. *Localisateur autopropane*, carte interactive, page web, <https://propanequebec.com/localisateur-autopropane> (consulté le 21 janvier 2023)

AIE [Agence internationale de l'énergie], 2023. *World Energy Balances*, www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances

— 2023. *Dataset : World Indicators*, https://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-world-energy-statistics-and-balances/word-indicators_data-00514-en
Bergeron, P., 2023. « L'usine d'hydrogène de Shawinigan est légale, assure Fitzgibbon », *Le Devoir*, publié le 30 novembre 2023, www.ledevoir.com/politique/quebec/802999/usine-hydrogene-shawinigan-est-legale-assure-fitzgibbon

Bureau directeur parlementaire du budget, 2023. *Analyse distributive du Règlement sur les combustibles propres*, <https://distribution-a617274656661637473.pbo-dpb.ca/c7503c62a679d722ee6e443d309a86de395ac92a3ae238164c90141698d33202>

Corporation Charbone, 2022. *CHARBONE HYDROGÈNE annonce la signature d'un protocole d'entente avec le PORT DE BAIE-COMEAU et la VILLE DE BAIE-COMEAU pour le développement d'une usine de production d'hydrogène vert*, communiqué de presse, 26 septembre 2022, www.lelezard.com/communiqu-20578090.html

EIA [US Energy Information Administration], 2023. *Weekly Cushing OK Crude Oil Future Contract 1*, page web, www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCLC1&f=W

— 2023. *Units and calculators explained – Energy conversion Calculator*, page web, www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/energy-conversion-calculators.php
ECCC [Environnement et Changement climatique Canada], 2023. *Rapport d'inventaire national 1990–2021 : 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>

Éconoler, 2023. *Évaluation du potentiel d'économies de gaz naturel*, préparé pour Énergir, Cause tarifaire 2023–2024, R-4213–2022, (Énergir-J, Document 4), www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4213-2022/doc/R-4213-2022-B-0063-Demande-Piece-2023_03_31.pdf

Énergir, 2018. « GM-Q, Document 7 – Comparaison des revenus et des taux actuels et proposés » et « GM-Q, Document 2 – Tableau de fonctionnalisation – Budget 2018–2019 – Sommaire par service », *Énergir – Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2018*, Dossier R-4018–2017, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=424&phase=2&Provenance=B&generate=true

— 2022. *Comprendre votre facture*, page web, <https://energir.com/fr/residentiel/espace-client/facturation-et-tarification/comprendre-ma-facture>

— 2022. *Rapport de gestion Énergir Inc. au 30 septembre 2022*, disponible sur SEDAR [System for Electronic Document Analysis and Retrieval].

— 2023. *Gaz naturel renouvelable produit par méthanation – Étude du potentiel technico-économique du GNR de 3^e génération au Québec*, Fiche technique, https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/Publications/Fiche-technique-GNR_FINALE.pdf

Engineering Toolbox, 2022. *Fuels – Higher and Lower Calorific Values*, page web, www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

EPA, 2023. *State GHG Emissions and Removals*, page web, www.epa.gov/ghgemissions/state-ghg-emissions-and-removals

Fraunhofer ISI, n.d. *Climate change policy measures in industry – the exemple of Germany*, présentation PPT à l'AIE, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/304/ROHDEGermany.pdf>

Gazifère Inc., 2023. *Suivi de la vente de gaz de sources renouvelable – fermeture des livres 2022*, déposé à la Régie de l'énergie, Dossier R-4231, www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4231-2023/doc/R-4231-2023-B-0030-Dem-Piece-2023_06_07.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, préparé pour le MERN, https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/publications/2013-11-12_Potentiel_technico_economique_reduction_produits_petroliers_transport.pdf

Girard, P. 2023. Les promoteurs de GNL Québec réclament 20 G \$ US pour l'annulation de leurs projets, Radio-Canada, publié le 10 mars 2023, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1962301/alena-aceum-gaz-naturel-liquefie-gazoduc>

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

— 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

— 2023. *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR)*, gouvernement du Québec, page web, www.quebec.ca/entreprises-et-travailleurs-autonomes/aide-financiere/production-commercialisation-distribution/production-gaz-naturel-renouvelable

— 2022. *Conjuguer nos forces pour un avenir énergétique durable – Plan directeur en Transition, innovation et efficacité énergétiques : Mise à niveau 2026*, p. 47, <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/plan-directeur-en-transition-energetique>

Hydro-Québec, 2012. *Projet de réfection de la centrale nucléaire Gentilly-2*, État de situation, 2012–10–02, www.hydroquebec.com/data/production/pdf/etat-de-situation.pdf

— 2023. *Transport d'électricité*, page web, www.hydroquebec.com/transenergie/fr

- JHarvey Consultant & Associés, 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-2019-088/201908210921_Suivi%20administratif%20de%20la%20D%C3%A9cision%20D-2019-088_PT%C3%89_20210908.pdf

Régie de l'énergie du Québec, 2023. *Essence ordinaire – Par région administrative du Québec – Version téléchargeable*, www.regie-energie.qc.ca/fr/consommateurs/informations-pratiques/essence-ordinaire-par-region-administrative-du-quebec-version-telechargeable

- 2023. *Essence ordinaire – Composantes estimées des prix à la pompe*, 6. Montréal (Le Plateau–Mont–Royal/Mont–Royal), page web, www.regie-energie.qc.ca/energie/composantes.php
- 2023. *Portrait du marché de la vente au détail d'essence et de diesel – Recensement des essenceries en opération au Québec au 31 décembre 2022*, octobre 2023, www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/consommateurs/informations-pratiques/prix-petrole/portrait-des-essenceries/RecensementEssenceries2023.pdf
- SAAQ [Société de l'assurance automobile du Québec], 2022. *Véhicules en circulation 2021*, au 31 décembre, Jeu de données, page web, www.donneesquebec.ca/recherche/dataset/vehicules-en-circulation
- SAAQ, 2022. Bilan routier, parc automobile et permis de conduire 2021 – Dossier statistique. <https://saaq.gouv.qc.ca/blob/saaq/documents/publications/espace-recherche/dossier-statistique-2021-bilan-routier.pdf>
- Statistique Canada, 2012. *Le transport maritime au Canada, 2011* (54–205–X), gouvernement du Canada.
- 2023. *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
- 2023. *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
- 2023. *Tableau 20–10–0001–01 – Ventes de véhicules automobiles neufs*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010000101
- 2022. *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
- 2023. *Tableau 20–10–0024–01 – Immatriculations des véhicules automobiles neufs, trimestrielle*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010002401
- 2023. *Tableau 23–10–0066–01 – Ventes de carburants destinés aux véhicules automobiles, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310006601
- 2023. *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
- 2023. *Tableau 25–10–0022–01 Centrales installée, puissance génératrice annuelle selon le type de production d'électricité*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002201
- 2023. *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
- 2023. *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
- 2023. *Tableau 25–10–0062–03 – Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510006201
- 2023. *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
- 2023. *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
- 2023. *Tableau 33–10–0493–01 – Nombre d'entreprises canadiennes, avec employés, décembre 2021*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3310049301
- 2023. *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
- 2023. *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
- 2023. « *Tableau 71–607–X – 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
- 2023. *Tableau 98–10–0040–01 – Type de construction résidentielle et taille du ménage : Canada, provinces et territoires, régions métropolitaines de recensement et agglomérations de recensement y compris les parties*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=9810004001
- 2023. *Tableau 98–10–0233–01 – État du logement selon le mode d'occupation : Canada, provinces et territoires, divisions de recensement et subdivisions de recensement*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=9810023301
- Siemens, 2021. *CLIMATE FRIENDLY ROAD FREIGHT FACTSHEET – What's the best strategy for climate-friendly road freight transportation ?*, PDF, <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:760942b4-5661-43c1-b9f8-079741d12e6e/smo-factsheet-road-freight-transport-ehighway.pdf>
- TC Énergie, 2020. *Portland Natural Gas Transmission System Map*, carte PDF, www.tcenergy.com/operations/natural-gas/portland-natural-gas-transmission-system/#documents
- 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
- TES 2023. *Nous créons l'e-NG Produire une alternative verte aux molécules fossiles*, page web, <https://tes-h2.com/fr/le-cycle-vert/etape-3-e-ng>
- 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

TUV Nord, 2022. *Certified energy management according to ISO 50001*, voir section « What is ISO 50001 and is certification mandatory ? » sur la page web, www.tuev-nord.de/en/company/certification/iso-50001/

Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, 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, 2023. *Tracé*, page web, www.energievalero.ca/fr-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent/Route (consulté le 19 décembre 2023)

Whitmore, J., Martin, P., 2023. « TES Canada : un appel à la transparence », *La Presse*, 2 janvier 2023, www.lapresse.ca/affaires/2024-01-02/forum-des-affaires/tes-canada-un-appel-a-la-transparence.php

Whitmore, J., Pineau, P.-O., Harvey, J., 2019. *Productivité énergétique – amorcer la décarbonisation en stimulant l'économie*, rapport préparé pour Transition énergétique Québec, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/productiviteenergetique/>

WSP et Deloitte, 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.

WSP, 2021. Inventaire de la biomasse disponible pour produire de la bioénergie et portrait 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>

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