

2020

ÉTAT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

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, ENERCON, Énergie renouvelable Brookfield, Énergie Valero, Énergir, Hydro-Québec et WSP.

Remerciements

Nous tenons à remercier Transition énergétique Québec pour son soutien financier à la réalisation du présent rapport et les personnes suivantes pour leur collaboration au contenu : Ismaël Cissé et Patrick Simoneau (Transition énergétique Québec) ; Benjamin Israël (Institut Pembina) ; Mathieu Johnson, Philippe Lanthier, Julien Sauvé et Salem Thierry (Énergir) ; René Beaudoin (Statistique Canada) ; Stéphane Leblanc (Office de l'efficacité énergétique) ; Valérie Meunier et Mathieu Ouellet (Hydro-Québec) ; Martin Tremblay (ministère des Transports du Québec).

Note aux lecteurs

L'État de l'énergie au Québec 2020 présente un bilan des données les plus à jour sur les enjeux énergétiques au Québec à l'aube de l'année 2020. Plusieurs données de 2019 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.

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

Pour citer ce rapport : Whitmore, J. et P.-O. Pineau, 2020. *État de l'énergie au Québec 2020*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour Transition énergétique Québec, Montréal.

Dépôt légal : Janvier 2020
ISSN 2368-674X (version PDF)

© 2020 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal et Transition énergétique Québec.

Conception graphique et infographie : Brigitte Ayotte (Ayograph)
Révision : Sylvie Dugas

Image de base pour la couverture : ©DepositPhotos/Success_ER

TABLE DES MATIÈRES

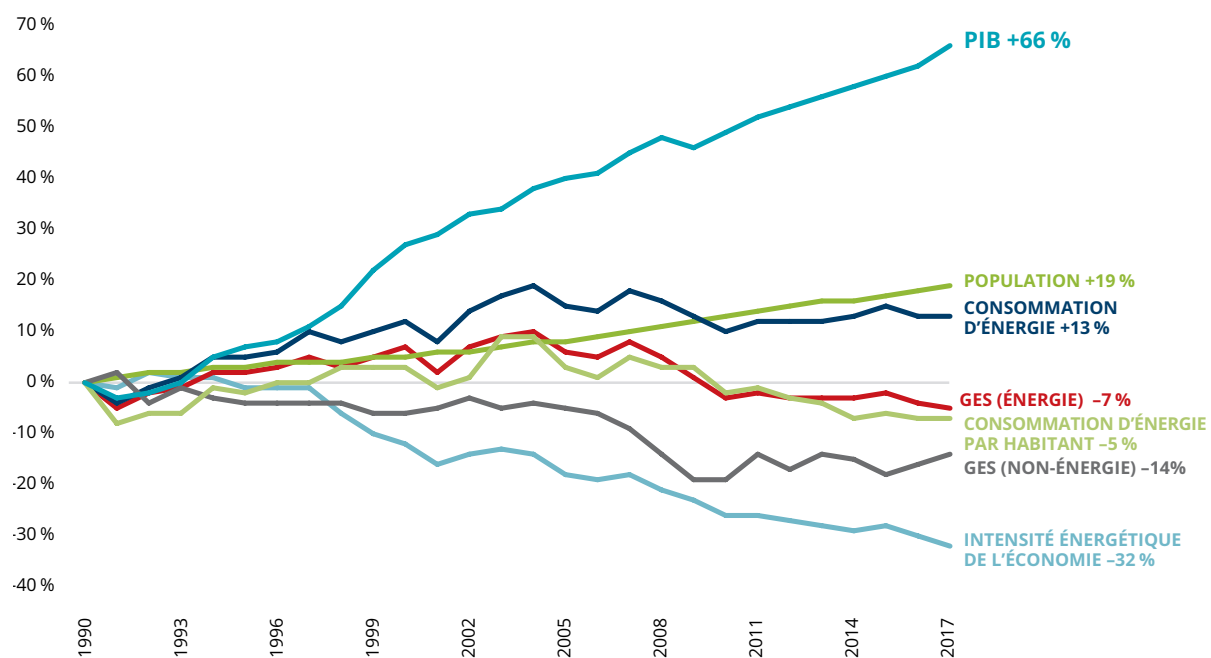
1. INTRODUCTION.....	1
2. RÉTROSPECTIVE 2019.....	3
3. SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC.....	6
3.1 - SOURCES D'ÉNERGIE	8
3.2 - TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE	10
Production d'hydrocarbures	10
Transport par pipeline.....	13
Transport maritime.....	15
Transport ferroviaire	16
Transport routier	16
Production d'électricité.....	17
Production de biocombustibles	22
3.3 - CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE	26
Secteur des transports.....	28
Secteur industriel	35
Secteur du bâtiment – résidentiel	38
Secteur du bâtiment – commercial et institutionnel.....	40
3.4 - EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	42
4. ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	44
5. L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE.....	51
5.1 - COMPRENDRE LE PRIX DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC.....	53
6. PERSPECTIVES POUR 2020.....	56
7. SOURCES	57

1 INTRODUCTION

La décennie qui débute sera marquée par de nombreux changements énergétiques. Beaucoup seront induits par des innovations technologiques : voitures électriques, nouvelles énergies – comme l'hydrogène ou les biocarburants de deuxième génération¹ – et bâtiments de plus en plus autonomes grâce aux énergies renouvelables décentralisées, aux batteries et à l'intelligence artificielle (pour nous assister dans la gestion de l'énergie). Il nous faudra toutefois effectuer des transformations énergétiques bien plus radicales, notamment dans nos habitudes de consommation, si nous voulons contribuer à limiter le réchauffement planétaire moyen sous les 2°C par rapport à l'ère préindustrielle, à l'horizon 2100. Il nous faudra en pratique cesser de consommer des hydrocarbures d'ici 2050, ce qui impliquera d'importantes modifications de nos systèmes énergétiques qui en dépendent pour la plus grande part.

Pour bien saisir l'ampleur des transformations à réaliser, il est nécessaire de disposer d'un état de la situation clair et précis. C'est l'objectif visé par *l'État de l'énergie au Québec*, qui constitue un bilan annuel rassemblant les données les plus récentes et les plus pertinentes sur le secteur de l'énergie au Québec. Les tendances énergétiques québécoises actuelles ne sont pas rassurantes : malgré plusieurs initiatives notables (électrification des transports, développement de biocarburants ou projets

GRAPHIQUE 1 • ÉVOLUTION DU PIB, DE LA POPULATION, DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE, DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 1990 À 2016



Sources : ECCC, 2019 ; OÉÉ, 2019 ; Statistique Canada, 2019 (tableaux 36-10-0222-01 et 17-10-0005-01).

d'électrolyseurs pour produire de l'hydrogène), le Québec continue d'accroître sa consommation de produits pétroliers (+10 % de 2013 à 2018, voir graphique 6) et ses émissions de gaz à effet de serre (GES) stagnent depuis 2014. Le Québec, qui souhaite

réduire de 20 % en 2020 ses émissions de GES sous le niveau de 1990, ratera donc complètement son objectif puisqu'en 2017, on observait une réduction de 9 %. Depuis 2017, les ventes de produits pétroliers se sont accrues, alors que celles de gaz naturel sont

¹ Issus des déchets ou de la biomasse, et non de végétaux comestibles comme le maïs ou la canne à sucre (les biocarburants de première génération).

restées stables; de son côté, le secteur industriel (incluant l'agriculture) se porte bien et n'a pas changé ses procédés. En somme, il sera impossible d'atteindre en 2020 l'objectif de réduction fixé vu que toutes les sources émettrices de GES sont en croissance ou demeurent figées par rapport à 2017.

Plusieurs indicateurs sont cependant positifs. Le graphique 1 montre une croissance de l'économie et de la population. La consommation d'énergie, quant à elle, stagne depuis 2010 et les émissions de GES sont en déclin depuis 1990. Dans ce contexte, l'intensité énergétique est en forte régression (−32 % entre 1990 et 2017), illustrant le fait que nous parvenons à créer sans cesse plus de richesse en utilisant moins d'énergie. Mais ces constats positifs ne doivent pas éclipser celui énoncé ci-dessus : il n'est pas envisageable d'atteindre nos cibles énergétiques (consommation de produits pétroliers de −40 % par rapport à 2013) et climatique (émissions de GES de −37,5 % par rapport à 1990) en suivant le cours normal des choses. Nous devons donc effectuer un virage majeur d'ici 2030 si nous voulons atteindre ces cibles énergétiques.

Le présent document peut s'avérer fort utile pour soutenir et cibler les efforts de transition énergétique au Québec, bien qu'il soit largement insuffisant à cet égard. La transformation de nos habitudes énergétiques doit pouvoir être suivie par des indicateurs accessibles et contextualisés. Nous avons tenté de synthétiser les informations essentielles disponibles, mais nous déplorons le manque de précision et d'accessibilité d'un grand nombre de données. Par exemple, la tâche de documenter la consommation énergétique des grandes villes et des

régions du Québec représente un défi très complexe. Les quantités de produits pétroliers, de gaz naturel, d'électricité et de biomasse qui sont consommées sont connues des distributeurs d'énergie, mais elles ne sont pas rendues publiques. Impossible donc de savoir quelles sont les régions exemplaires du Québec en matière de consommation d'énergie ou de connaître les fluctuations horaires, quotidiennes, hebdomadaires ou mensuelles de cette consommation. À l'époque des mégadonnées et où beaucoup d'informations sont fournies en temps réel, ces limites en matière d'accès aux données détonnent, à tout le moins.

Certaines statistiques énergétiques canadiennes compilées par Statistique Canada, Ressources naturelles Canada et la Régie de l'énergie du Canada sont également difficilement accessibles, car souvent étiquetées comme étant « confidentielles » ou sont agrégées et, dans certains cas, incohérentes. Par

exemple, alors que les ventes de produits pétroliers ont augmenté en 2017, les émissions de GES du secteur routier (où est utilisée la quasi-totalité de l'essence et du diesel) ont décliné pour cette même année. Ce constat contradictoire invalide les données relatives à la vente de produits pétroliers ou aux émissions de GES. Ces enjeux sont préoccupants lorsqu'il s'agit de faire un suivi dans le contexte ambitieux de la politique énergétique du Québec.

Si le Québec possède les atouts nécessaires pour réussir sa décarbonisation, tout en y gagnant sur le plan économique, les autorités compétentes doivent prendre leurs décisions sur la base de données fiables et détaillées concernant les ressources énergétiques et l'usage qui en est fait. Le présent bilan ne peut corriger la situation en ce qui a trait à la disparité des données, mais il devrait tout de même contribuer à mieux faire connaître la réalité actuelle du secteur énergétique au Québec.

Les tendances énergétiques ne sont pas rassurantes : malgré plusieurs initiatives notables, le Québec continue d'accroître sa consommation de produits pétroliers, et ses émissions de GES stagnent depuis 2014.

2 RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2019

Plusieurs événements ont marqué le secteur de l'énergie au Québec au cours de l'année 2019. Cette liste non exhaustive fait un tour d'horizon des principaux événements survenus.

15 MARS • RECRUESCENCE DES MANIFESTATIONS POUR LE CLIMAT.

Plusieurs dizaines de milliers de jeunes marchent à Montréal pour réclamer au gouvernement des mesures plus ambitieuses de lutte contre les changements climatiques, dans le cadre d'une des plus grandes grèves internationales pour le climat. Ce mouvement est appuyé par plus de 350 scientifiques québécois. Une deuxième manifestation, qui a lieu le 27 septembre, attire un demi-million de personnes à Montréal, ce qui en fait la plus grande manifestation de l'histoire du Québec.

20 FÉVRIER • AVANCÉE DU PROJET ÉNERGIE SAGUENAY.

GNL Québec dépose l'étude d'impact environnemental de son projet Énergie Saguenay, qui prévoit la construction d'un gazoduc transportant le gaz naturel de l'Ouest canadien vers une usine de liquéfaction de gaz naturel, située au Saguenay. Cette usine pourrait exporter quelque 11 Mt de gaz naturel liquéfié par année. Le projet demeure toutefois controversé : certains critiquent les retombées économiques et environnementales du projet, tandis que d'autres considèrent qu'il contribuera à la transition énergétique à l'échelle mondiale. Le ministre québécois de l'Économie et de l'Innovation, Pierre Fitzgibbon, soutient que le projet aura des « répercussions économiques potentielles énormes » pour le Québec.

1 AVRIL • MÉCANISMES DE TARIFICATION DU CARBONE MIS À L'ÉPREUVE.

En avril, la taxe carbone fédérale est imposée aux provinces n'ayant pas adopté un plan de tarification du carbone équivalant aux mesures ratifiées par le gouvernement fédéral. Le Québec, avec son marché du carbone (système de plafonnement et d'échange de droits d'émission [SPEDE]), n'est pas touché par cette taxe fédérale. Après avoir été contestée par l'Ontario, le Manitoba et la Saskatchewan, la constitutionnalité de la taxe fédérale est confirmée par des tribunaux. En août, l'Ontario, en désaccord avec le jugement, fait appel devant la Cour suprême du Canada. La réélection du premier ministre Trudeau, en octobre, renouvelle cependant le soutien politique à la taxe fédérale. Peu après ces élections, le président des États-Unis, Donald Trump, demande aux tribunaux de son pays d'invalider l'entente entre la Californie et le Québec sur le SPEDE, sous prétexte qu'elle est « illégale » vu que la politique étrangère est une compétence exclusive du gouvernement fédéral. En réaction, le premier ministre du Québec, François Legault, déclare qu'il compte maintenir le système au Québec et invite d'autres provinces à s'y joindre. Aux quatrièmes et dernières enchères, tenues en novembre 2019, tous les droits d'émissions mis en vente ont trouvé preneur et se sont écoulés à 22,46 \$/tonne.

24 AVRIL • GAZ DE SCHISTE : SUSPENSION DE LA POURSUITE CONTRE QUÉBEC.

Questerre Energy, une société albertaine, obtient une suspension des procédures judiciaires entamées pour forcer le gouvernement du Québec à lever l'interdiction de fracturation dans le schiste de la vallée du Saint-Laurent. L'entreprise et le gouvernement explorent diverses pistes de solution pour tenter de régler le litige. Cela, même si la réglementation de la *Loi sur les hydrocarbures*, entrée en vigueur le 20 septembre 2018, interdit de procéder à des forages avec fracturation dans le schiste.

12 JUIN • PROJET DE LOI 34 VISANT À SIMPLIFIER LE PROCESSUS D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ.

Le gouvernement dépose le projet de loi 34, qui prévoit dès 2020 une remise de 500 M\$ aux clients d'Hydro-Québec Distribution (HQD) ainsi qu'un gel des tarifs d'électricité d'un an. Cela, en vue de corriger la situation des trop-perçus d'Hydro-Québec. Par ailleurs, ce projet de loi propose d'indexer les tarifs d'électricité au taux d'inflation plutôt que de les faire approuver annuellement par la Régie de l'énergie. Ce ne serait que tous les cinq ans qu'HQD irait devant la Régie de l'énergie pour faire approuver ses tarifs. Malgré une contestation quasi unanime en commission parlementaire, le projet de loi est adopté par le gouvernement le 7 décembre.

26 JUILLET • CHANGEMENT DE PROPRIÉTAIRES DANS LE DÉVELOPPEMENT PÉTROLIER EN GASPÉSIE.

Cuda Pétrole et Gaz – qui a acquis l'entreprise Junex en juin 2018 – annonce, en janvier 2019, qu'elle compte lancer le premier projet d'exploitation pétrolière commerciale du Québec en forant au moins 30 puits en Gaspésie dès 2020. En juillet, elle annonce toutefois la vente de ses actifs à l'entreprise québéco-européenne Ressources Utica, qui en devient propriétaire en septembre. Le seul projet actif est le puits Galt, qui vise à exploiter sur 40 ans un gisement de pétrole conventionnel dont la quantité récupérable est estimée à 15 millions de barils. Aucune production n'est cependant prévue à court terme.

30 JUILLET • LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE APPROUVE LE PLAN DIRECTEUR DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC (TEQ).

La Régie de l'énergie confirme que le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 a la capacité d'atteindre les deux cibles fixées par le gouvernement en matière d'efficacité énergétique et de réduction de la consommation de produits pétroliers. Elle approuve, avec certaines modifications, l'ensemble des programmes et des mesures sous la responsabilité des distributeurs. Ces modifications n'auront aucune incidence sur l'atteinte des cibles fixées dans le plan. La Régie n'a cependant pas évalué la capacité du plan à assurer l'atteinte la cible de réduction des émissions de GES de 18 % sous le niveau de 1990, comme définie par la Politique énergétique 2030 (p.12).

27 AOÛT • CONSULTATIONS SUR LE PLAN D'ÉLECTRIFICATION ET DE CHANGEMENTS CLIMATIQUES (PECC).

Le gouvernement lance en août ses consultations sur l'élaboration du PECC, qui succèdera au Plan d'action sur les changements climatiques 2013-2020. Les consultations prennent fin le 31 octobre. Les mesures retenues viseront l'atténuation des émissions de GES et l'adaptation aux changements climatiques. Elles favoriseront l'électrification de l'économie, l'efficacité énergétique, l'accompagnement des industries et la tarification du carbone.

7 OCTOBRE • PREMIÈRE STATION MULTIÉNERGIE AU QUÉBEC.

EBI Énergie, Groupe Crevier, Énergir et le Circuit électrique dévoilent la première station multiénergie au Québec. Les produits et services offerts comprennent l'essence, le diesel et le gaz naturel liquéfié et comprimé, ainsi que des bornes de recharges rapides et des canalisations rendant possible l'offre d'hydrogène. Le groupe Harnois lance également une première station de ravitaillement en hydrogène, produite par électrolyse, ainsi que des postes de bornes de recharge électrique. L'hydrogène pourrait desservir les 50 voitures Toyota Mirai acquises par le gouvernement. Le projet Harnois, évalué à plus de 5 M\$ (pour la partie de production d'hydrogène), dont 75 % du budget provient de TEQ et 1 M\$ de Ressources naturelles Canada, est controversé en raison de sa faible rentabilité, du faible rendement énergétique de l'hydrogène et du coût élevé des voitures à hydrogène comparativement aux véhicules électriques².

² Raymond, 2019.

31 OCTOBRE • PROJET DE LOI 44 SUR LA GOUVERNANCE DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES : ABOLITION DE TEQ ET DU CGVF.

Après avoir dévoilé en juin sa vision pour une gouvernance simplifiée, le gouvernement publie en octobre son projet de loi 44 visant la concrétisation de cette vision. Dans cette réforme, il abolit le Conseil de gestion du Fonds vert (CGVF), l'organisme créé en 2017 pour encadrer la gouvernance du Fonds vert et assurer la coordination de sa gestion, et TEQ, la société d'État chargée de mettre en œuvre la transition énergétique. Le Fonds vert est renommé « Fonds d'électrification et de changements climatiques ». Selon le projet de loi, le ministre de l'Environnement assumera les responsabilités de la gouvernance du Fonds et orchestrera les actions gouvernementales dans la lutte contre les changements climatiques. Le ministre de l'Énergie, pour sa part, pilotera la transition du secteur énergétique, qui représente 70 % des émissions de GES. Ces deux ministres seront appelés à collaborer plus étroitement. Le projet de loi propose également de mettre sur pied des comités consultatifs pour les deux ministères – celui de l'Environnement serait composé majoritairement de scientifiques – et d'accroître les responsabilités du Commissaire au développement durable. L'abolition du CGVF signifie cependant la disparition du seul organisme ayant explicitement pour mandat d'évaluer la performance du Fonds vert et d'assurer une reddition de comptes détaillée et exhaustive.

5 NOVEMBRE • COP 25 ET CRISE CLIMATIQUE LIÉE À NOTRE MODE DE VIE, SELON LES SCIENTIFIQUES.

Une lettre signée par plus de 11 000 scientifiques de 153 pays, dont 409 proviennent du Canada, est publiée dans la revue scientifique *Bioscience*. Les signataires déclarent que la crise climatique est étroitement liée à notre mode de vie, qui repose sur une consommation excessive. Selon eux, « l'extraction excessive de matériaux et la surexploitation des écosystèmes, entraînées par la croissance économique, doivent être rapidement réduites ». La COP 25, qui s'ouvrait le 2 décembre en Espagne pour finaliser les négociations de certains articles de l'Accord de Paris, a échoué à accoucher d'un article jetant les bases mondiales d'un marché du carbone.

3 SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC



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

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

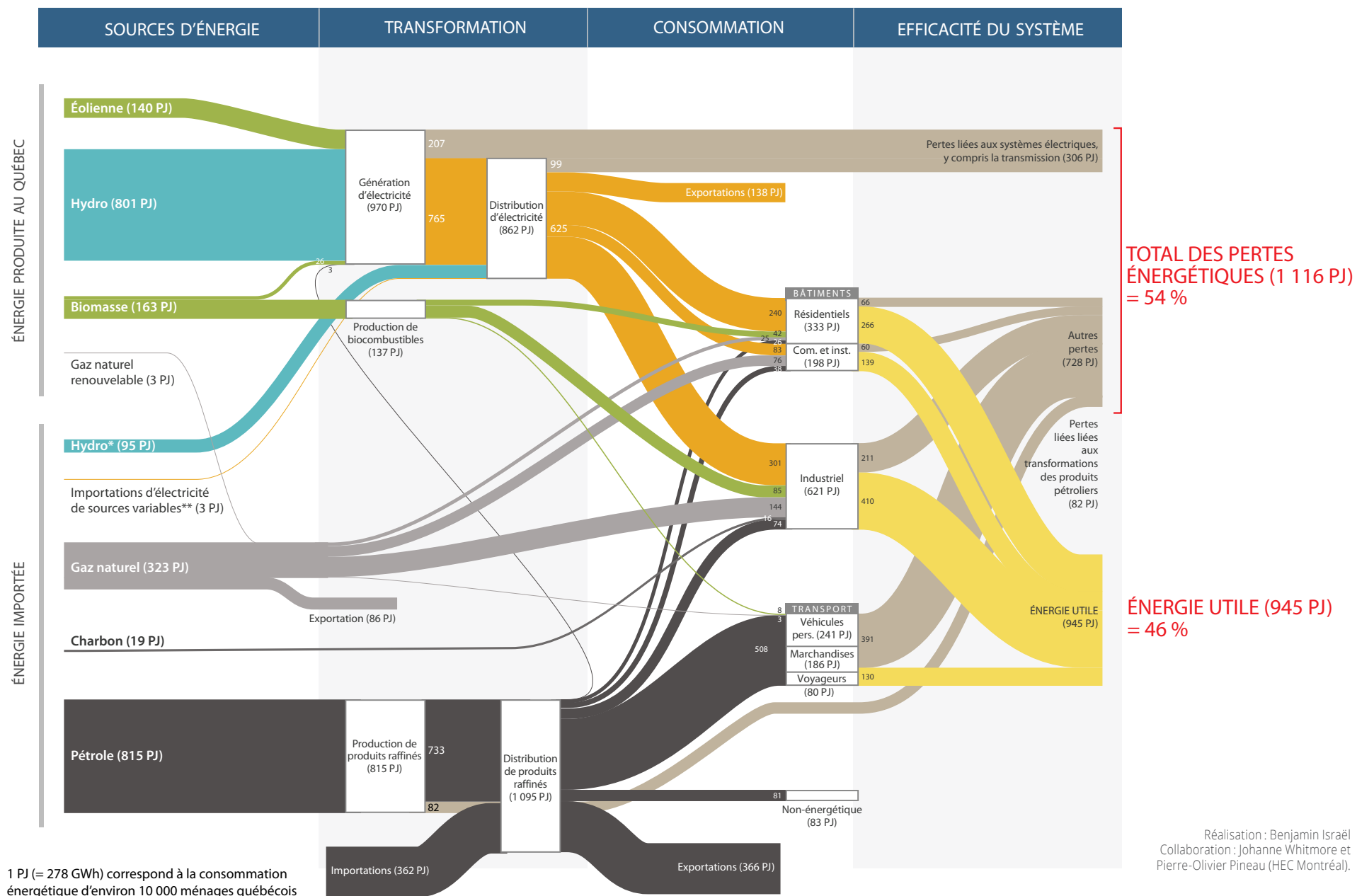
Pour mieux visualiser le système énergétique, le graphique 2 montre comment s'écoule l'énergie,

depuis sa source jusqu'à sa consommation finale dans le contexte québécois. Dans un tel système, on distingue la production d'énergie primaire de sa transformation en énergie secondaire et de sa consommation finale. Une fois transformée, l'énergie est acheminée jusqu'au consommateur afin de répondre à la demande de services énergétiques comme l'éclairage, le chauffage, la climatisation, les procédés industriels et la mobilité (transport). 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 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. En revanche, le système affiche une perte énergétique totale de 1 116 pétajoules (PJ), soit 54 % 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, 2017



Sources : Statistique Canada, 2019 ; TÉQ, 2019 (données préliminaires) ; OÉÉ, 2019 ; Hydro-Québec, 2018 ; ISONE, 2019 ; NYISO, 2019 ; Énergie NB, 2019.

Notes : Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'arrondissement et du fait que les procédés énergétiques inférieurs à 3 PJ ne sont pas affichés sur le diagramme. La disparité dans les données du gaz naturel reflète les données fournies par Statistique Canada. * 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. Les notes méthodologiques relatives à l'élaboration du graphique, ainsi que l'explication de certains changements par rapport au bilan 2016, sont disponibles sur le site de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : energie.hec.ca.

3.1 • LES SOURCES D'ÉNERGIE

Les sources d'énergie dite « primaires » (voir tableau 1) correspondent à l'ensemble des ressources brutes du milieu naturel qui sont exploitées (par exemple, pétrole brut, charbon, vent, soleil, eau courante) avant toute transformation. Ces énergies sont ensuite converties en produits énergétiques utiles (énergie dite « secondaire ») qui sont consommés par les usagers. Cette conversion consiste en une transformation en énergie électrique, en un traitement (gaz naturel) ou un raffinage (pétrole). Au Québec, le pétrole brut acheté auprès de producteurs étrangers ou canadiens est ainsi transformé en produits pétroliers tels que l'essence, le diesel ou le mazout. Les énergies primaires sont parfois substituables, dans la mesure où elles permettent à l'utilisateur de satisfaire sa demande en services (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 (47 % du total), c'est-à-dire provenant de sources dont les stocks ne s'épuisent pas. La principale source locale d'énergie primaire est la force hydraulique (transformée en hydroélectricité), suivi de la biomasse et de la ressource éolienne. En 2017, on voit également apparaître pour la première fois la production de gaz naturel renouvelable (GNR) (voir aussi p. 26). Environ 4 % du bilan total des sources d'énergie primaire proviennent de l'achat d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador, alors que 0,1 % 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 près de la moitié (49 %) du bilan (voir l'encadré). Le pétrole, dont plus des trois quarts sont consommés par le secteur du transport, représente 35 % du bilan, tandis que la part du gaz naturel, surtout utilisé par le secteur industriel, s'élève à 14 %. Le charbon, entièrement

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

En 2012, l'uranium, qui était utilisé pour alimenter Gentilly-2, l'unique centrale nucléaire québécoise (675 MW), représentait 3 % du bilan énergétique québécois. La centrale a toutefois été définitivement fermée le 28 décembre 2012. Le gouvernement du Québec prévoit que toutes les activités de déclasserment, de démantèlement et d'évacuation du combustible nucléaire irradié prendront fin en 2066³.

TABLEAU 1 • DISPONIBILITÉ DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE AU QUÉBEC, 2017

	Sources	Pétajoules	Part du total	Équivalence
Importations = 53 %	Pétrole	815	35 %	135 millions de barils
	Gaz naturel	323	14 %	8,4 milliards de m ³
	Hydro*	95	4 %	26 TWh
	Charbon	19	0,8 %	1,0 millions de tonnes
	Électricité (sources variables)**	3	0,1 %	0,8 TWh
Sources locales = 47 %	Hydro	801	34 %	223 TWh
	Biomasse	163	7 %	
	Éolienne	140	6 %	39 TWh
	Gaz naturel renouvelable	3	0,1 %	0,08 milliards de m ³
	Total	2362	100 %	

Sources : Voir graphique 1 ; EIA, 2019.

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.

³ Hydro-Québec, 2019.

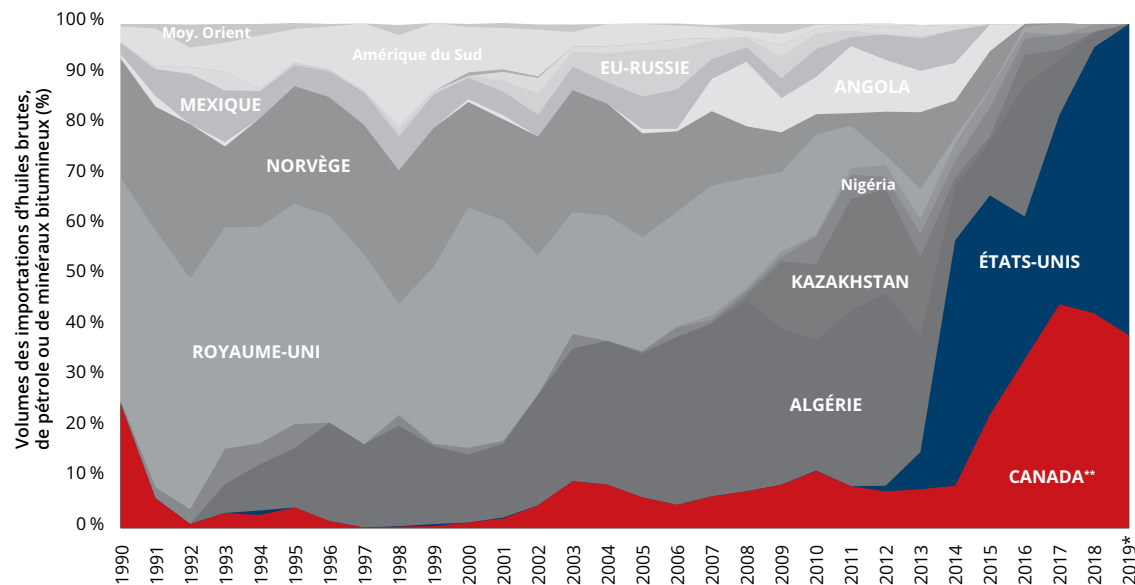
LE SAVIEZ-VOUS ?

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

Depuis 2015, les approvisionnements en pétrole canadien et américain ont considérablement augmenté. En date du 19 octobre 2019, ces deux sources correspondaient à 100 % des approvisionnements en pétrole du Québec, dont 38 % provenaient de l'Ouest canadien et 62 % 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 2019



Source : Statistique Canada, 2019 (tableau 990-0027), sauf **Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0041-01).

Note : Les données de Statistique Canada sur les importations, utilisées pour élaborer le graphique, ne concordent pas parfaitement entre elles. Les données pour les importations de pétrole au Québec en provenance du Canada n'étaient pas disponibles pour l'année 2019, elles ont donc été estimées à partir des sept premiers mois de 2018. *L'année 2019 correspond au total des sept premiers de 2019 (janvier à juillet).

3.2 • TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE

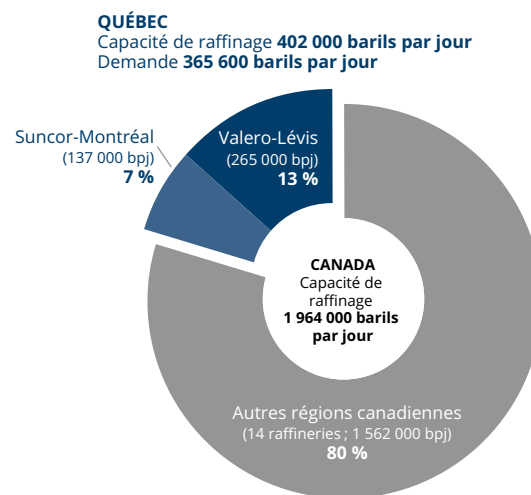
Les sources d'énergie primaires sont transformées en différentes formes d'énergie secondaire pour être plus facilement transportées, distribuées et utilisées. Ainsi, l'énergie hydraulique (cours et chutes d'eau) ou l'énergie éolienne (vent) peut être transformée en électricité ; les produits et les déchets 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



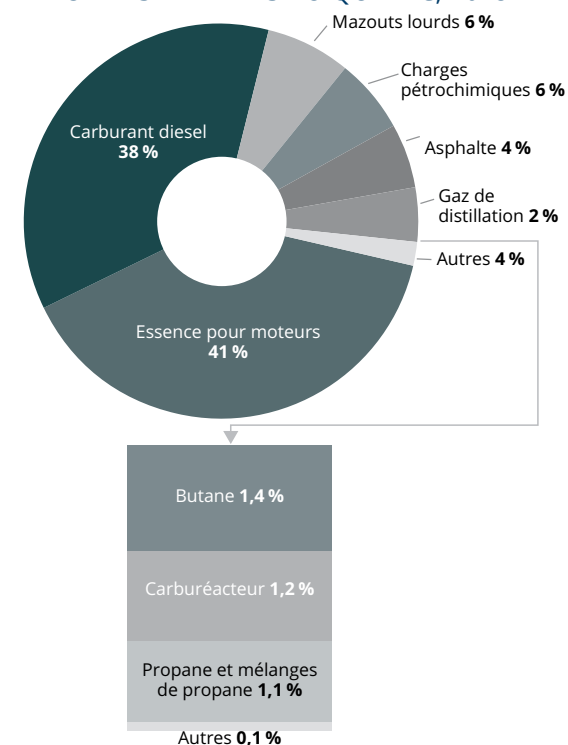
En 2018, le Québec ne produisait ni pétrole brut ni gaz naturel de source fossile en quantité significative. Toutefois, il disposait d'installations industrielles pour transformer et raffiner ces sources d'énergie. Deux raffineries de pétrole sont actives sur son territoire : celles de Suncor, à Montréal et d'Énergie Valero, à Lévis. En 2019, leur capacité totale s'élevait à 402 000 barils par jour de **produits pétroliers raffinés** (PPR), soit 20 % de la capacité de raffinage du Canada (voir graphique 4). L'essence et le carburant diesel représentaient près de 80 % de la production totale de PPR (voir graphique 5). En nombre de barils, cette capacité dépasse les ventes intérieures de PPR au Québec, qui se sont élevées à 365 000 barils par jour en moyenne. 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, 2018



Source : ACC, 2019 ; Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0044-01).

GRAPHIQUE 5 • PRODUCTION DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS AU QUÉBEC, 2018



Source : Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0044-01).

Note : Pour plusieurs produits, des données mensuelles étaient confidentielles. Les totaux annuels de ces produits ont donc été estimés à partir de sommes ajustées.

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

Cette forme de gaz coûte moins cher et émet, lors de la combustion, moins de GES par unité d'énergie que les PPR.

La capacité de liquéfaction de l'usine LSR d'Énergir est de $1\,380\text{ m}^3$ de GNL par jour. D'autres projets sont en développement au Québec, dont la construction d'une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean, qui permettra d'exporter environ $74\,429\text{ m}^3$ par jour. On prévoit aussi dans la même région la mise en service de la première usine pilote de GNL renouvelable. Ce dernier projet vise la construction de six usines de liquéfaction, dont la capacité de production totaliserait 233 m^3 par jour.

Actuellement au Québec, 30 stations de ravitaillement publiques ou privées permettent à des véhicules roulant au gaz naturel de faire le plein de carburant. Parmi ces stations, 26 fournissent du GNC et 4 stations du GNL. En date du 30 septembre 2019, le Québec compte plus de 820 camions roulant au gaz naturel, dont environ 80 % entrent dans la catégorie du transport lourd et 20 % dans celle du transport léger, selon Énergir. Le parc de camions lourds au Québec regroupe 86 000 véhicules (tableau 8).

TABEAU 2 • USINES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ EN SERVICE OU ÉTUDIÉES AU QUÉBEC, 2019

Société	Lieu	Capacité de production (m^3 de GNL/jour)	Commentaires
Énergir	Montréal	1 380	Production à l'usine L.S.R. équivalant à 600 tonnes de GNL par jour.
Sysgaz inc.	Corridor régional du Saguenay-Lac-Saint-Jean (CRSL)	233*	La mise en fonction de la première usine-pilote est prévue pour 2020. Le projet vise la construction de six usines de liquéfaction dont la capacité de production devrait totaliser 100 tonnes de GNL par jour.
GNL Québec - Énergie Saguenay	Saguenay-Lac-Saint-Jean	74 429	Prévu pour 2025, mais demeure en attente d'obtention de diverses autorisations gouvernementales. (équivalent à environ 30 137 tonnes de GNL par jour)

Sources : Énergir ; GNL Québec inc., Sysgaz inc., 2019 (communications personnelles).

Note : *Gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R)

Les industries québécoises qui ne sont pas desservies par le réseau actuel de distribution de gaz naturel peuvent être approvisionnées en gaz naturel liquéfié.

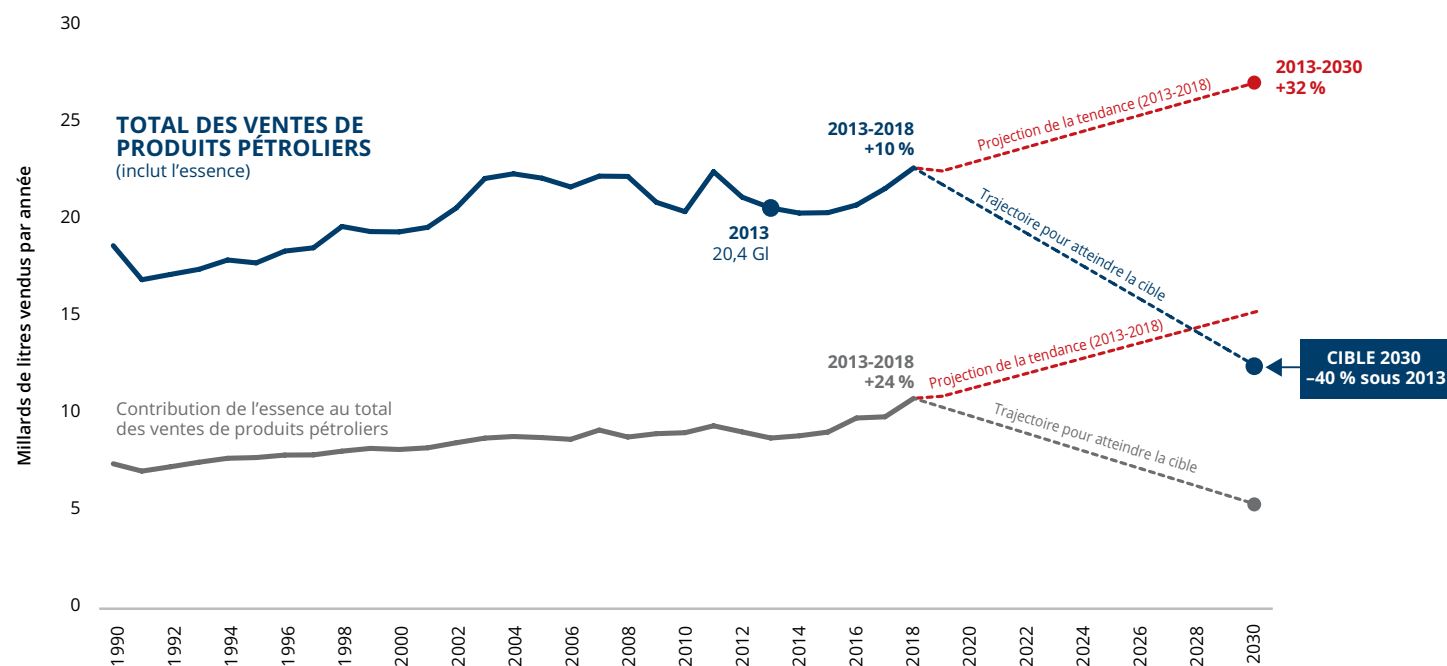
LE SAVIEZ-VOUS ?

VENTES RECORDS DE PRODUITS PÉTROLIERS : UN DÉFI POUR L'ATTEINTE DE LA CIBLE DE RÉDUCTION DE LA CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC EN 2030

De 1990 à 2018, les ventes totales de produits pétroliers raffinés (PPR) ont progressé de 22 %, pendant que celles d'essence augmentaient de 47 % (voir graphique 6). Avec 10,6 milliards de litres vendus en 2018, l'essence a battu un record historique en dépassant pour la première fois les 10 milliards de litres consommés en une année. Parmi les produits inclus dans les PPR du graphique, c'est le principal produit pétrolier vendu au Québec, suivi du diesel, dont on a écoulé plus 5 milliards de litres.

La croissance des ventes de PPR, qui a grimpé de 10 % entre 2013 et 2018, pourrait constituer un obstacle à l'atteinte de la cible de réduction de la consommation de produits pétroliers de 40 % sous le niveau de 2013 en 2030, comme définie dans la Politique énergétique 2030 du Québec. Ces ventes de produits pétroliers sont particulièrement tirées vers le haut par les ventes d'essence, en hausse de 24 % entre 2013 et 2018. Si la tendance des six dernières années (2013-2018) se maintient, les ventes totales de produits pétroliers en 2030 seront 32 % plus élevées qu'en 2013.

GRAPHIQUE 6 • VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC DE 1990 À 2018, ET TRAJECTOIRE POUR ATTEINDRE LA CIBLE 2030 DE RÉDUCTION DE 40 % SOUS LE NIVEAU DE 2013



Source : Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0044-01).

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 diminue en partie le nombre de navires arrivant d'outre-mer pour ravitailler en pétrole les raffineries de Valero et Suncor.

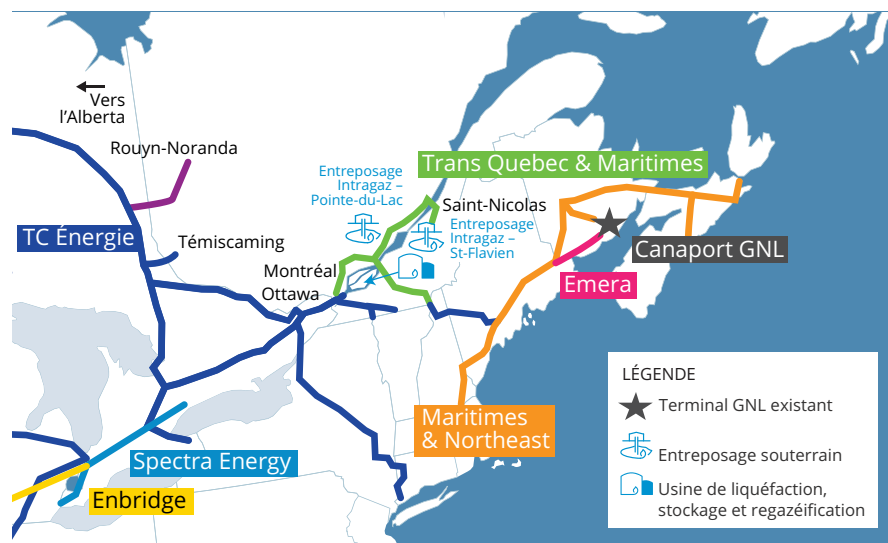
Le 5 octobre 2017, la compagnie TC Énergie (anciennement TransCanada) annonce qu'elle abandonne son projet d'oléoduc Énergie Est, dont l'objectif était d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour de l'Alberta jusqu'à Saint-Jean, au Nouveau-

Brunswick. Ce projet aurait également pu alimenter les raffineries québécoises. En septembre 2019, une entreprise albertaine, Canadian Prosperity Pipelines Corporation, a toutefois indiqué qu'elle souhaitait raviver le projet sous le nom du « Canadian Prosperity Pipeline Project » et le mettre en œuvre d'ici six à dix ans.

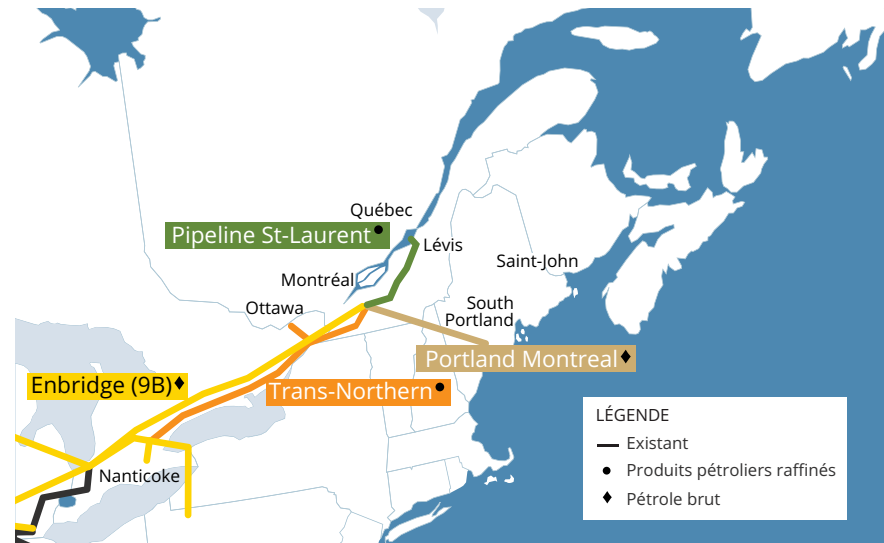
Le gaz naturel arrive au Québec par le réseau de transport de TC Énergie (voir graphique 7), puis est acheminé dans les réseaux de distribution de Gazifère et d'Énergir (voir graphique 8). Gazifère, une société affiliée à Enbridge Gas Distribution de l'Ontario, compte près de 43 500 clients et

GRAPHIQUE 7 • RÉSEAUX DE PIPELINES AU QUÉBEC, 2019

Réseau de gazoducs



Réseau d'oléoducs



Sources : ACPE, 2019 ; Énergie Valero, 2019 ; TC Énergie, 2019 ; Valener inc., 2018.

GRAPHIQUE 8 • RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC, 2019



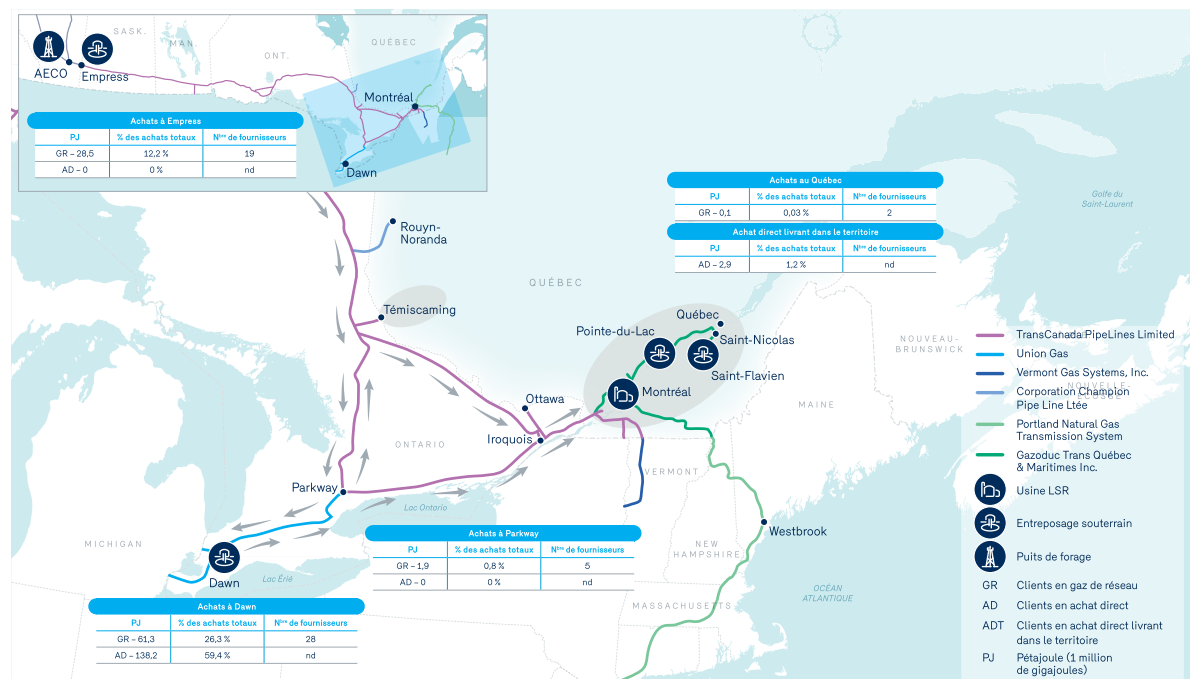
Source : Énergir, 2019.

exploite 986 kilomètres (km) de réseau gazier dans la région de l'Outaouais. Le réseau d'Énergir, qui distribue 97 % du gaz naturel consommé au Québec, s'étend sur plus de 10 000 km et sert un peu plus de 200 000 clients.

En novembre 2016, Énergir a procédé au déplacement du point principal de réception de ses approvisionnements d'Empress, en Alberta, à Dawn, en Ontario. Dawn est un carrefour connecté à plusieurs grands bassins d'approvisionnement en Amérique, 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 2018, environ 86 % de l'approvisionnement d'Énergir s'effectuait au carrefour gazier de Dawn et 12 % à partir d'Empress (voir graphique 9). Vers la fin de l'année 2017, les premières injections de GNR dans le réseau gazier d'Énergir ont eu lieu à partir du Centre de valorisation des matières organiques de la Ville de Saint-Hyacinthe. Cette source représente aujourd'hui un peu plus de 1 % des volumes de gaz dans le réseau.

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

GRAPHIQUE 9 • SOURCES D'APPROVISIONNEMENT DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC, 2019

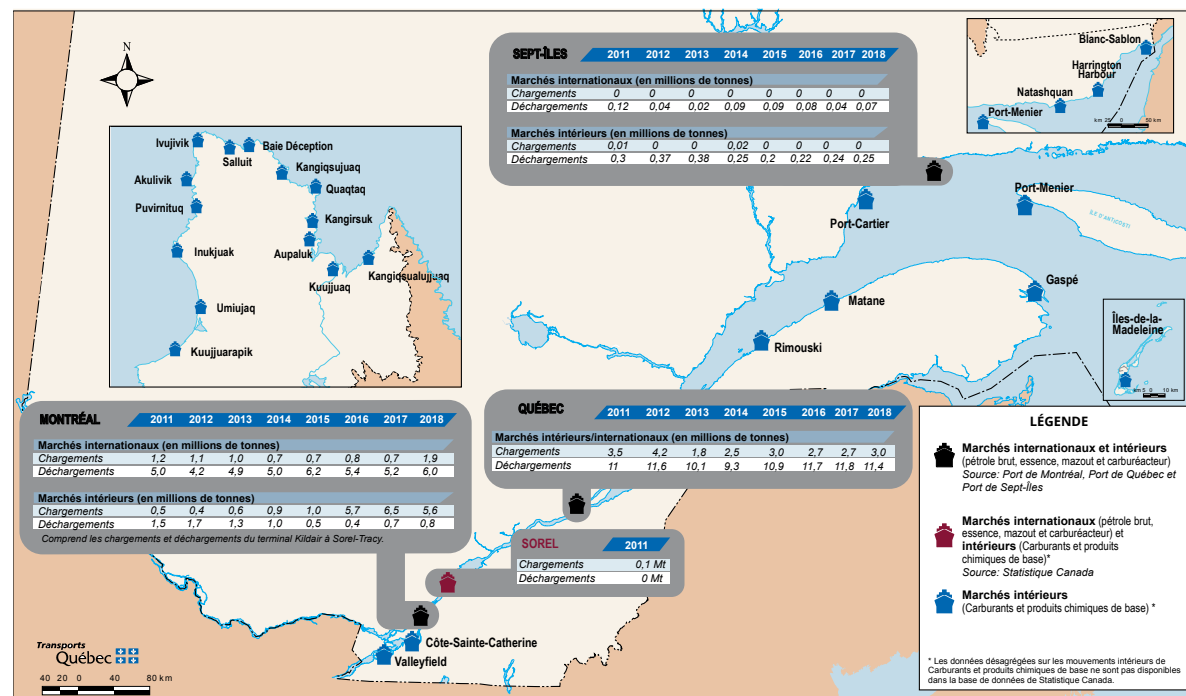


Source : Énergir, 2018 (avec ajouts des mises à jour par Énergir en 2019).

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 (voir graphique 10). 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. Pourtant, aucune nouvelle donnée permettant de faire un bilan du trafic portuaire et des marchandises transportées n'a été émise 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.

GRAPHIQUE 10 • CARTE DE LA MANUTENTION DE PÉTROLE BRUT, D'ESSENCE, DE MAZOUT ET DE CARBURÉACTEUR DANS LES PORTS DU QUÉBEC, 2011 À 2018



Sources : Statistique Canada, 2012 ; collectes individuelles auprès des autorités des ports de Québec, Montréal et Sept-Îles, 2019.

Note: Carte réalisée par le ministère des Transports du Québec. 1 tonne de pétrole ≈ 7,33 barils.

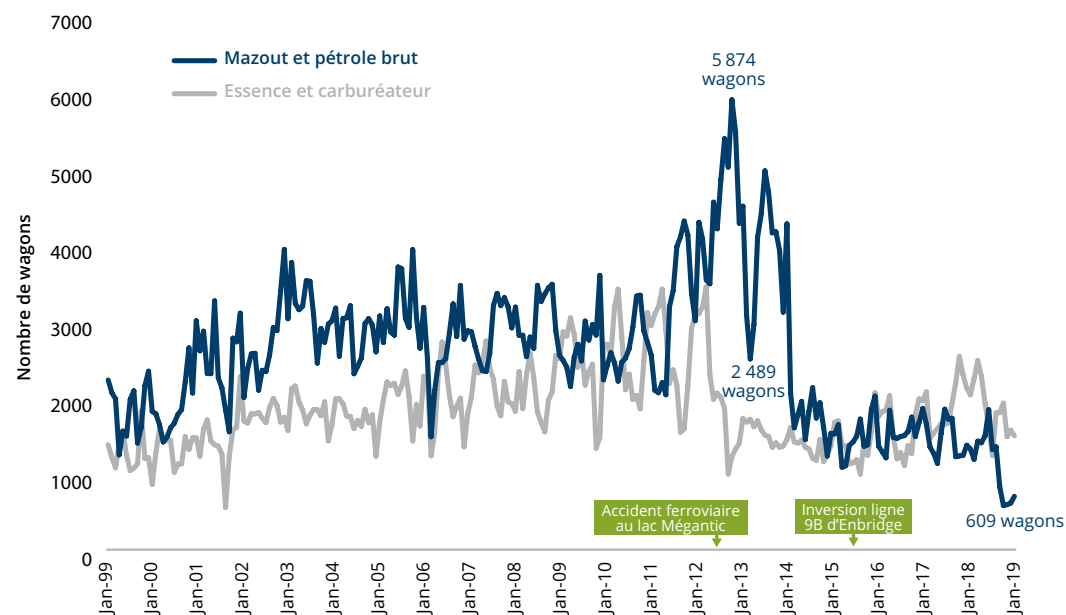
TRANSPORT FERROVIAIRE

Aucune donnée liée au transport de produits pétroliers par train au Québec n'est rendue publique pour des raisons de confidentialité et de compétitivité. Seules des données agrégées sont offertes par Statistique Canada pour l'ensemble de l'Est canadien. Le graphique 11 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 lors, 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.

TRANSPORT ROUTIER

Le réseau routier québécois est composé d'environ 320 000 km de routes, dont moins de 10 % relèvent de la responsabilité du ministère des Transports du Québec. Les autoroutes, les routes nationales, les routes régionales, les routes collectrices et d'accès aux ressources sont donc 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

GRAPHIQUE 11 • 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 2019



Sources : Statistique Canada, 2019 (tableau 23-10-0216-01).

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

En juin 2019, le réseau de distribution d'essence et de carburant diesel de la province était constitué de 2 482 stations-service, selon Statistique Canada⁶.

Comme mentionné précédemment, le Québec compte également 30 stations de ravitaillement publiques ou privées qui permettent à des véhicules roulant au gaz naturel de faire le plein de carburant. EBI Énergie, Groupe Crevier, Énergir et le Circuit électrique ont dévoilé le 7 octobre 2019 la première station multiénergie au Québec. Les carburants offerts incluent l'essence, le diesel, le gaz naturel liquéfié et

⁴ MTMDET, 2016.

⁵ Trépanier et coll., 2015.

⁶ Voir Statistique Canada, 2019 (tableau 33-10-0092-01).

comprimé, ainsi que des bornes de recharge rapide. Des canalisations souterraines ont aussi été construites pour acheminer de l'hydrogène au besoin. La ville de Québec accueille également une première station de ravitaillement en hydrogène, fait à partir d'électrolyse, pour desservir les 50 voitures Toyota Mirai acquises par le gouvernement québécois.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



En 2019, la production d'électricité québécoise totalisait 214 TWh, dont 95 % provenaient de source hydroélectrique, 4,7 % de source éolienne et 1 % de la biomasse, de l'énergie solaire et du diesel (voir graphique 12). Hydro-Québec produit et achète la plus grande part de l'hydroélectricité québécoise, soit près de 90 % de la production totale. La société d'État québécoise procède aussi à de nombreux échanges régionaux (voir graphique 13), même si d'autres acteurs, comme Énergie renouvelable Brookfield (deuxième plus gros exportateur d'électricité du Québec), sont aussi actifs dans ce domaine. Selon la liste des exploitants de centrales hydroélectriques du MERN, on compte 46 entreprises productrices d'hydroélectricité au Québec, en plus d'Hydro-Québec. Certaines entreprises sont aussi engagées dans la distribution, le courtage ou l'exportation d'électricité. La plupart ont des contrats avec Hydro-Québec Distribution (HQD), à qui elles vendent leur production issue de parcs éoliens, de centrales de cogénération ou de petites centrales hydroélectriques.

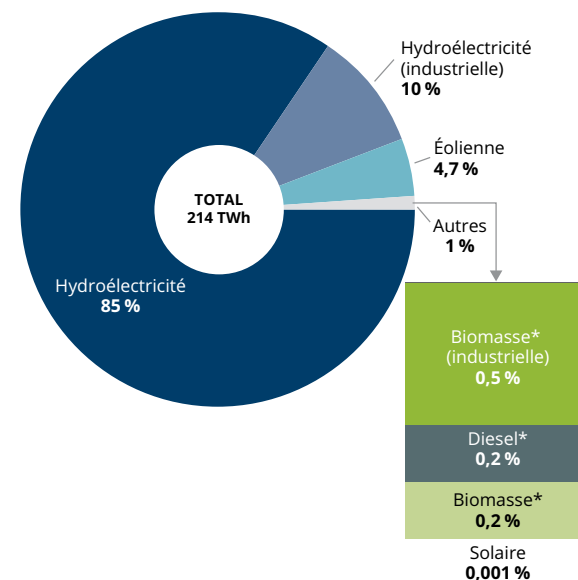
La province compte dix redistributeurs d'électricité (neuf municipalités et une coopérative⁷) qui gèrent de

petits réseaux de distribution d'électricité, distincts de celui d'Hydro-Québec. Ils achètent annuellement d'HQD environ 4,5 TWh d'énergie.

La division Hydro-Québec TransÉnergie est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 361 km de lignes à différentes tensions et 17 interconnexions permettant l'importation d'électricité de régions voisines du Québec et l'exportation dans ces différentes régions (voir tableau 3 et graphique 14). Des pertes surviennent sur ce réseau de transport d'électricité. En 2018, les taux de perte d'énergie électrique déclarés par Hydro-Québec étaient de 5,36 % sur le réseau de transmission et de 2,8 % sur le réseau de distribution⁸.

Le réseau de distribution d'électricité sert de plus en plus à l'alimentation de véhicules électriques. Le tableau 4 présente un bilan du nombre de bornes de recharge électrique au Québec. Celles-ci se trouvent 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 de TEQ, au 31 octobre 2019, on dénombrait 62 901 véhicules électriques (VÉ) : 31 864 véhicules entièrement électriques (VEÉ) et 31 037 véhicules hybrides rechargeables (VHR). Il y avait aussi 57 455 véhicules hybrides (non branchables) au Québec. Au total, ces véhicules représentent environ 2,5 % de la flotte des véhicules de promenade au Québec (4 779 332 véhicules au 1^{er} janvier 2018⁹). Dans son plan d'électrification des transports, le gouvernement du Québec vise

GRAPHIQUE 12 • PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR SOURCE, 2018



Source : Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0015-01).

Note : L'électricité produite à partir de turbines à combustion (gaz naturel) et d'autres sources non précisées n'est pas comprise dans ce graphique parce qu'elle est marginale. *Depuis 2016, Statistique Canada agrège les données de production d'électricité provenant de turbines à vapeur classique, de turbines à combustion interne et de turbines de combustion. Les données pour la biomasse, le diesel et le gaz naturel ont été estimées à partir de la part de la production provenant de ces sources en 2015.

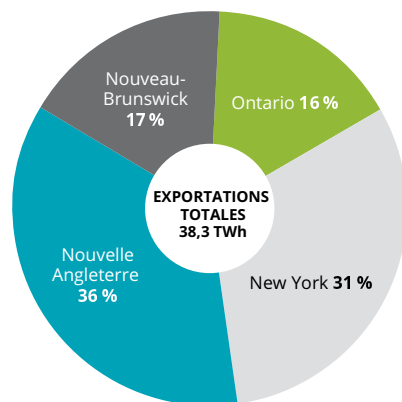
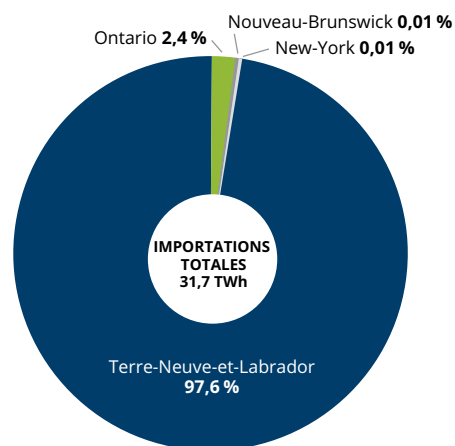
100 000 VÉ sur les routes en 2020, incluant les VEÉ et les VHR. À l'aube de 2020, il restait donc un peu plus du tiers de la cible à atteindre.

⁷ AREQ, 2019.

⁸ HQD, 2019 ; HQT, 2019.

⁹ SAAQ, 2019.

GRAPHIQUE 13 • IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS TOTALES D'ÉLECTRICITÉ QUÉBÉCOISE, 2018



Sources : Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0021-01) ; IESO, 2019 ; Énergie NB, 2019 ; ISONE, 2019 ; NYISO, 2019.

Note : *La catégorie « autres » inclut des importations marginales en provenance du Nouveau-Brunswick et du Vermont.

TABLEAU 3 • INFRASTRUCTURE DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2018

Puissance installée des centrales		
	(MW)	(%)
Hydroélectricité	40 438	89,0 %
Éolienne*	3 510	7,7 %
Biomasse	824	1,8 %
Combustion (gaz naturel, mazout)	483	1,1 %
Combustion interne (diesel)	192	0,4 %
Solaire	n.d.	–
Total	45 447	

Transport et distribution	
	Lignes (km)
Transport (jusqu'à 765 kV)	34 361
Distribution (jusqu'à 34 kV) **	224 659

Interconnexions (capacité maximale) ***			
Régions	Nombre	Importation (MW)	Exportation (MW)
Ontario	8	1 970	2 705
Nouveau-Brunswick	3	785	1 200
Vermont	3	2 170	2 342
New York	2	1 100	1 999
Terre-Neuve-et-Labrador	2	5 150	0
Total	17	11 175	7 974

Sources : Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0022-01) ; *CANWEA, 2018 ; Hydro-Québec, 2019.

Note : Les données correspondent à la puissance installée des centrales en date du 31 décembre 2017. **Inclut les lignes de basse tension. ***Données en date du 31 décembre 2018. Une interconnexion commune pour New York et l'Ontario est comptée une fois dans le total ; pour le total des exportations, on prend en compte 325 MW au maximum en livraison simultanée pour l'interconnexion commune avec l'Ontario et New York (et non pas 359 MW).

TABLEAU 4 • BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES INSTALLÉES AU QUÉBEC, 2019

	Bornes 240 V (ou moins)				Bornes rapides			
	2017	2018	2019	Variation 2018-2019	2017	2018	2019	Variation 2018-2019
TOTAL DES BORNES	11 359	18 243	30 623	+68 %	121	291	400	+37 %
Bornes accessibles au public*	1 713	2 933	3 874	+32 %	121	291	400	+37 %
dont Circuit électrique (bornes au Québec)	1 113	1 435	2 107	+47 %	91	113	224	+98 %
Bornes en milieu de travail**	1 951	2 510	3 386	+35 %				
Bornes à domicile**	7 695	12 800	23 363	+83 %				

TOTAL DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES***	19 384	35 855	62 901	+60 %
Entièrement électriques (VÉE)	8 815	16 255	31 864	+96 %
Hybrides rechargeables (VHR)	10 569	19 600	31 037	+58 %

Sources : Gouvernement du Québec, 2017 ; Hydro-Québec, 2018 (communication personnelle) ; ISQ, 2017, 2018 ; TEQ, 2018 (communication personnelle).

Note : *Les totaux des bornes accessibles au public sont en date du 31 mars pour les années 2017, 2018 et 2019. Ceux du « Circuit électrique » datent du 26 octobre 2017 et du 28 octobre 2018 pour les années 2017 et 2018, respectivement, et du 30 septembre pour l'année 2019. **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 » (en date du 30 septembre pour les années 2017, 2018 et 2019) et « Roulez électrique » (en date du 30 septembre 2017, 2018 et 2019). ***Années 2017 et 2018 en date du 31 septembre, année 2019 en date du 31 octobre.

GRAPHIQUE 14 • CARTE DES PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2019



Source : Hydro-Québec, 2019.

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

La division Hydro-Québec TransÉnergie est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 361 km de lignes à différentes tensions et 17 interconnexions permettant l'importation d'électricité de régions voisines du Québec et l'exportation dans ces différentes régions.



LE SAVIEZ-VOUS ?

LA DEMANDE DE POINTE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC : UN DÉFI DE TAILLE

Au cours des dix dernières années, la demande de pointe au Québec a augmenté plus rapidement que la consommation, qui elle, est presque stagnante. Cela signifie qu'au fil des ans, il faut qu'Hydro-Québec Distribution s'assure de pouvoir fournir toujours plus d'électricité lors de l'épisode annuel où la demande est la plus grande. D'environ 34 000 MW en 2009, la pointe est maintenant d'environ 36 000 MW. Cela représente un défi technique considérable, puisque les réseaux de distribution et de transmission, de même que le parc de production, doivent grandir pour pouvoir répondre à des pics de demande d'électricité de quelques heures. Cela, sans pour autant que la demande totale annuelle (la somme de la demande à toute heure) ne s'accroisse. D'un point de vue économique, cela induit une pression à la hausse sur le prix du kilowattheure moyen, car les frais supplémentaires pour répondre à la demande de pointe croissante ne sont pas récupérés sur un plus grand volume de vente.

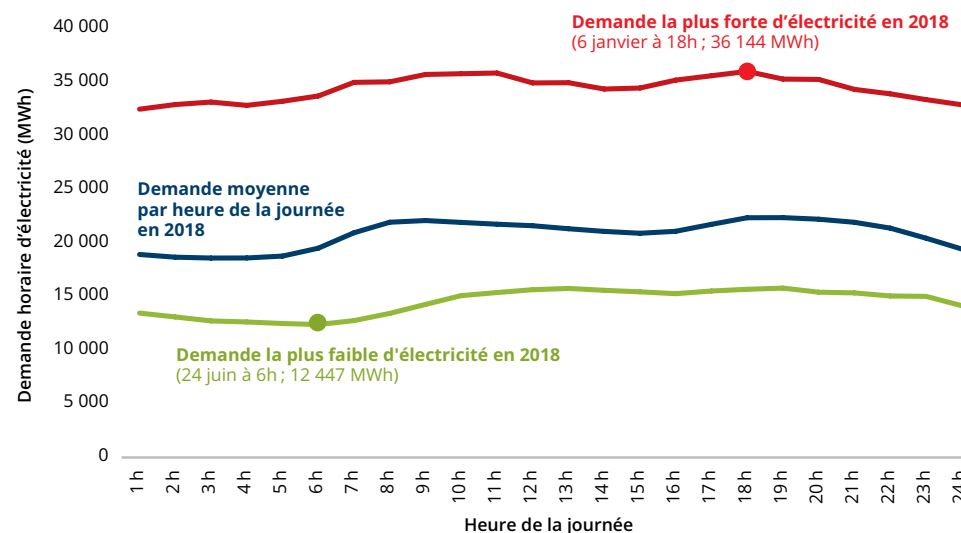
En 2018, la plus faible demande d'électricité au Québec a été observée le 24 juin à 6 h (12 447 MWh), alors que la plus forte demande a été 2,9 fois plus grande. Survenue le 6 janvier à 18 h, elle a atteint 36 144 MWh (voir graphique 15). C'est le plus grand écart observé au cours des dix dernières années. La demande

horaire moyenne a été de 20 903 MWh, soit 58 % de la demande de pointe.

Dans son plan stratégique 2020-2024, Hydro-Québec compte tirer profit des avancées technologiques numériques pour mieux gérer la pointe. Par ailleurs, les deux nouvelles options tarifaires dynamiques

(option de crédit hivernal et tarif Flex D) offrent des incitatifs financiers aux consommateurs résidentiels qui réduisent leur demande durant les heures de plus grande consommation entre le 1^{er} décembre et le 31 mars.

GRAPHIQUE 15 • DEMANDE HORAIRE MOYENNE D'ÉLECTRICITÉ, AINSI QUE POUR LES JOURNÉES DE PLUS FORTE ET PLUS FAIBLE CONSOMMATION EN 2018



Source : HQD, 2019.

L'HYDROGÈNE, UNE FILIÈRE ÉMERGENTE AU QUÉBEC

L'hydrogène est commercialement utilisé de nos jours pour deux grands usages : la production d'ammoniac (NH_3), un fertilisant important pour l'agriculture intensive, et la production de produits pétroliers. La principale source de cet hydrogène est le méthane (gaz naturel, CH_4). Du CO_2 est relâché dans l'atmosphère dans le processus d'extraction de l'hydrogène (H_2).

L'électrolyse de l'eau (H_2O) constitue une manière alternative de produire l'hydrogène. Si l'électricité utilisée pour ce procédé est sans émissions de GES, alors cet hydrogène est « vert ». Il coûte cependant plus cher aujourd'hui de produire de l'hydrogène par électrolyse qu'à l'aide du méthane (gaz naturel). La pression croissante qui pèse sur les émissions de GES et la demande croissante pour des énergies à plus faible teneur en carbone pourraient cependant rendre l'hydrogène par électrolyse de plus en plus attrayant.

Les usages potentiels de l'hydrogène « vert » sont multiples. Il pourrait être utilisé directement comme carburant pour des véhicules à hydrogène (véhicules de promenade ou camions). Ou encore, il pourrait entrer dans la production d'autres carburants : les produits pétroliers (en substitution à l'hydrogène issu du reformage du méthane), l'éthanol (comme entend le faire Enkern pour sa production de biocarburants

à Varennes), ou même l'ammoniac (qui peut être utilisé dans des moteurs conçus pour cela).

Cet hydrogène pourrait aussi être utilisé dans l'industrie de l'acier pour contribuer à décarboniser sa production ou comme source de chaleur dans des procédés industriels (en remplacement du gaz naturel). Enfin, en combinant l'hydrogène avec du CO_2 , on obtient du méthane (CH_4), qui serait alors du GNR dans la mesure où les sources d'hydrogène et de CO_2 étaient elles-mêmes renouvelables. Le CO_2

pourrait, par exemple, venir de la combustion de biomasse ou du traitement du biogaz issu de la matière organique (voir graphique 17).

Évidemment, ces perspectives sont assombries par d'importants obstacles économiques, car le niveau actuel des prix empêche le développement à grande échelle de ces filières.

TABLEAU 5 • SITES DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE AU QUÉBEC, 2019

	Technologie	MW (électrolyseur)	Capacité de production (kg/jour)
Sites de production d'hydrogène en exploitation			
Station Harnois (Québec)	Électrolyse	1	200
Suncor (Montréal)	Reformage du méthane		106 230
Sites de production d'hydrogène prévus			
Air Liquide (Bécancour)	Électrolyse	20	7 869
Enkern (Varennes)	Électrolyse	86	33 836

Source : Raymond, 2019 ; Hydrogenics, 2018 ; Global Syngas Technologies Council, 2019 ; Air Liquide, 2019 ; Enkern, 2019 (communication personnelle).

PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES



En 2018, les **biocombustibles** fabriqués au Québec comblaient environ 8 % des besoins énergétiques 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 (par ex., lisiers, résidus céréaliers, lactosérum, huiles végétales recyclées et gras animal) et urbaine (par ex., boues municipales, troisième voie de collecte,

sites d'enfouissement). Il existe divers procédés de valorisation énergétique de la biomasse, selon la source et l'usage recherché, dont la production d'électricité, de biocarburants et de gaz naturel renouvelable. Hydro-Québec a évalué le potentiel brut de la valorisation énergétique de la biomasse (forestière, agroalimentaire et urbaine) du Québec à 333 PJ par an. Cependant, seulement 140 PJ par an auraient été exploitées en 2011, soit 42 % du potentiel brut estimé.

TABLEAU 5 • PRODUCTION DE BIOCARBURANTS AU QUÉBEC, 2019

	Capacité de production (ML/an)	Lieu	Matière	Statut
Biodiesel TOTAL > 51				
Rothsay Biodiesel	45	Montréal	Graisses animales recyclées et huiles de cuisson usées	En exploitation
Innoltek	6	Saint-Jean-sur-Richelieu	Graisses animales, huiles de cuisson usées et autres types d'huiles	En exploitation. Capacité de production potentielle : 12 ML/an
Bioleum Énergie (anciennement Bio-Liq)	n. d.	Saint-Marc-des-Carières	Huiles végétales recyclées et huiles végétales brutes	Bio-Liq a déclaré faillite en 2019. Intention de relance en 2020 sous le nom de Bioleum Énergie. Capacité prévue : 15 ML/an.
Bioénergie La Tuque*	--	La Tuque	Résidus forestiers	À l'étude. Exploitation envisagée pour 2024. Capacité prévue : jusqu'à 200 ML/an
Éthanol TOTAL 175				
Greenfield Global	175	Varennnes	Maïs	En exploitation
Enerkem	--	Varennnes	Matières résiduelles non recyclables provenant des secteurs institutionnel, commercial et institutionnel et de la biomasse forestière	Début de la construction de l'installation commerciale à l'été 2019. Capacité prévue : jusqu'à 95 ML/an
Enerkem	--	Westbury	Déchets de bois et autres matières résiduelles (ex., plastiques)	Installation de démonstration et centre d'innovation pour développement de nouveaux produits (ex., biocarburant d'aviation)

Sources : Greenfield Global, 2019 ; Rothsay, 2019 ; Bioleum Énergie inc., Enerkem, Innoltek, Bioénergie La Tuque, 2019 (communications personnelles).

Note : *Vise également la production de carburant diesel renouvelable hydrotraité.

Au Québec, la **combustion de la biomasse solide** est la pratique la plus courante. Selon les dernières données (préliminaires) de TEQ, la consommation totale de biomasse forestière du secteur résidentiel en 2016 était d'environ 32 %, principalement sous forme de bois de chauffage. Les 68 % autres étaient consommés dans le secteur industriel – principalement les secteurs des pâtes et papiers et de la transformation du bois et des scieries.

Les **biocarburants** les plus répandus au Québec sont l'éthanol et le biodiesel. Ils peuvent servir de substituts, partiels ou complets, aux produits pétroliers raffinés tels que l'essence et le diesel. En 2018, la province comptait quatre usines de production commerciale de biocarburants et une installation de démonstration (voir tableau 6). Ces établissements produisaient globalement quelque 51 millions de litres (ML) de biodiesel et 175 ML d'éthanol par année. Un projet de production

¹⁰ Hydro-Québec, 2014, p.7.

de carburant diesel renouvelable est à l'étude à La Tuque et la construction d'une installation commerciale de production d'éthanol à Varennes, d'une capacité de 50 ML par an, devrait s'amorcer en 2019. Innoltek, un fabricant de biodiesel, a annoncé que toutes ses activités se dérouleraient à l'usine d'Evoileum à Saint-Jean-sur-Richelieu, à la suite de l'acquisition de cet établissement en décembre 2017. Les opérations d'Innoltek à son usine de Thetford Mines ont donc été déplacées vers la nouvelle localité en date du 26 octobre 2018. Conséquence de cette réorganisation : la capacité de production

totale des deux établissements est passée de 11 ML/an en 2017 à 6 ML/an en 2018.

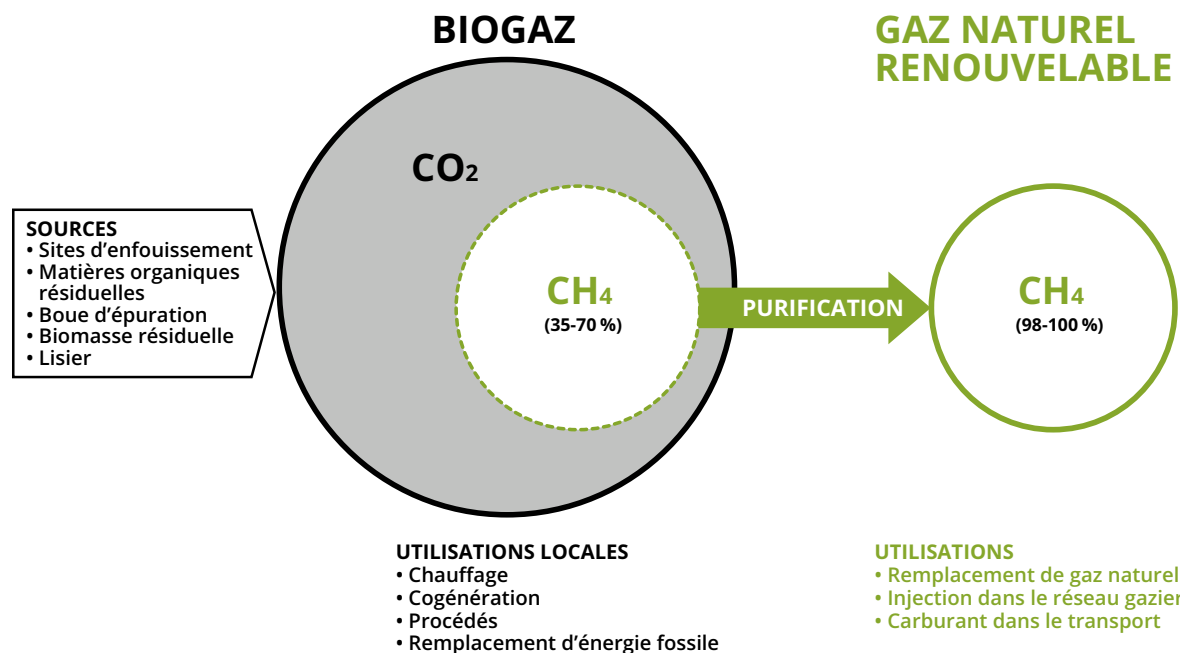
Dans son Plan d'action 2017-2020 de la Politique énergétique 2030, le gouvernement du Québec propose d'augmenter la production et la consommation de biocarburants dans la province en contribuant au financement de la construction d'au moins un projet d'usine de démonstration d'ici le 31 mars 2020. Le 2 octobre 2019, le gouvernement a publié un projet de règlement concernant le volume minimal de carburant renouvelable dans l'essence

et le carburant diesel. D'après ce projet, le contenu renouvelable minimal de biocarburant devrait être de 4 % dans le carburant diesel et de 15 % dans l'essence consommée au Québec à l'horizon 2025. Quant aux exigences en matière d'éthanol dans l'essence, la proportion de ce carburant devrait être réduite à 13,5 % en 2025 s'il contient au moins 10 % d'éthanol cellulosique.

Le **biogaz** est produit par la décomposition de matières organiques survenant en l'absence d'oxygène, comme dans les lieux d'enfouissement ou dans les digesteurs anaérobies agricoles, industriels ou municipaux. Le biogaz est principalement composé de méthane (CH_4 , environ 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone (CO_2). Lorsqu'il est purifié, il devient du **gaz naturel renouvelable** (GNR) de qualité comparable au gaz naturel du réseau gazier (voir graphique 17). Comme le CH_4 est un GES plus dommageable que le CO_2 , la captation du biogaz permet de réduire les émissions de GES et d'offrir une source d'énergie locale et renouvelable. En mars 2019, le gouvernement a adopté un règlement concernant la quantité de GNR devant être livrée par un distributeur. Cette proportion a été établie à 5 % de la quantité totale de gaz naturel qu'il distribue à partir de 2025.

À l'heure actuelle, il n'existe aucun recensement officiel de l'ensemble des projets de valorisation du biogaz et de la production de GNR au Québec. Statistique Canada rapporte une production de GNR au Québec depuis 2015, sans spécifier les sources. Le tableau 7 présente une synthèse des projets réalisés ou à venir au Québec. Ce bilan, dont les données proviennent de diverses sources d'information, n'est

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



Source : Graphique réalisé par les auteurs.

pas exhaustif et n'a été validé par aucun organisme gouvernemental.

Au Québec, le biogaz est principalement récupéré sur les lieux d'enfouissement et les centres d'épuration des eaux usées. À plus petite échelle, il est valorisé dans de nombreuses petites fromageries. À son état brut, il est utilisé pour générer de la chaleur, ou encore de la chaleur et de l'électricité conjointement (cogénération). En 2019, les projets mis en œuvre ont permis de valoriser environ 222 Mm³ de biogaz au Québec. Grâce à un projet de valorisation de la biomasse agricole à Saint-Pie, prévu pour 2020, et un autre mené par le centre de biométhanisation de la Ville de Laval, planifié pour 2022, quelque 8 Mm³ de biogaz de plus devraient être produits.

Dans certaines installations, le biogaz est purifié pour produire du GNR, qui peut remplacer le gaz naturel de source non renouvelable et être utilisé au même titre. En 2019, on compte trois usines produisant du GNR pour le remplacement de gaz naturel, dont la production s'élevait à près de 120 Mm³ de GNR. Près de 85 % de ce GNR produit localement est exporté aux États-Unis, où il est possible de vendre ses attributs environnementaux à meilleur prix. Neuf autres projets totalisant 75 Mm³ sont également prévus dans les années à venir (voir tableau 7). La consommation de gaz naturel s'élevant à plus de 6 400 Mm³ en 2018, la production de GNR ne comble encore qu'environ 3 % des besoins de la province en gaz naturel.

Dans le cadre d'une étude réalisée pour Énergir, le potentiel technico-économique (PTÉ) de GNR a été évalué. Ce potentiel correspond à la part du

potentiel technique dont les coûts d'exploitation et de production de GNR sont inférieurs à un certain niveau de prix, sans prendre en compte les barrières en matière d'adoption et de marché. Cette part a été estimée à 12 % du volume du gaz naturel distribué par Énergir en 2018 et à 66 % en 2030¹¹, à un prix moyen de rachat de 15 \$/GJ – soit un prix concurrentiel avec l'électricité au Québec. Le prix du gaz naturel (fourniture + SPEDE) était de 7,18 \$/GJ en date du 1^{er} novembre 2019^{12,13}. (Voir aussi le graphique 45, qui compare les prix par GJ du gaz naturel, de l'électricité et de l'essence.)

En 2018, 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 du 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. L'atteinte de ces résultats dépendra de plusieurs facteurs, notamment des prix de production et de rachat du GNR, des avancées technologiques, de la concurrence relative à l'usage et à la valorisation des approvisionnements de GNR, du niveau d'intervention des gouvernements et du prix du carbone et des autres énergies.

Des promoteurs envisagent aussi la production de gaz naturel renouvelable, d'alcools ou d'hydrocarbures à partir de **gaz de synthèse**, formés par la gazéification de matières carbonées solides comme la biomasse forestière résiduelle. Ce gaz de

synthèse est principalement constitué de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂). En 2015, le gouvernement a accordé une aide financière de 3 M\$ à Pyrobiom Énergies pour son projet de valorisation de la biomasse ligneuse résiduelle à La Tuque. Le but de cette initiative est de produire 9 millions de litres d'huile pyrolytique (substitut au mazout lourd consommé en milieu industriel) et 3 000 tonnes de biocharbon. Le projet de démonstration a pris fin en 2018 et l'usine est en exploitation. Les gouvernements du Québec et du Canada ont également contribué à l'implantation de l'usine de production d'huile pyrolytique Bioénergie AE Côte-Nord de Port-Cartier.

¹¹ WSP, 2018.

¹² Les prix de fourniture n'incluent pas les coûts de transport, de distribution et du SPEDE. À noter que les prix varient également en fonction du type, des profils de charges et de la consommation totale des clients.

¹³ Énergir, 2019.

TABLEAU 7 • BILAN DES PROJETS DE VALORISATION DE BIOGAZ, DE PRODUCTION DE GNR ET DE GAZ DE SYNTHÈSE AU QUÉBEC, 2019

Projets	Millions m³/an		Nombre de projets		Matières	Principales utilisations
	En exploitation	À venir	En exploitation	À venir		
BIOGAZ* (total min.)	221,8	8,0	23	2		
Municipal	6,9	8,0	6	2	SE, BM	Cogénération (production d'électricité et de chauffage) ; séchage de boue municipale ou de bois ; chauffage de bâtiments ; chauffage utilisé dans des procédés
Industrie - site d'enfouissement	214,9	0	10	0	SE, MO ICI, MO, R-ICI	
Industrie – agricole**	0	n. d.	0	n. d.	Lisier	
Industrie – agroalimentaire	0,000 05	n. d.	7+	n.d.	MO, RU	
GAZ NATUREL RENOUVELABLE* (total min.)	119,8	74,9	3	9		
Municipal	16,8	25,0	1	6	MO, R-ICI, BM	Remplacement du gaz naturel (vendu et injecté dans le réseau gazier) ; production de GNR liquéfié pour véhicules
Industrie – agricole**	0	2,1	0	1	Lisier et MO ICI	
Industrie – site d'enfouissement	103 (exportés aux É.-U.)	47,8	2	1	SE	
GAZ DE SYNTHÈSE*** (total min.)	–	n. d.		2		
Industrie – forestière et autre	–	n. d.		2	Résidus forestiers, matières synthétiques résiduelles (plastique non recyclable)	Cogénération ; production de combustibles

Sources : Voir Whitmore et Pineau, 2017 ; Énergir, 2019 (communication personnelle).

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

Légende : BM = boues municipales, MO = matières organiques, R = résidentielles, ICI = institutionnelles, commerciales et industrielles, SE = sites d'enfouissement, RU = résiduelles de l'usine, GN = gaz naturel, GNR = gaz naturel renouvelable, n.d. = non disponible.

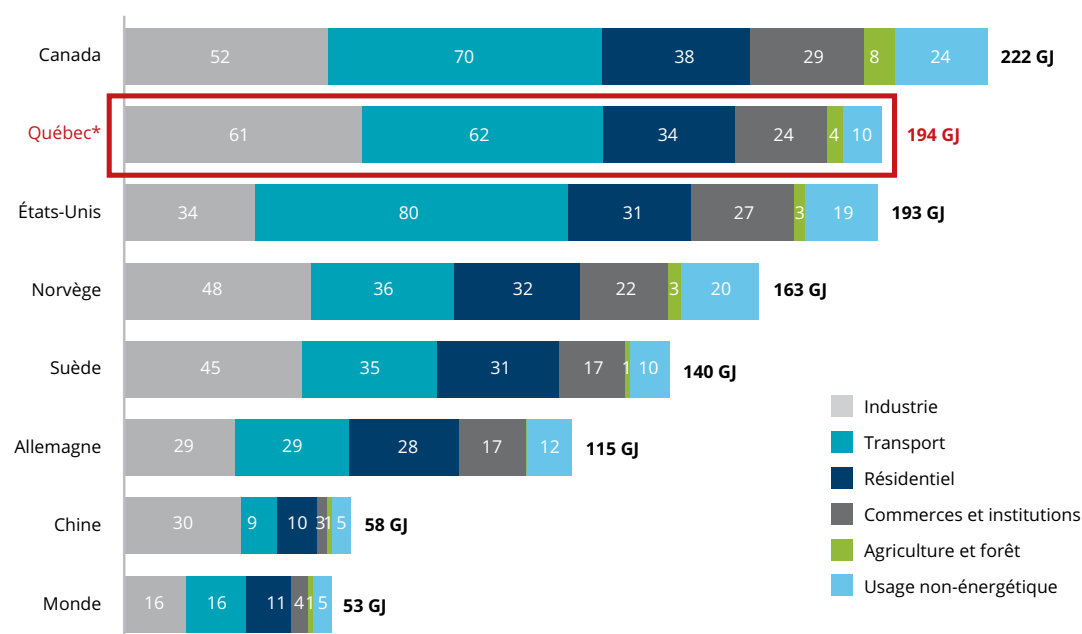
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE

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. Cette énergie vise à répondre à leur demande de services énergétiques comme l'éclairage, le chauffage, la climatisation, la motorisation ou le transport.

En 2017, la consommation totale d'énergie au Québec, tous secteurs confondus, était de 1 749 PJ. Exprimé par habitant, ce niveau de consommation est très élevé à l'échelle mondiale, comme le montre le graphique 18. Cette grande consommation s'explique en partie par la consommation industrielle liée à l'hydroélectricité, qui a attiré ici des industries énergivores, mais aussi par une consommation énergétique dans les transports et les bâtiments (résidentiels et commerciaux) supérieure à celle de pays européens dont le niveau de vie est comparable ou supérieur.

Toujours en 2017, près de 56 % de l'énergie consommée au Québec provenait des hydrocarbures (pétrole, gaz naturel, charbon, liquide de gaz naturel) et 44 % de celle-ci était d'origine renouvelable (voir graphique 19a). D'après les données recueillies cette année-là, quelque 33 % de la consommation totale d'énergie au Québec est attribuable au secteur industriel, suivi du transport (30 %), tandis que le secteur des bâtiments – résidentiel, commercial et institutionnel – représente près du tiers de cette consommation (voir graphique 19 b). Quant au secteur de l'agriculture, sa part de la consommation totale s'élève à 2 %. Les usages non énergétiques, tels que la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et d'engrais chimique, représentent 5 % de

GRAPHIQUE 18 • COMPARAISON DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE PAR HABITANT DU QUÉBEC AVEC CELLE D'AUTRES PAYS, 2017

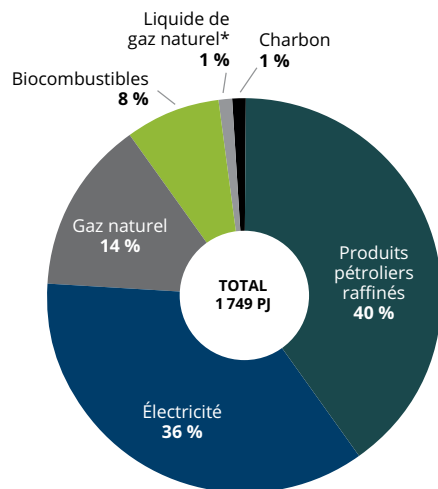


Sources : AIE, 2019 ; sauf * pour le Québec, Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0029-01).

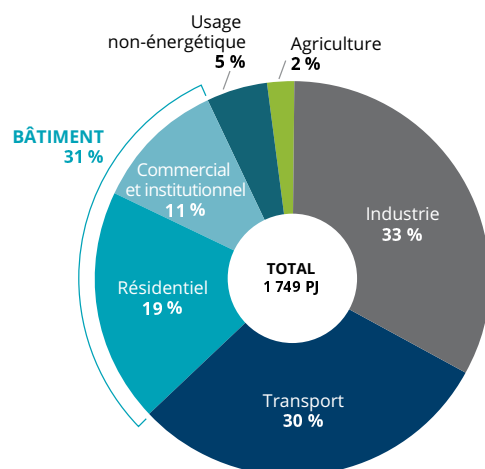
Note : Le graphique illustre la consommation énergétique de certains pays du monde. Seuls quatre petits pays ont une consommation par habitant supérieure à celle du Canada : Trinité-et-Tobago, le Qatar, l'Islande et le Luxembourg.

GRAPHIQUE 19 • CONSOMMATION TOTALE PAR FORME D'ÉNERGIE ET PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2017

A) Consommation par forme d'énergie

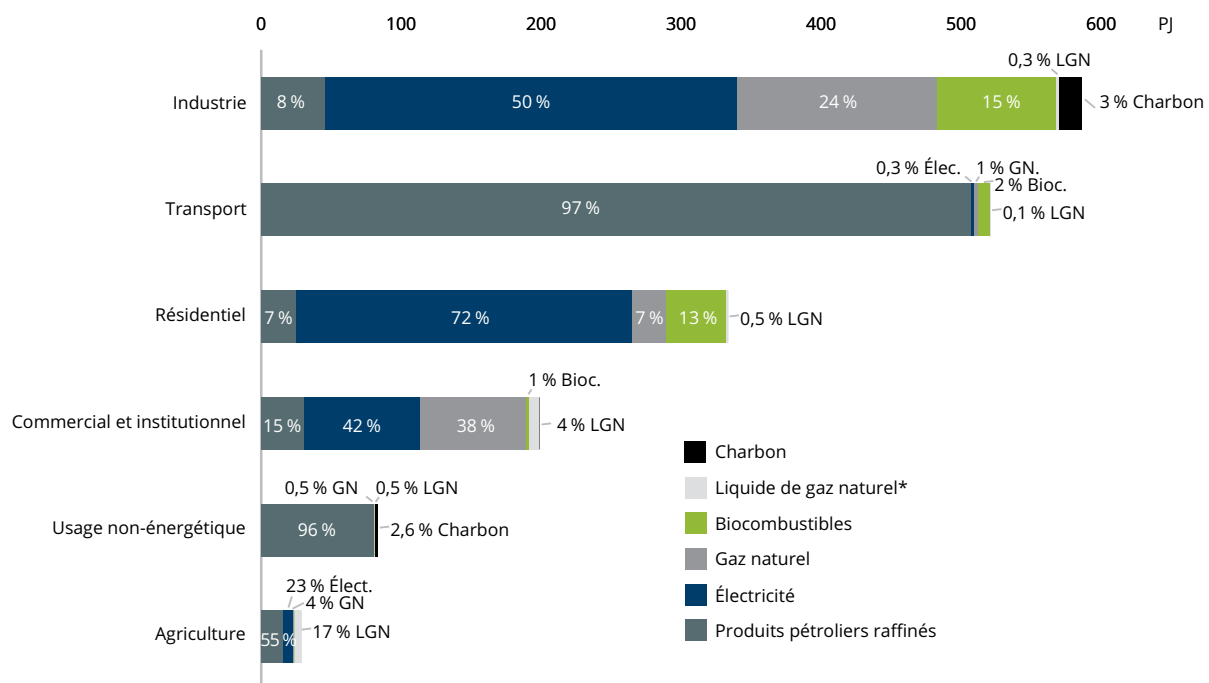


B) Consommation par secteur d'activité



Sources : Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0029-01); TEQ, 2018.

GRAPHIQUE 20 • CONSOMMATION DE DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2017



Sources : Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0029-01); TEQ, 2018.
Note : La catégorie « liquide de gaz naturel » inclut le propane et le butane.

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 (72 %) et industriel (50 %) (voir graphique 20). Le gaz naturel est surtout utilisé pour des usages industriels (24 %) et pour le chauffage dans les secteurs commercial et institutionnel (38 %).

SECTEUR DES TRANSPORTS



En 2017, le tiers de la consommation totale d'énergie au Québec, soit environ 534 PJ, était imputable au secteur des transports, selon l'Office de l'efficacité énergétique.

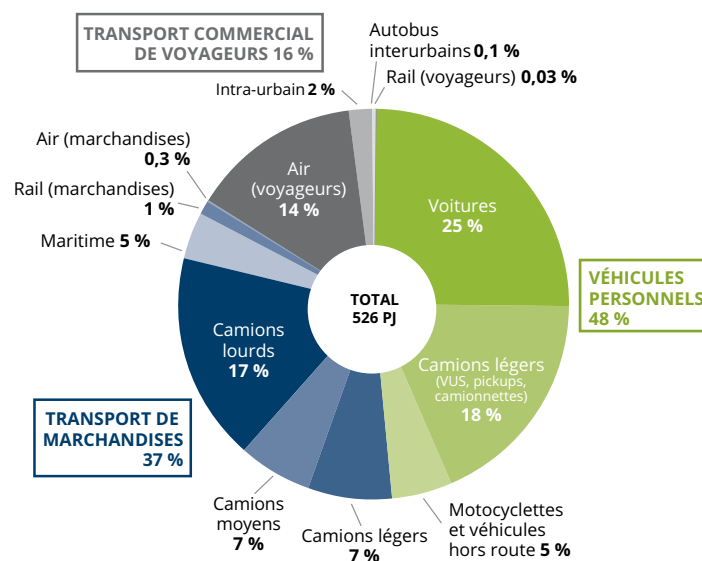
Globalement, le transport commercial de marchandises et de voyageurs (transport aérien, ferroviaire, local et interurbain) monopolise un peu plus d'énergie que l'ensemble des véhicules personnels, soit 52 % contre 48 % (graphique 21). De 1990 à 2017, la consommation d'énergie totale du secteur a augmenté de +34 %. Le transport de marchandises a connu une forte croissance par rapport à celle des véhicules personnels, soit une hausse de 44 % comparativement à 14 % pour l'ensemble des véhicules personnels durant la même période (voir graphique 22). La diminution de la consommation des voitures (-25 %) a été remplacée par une augmentation importante de la consommation de camions légers (+161 %) en raison de la progression des ventes de ces modèles (voir encadré). Le transport aérien de voyageurs a également connu une hausse importante de sa consommation d'énergie depuis 1990, soit de 106 %. En fait, tous les modes de transport commercial, à l'exception du transport interurbain de voyageurs par autobus et par rail, consommaient plus d'énergie en 2017 qu'en 1990.

Tous les types de transport utilisent presque exclusivement des combustibles fossiles, les biocarburants et l'électricité occupant une place marginale à cet égard (voir graphique 23). L'ensemble du secteur du transport compte pour environ 70 % de la consommation totale des

produits pétroliers utilisés à des fins énergétiques au Québec. Le transport de marchandises par camions lourds et celui de voyageurs par avion représentent près de 60 % de l'énergie totale utilisée dans le secteur du transport commercial (281 PJ). Le transport de marchandises et de voyageurs par camions légers sont les modes de transport dont la consommation est en plus forte croissance depuis 1990, soit de 157 % et 161 %, respectivement.

En 2018, la Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ) dénombrait 6,61 millions de véhicules en circulation au Québec, dont 5,0 millions de véhicules de promenade (voitures, camions légers incluant les véhicules utilitaires sport [VUS], motocyclettes et habitations motorisées)¹⁴. De 1990 à 2017, le parc de véhicules personnels au Québec a augmenté de 65 %, soit une hausse près de trois fois plus importante que la croissance démographique de la province (+19 %). Les catégories de véhicules qui ont connu la plus forte progression durant cette période sont les camions légers pour passagers (+282 %) et les camions légers destinés au transport de marchandises (+273 %) (voir tableau 8).

GRAPHIQUE 21 • UTILISATION DE L'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS PAR TYPE DE VÉHICULE POUR LE TRANSPORT PERSONNEL ET COMMERCIAL, 2017

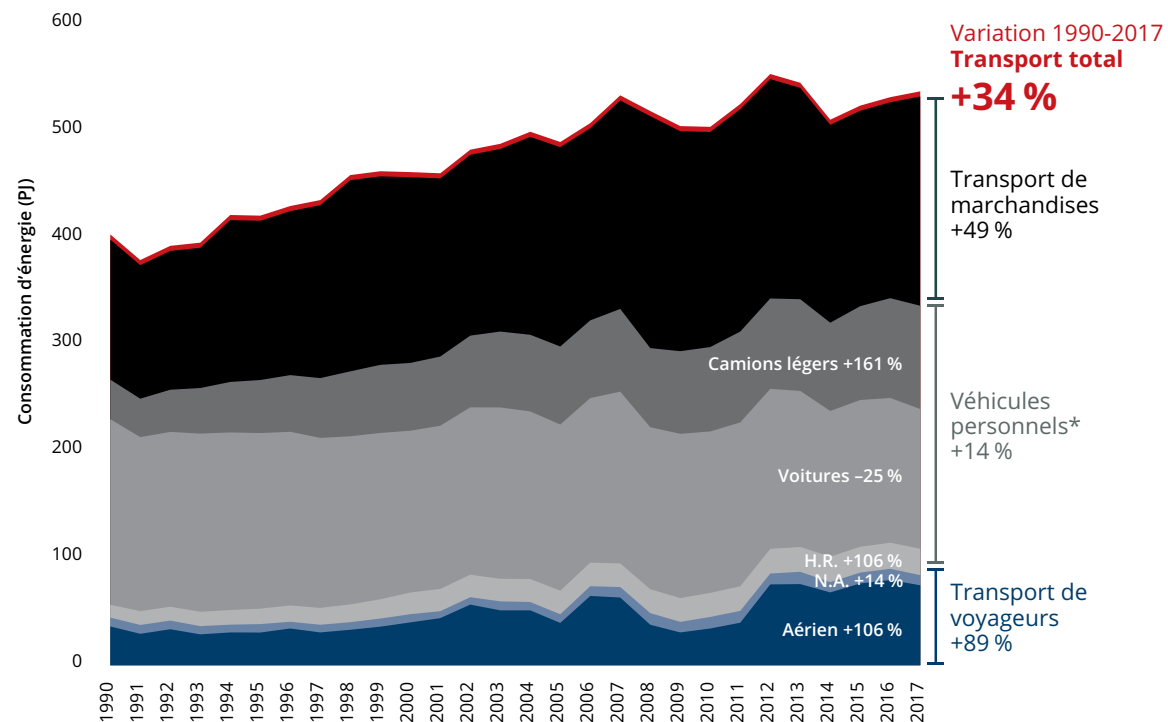


Source : OÉÉ, 2019.

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).

¹⁴ SAAQ, 2019, p. 162.

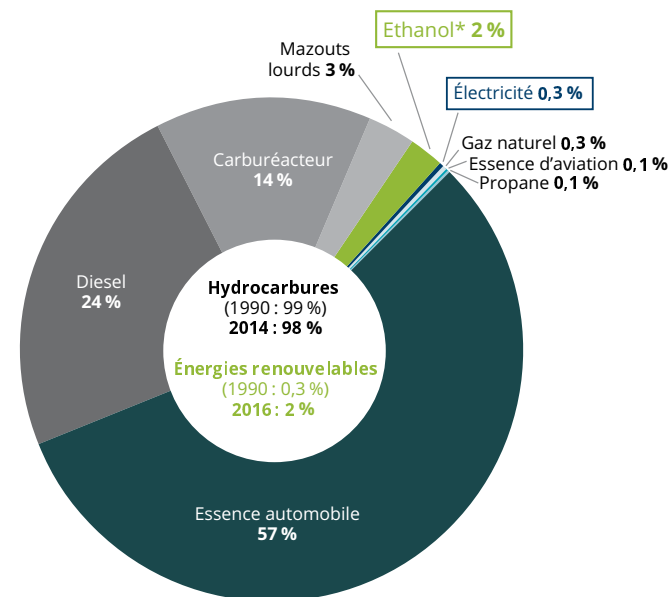
GRAPHIQUE 22 • ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR MODE DE TRANSPORT AU QUÉBEC, 1990 À 2017



Source : OEE, 2019.

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

GRAPHIQUE 23 • TYPES DE CARBURANTS UTILISÉS POUR LE TRANSPORT AU QUÉBEC, 2017



Source : OEE, 2019.

Note : *Les données sur l'éthanol datent de 2014, car aucune donnée n'était disponible pour les années 2015, 2016 et 2017.

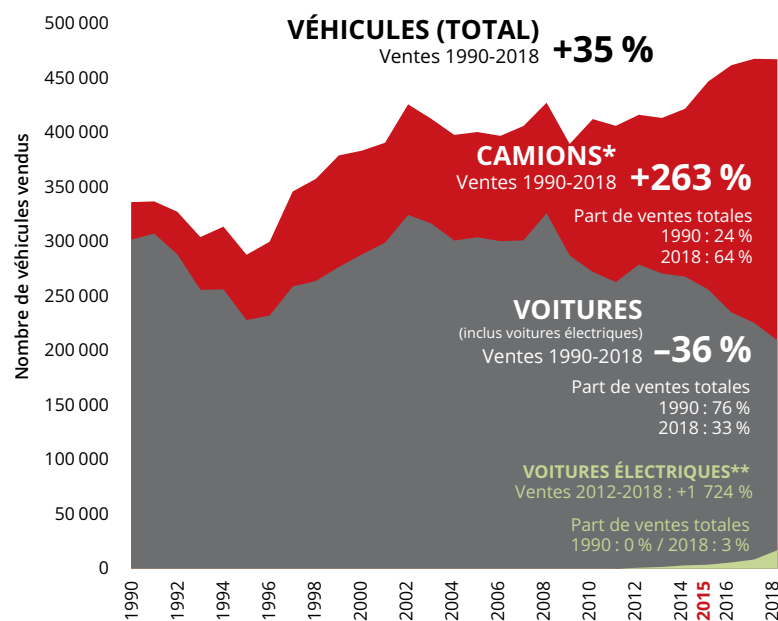
LES QUÉBÉCOIS BATTENT UN RECORD DE VENTE DE VUS POUR LA SIXIÈME ANNÉE CONSÉCUTIVE

Depuis 2012, les ventes de camions – une catégorie qui comprend les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport (VUS) et les camionnettes – ont augmenté chaque année. De 182 465 unités en 2012, elles ont grimpé à 294 491 unités en 2018 (+61 %). Les Québécois n'ont pas manqué d'argent pour se procurer ces véhicules, puisque les sommes qu'ils ont consacrées à ces achats ont augmenté de 94 % (de 6,7 G\$ à 13,0 G\$). Les voitures sont pour leur part moins populaires : -31 % d'unités vendues de 2012 à 2018 (mais la baisse des sommes dépensées n'a été que de 19 %, pour un total de seulement 4,9 G\$ en 2018). (Voir le graphique 24 qui illustre ces tendances contraires aux objectifs de la politique énergétique et à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES.)

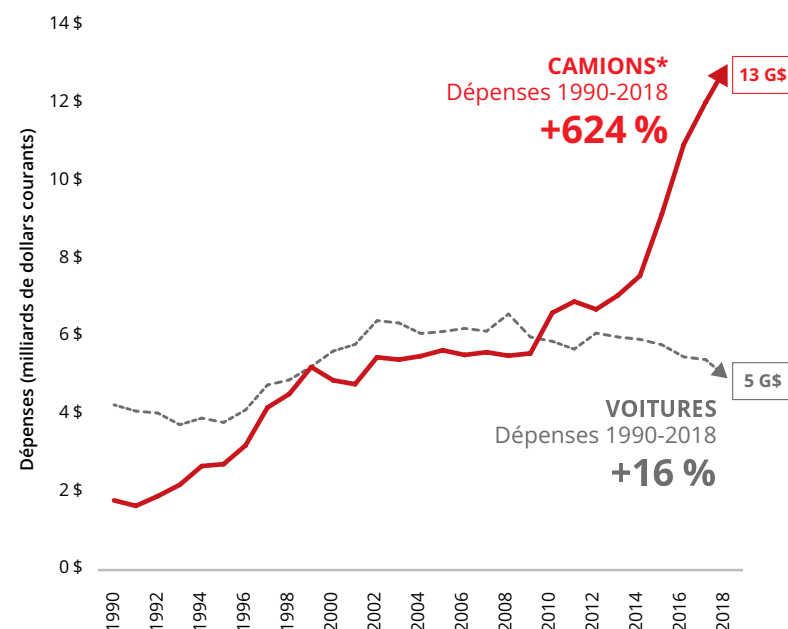
Depuis 2015, les ventes de camions légers dépassent systématiquement celles des voitures au Québec, et l'écart se creuse d'année en année. Cette tendance s'observe autant quant au nombre d'unités vendues qu'en ce qui concerne les montants dépensés. Les sommes payées en 2018 pour tous ces camions (13 G\$) correspondent ainsi à plus du double de celles consacrées aux voitures (4,9 G\$) (voir graphique 24b). Globalement au Québec, le nombre d'unités vendues a cependant décru de 1 % en 2018 par rapport à 2017, comparativement à une hausse de +0,8 % en 2017 et de 3 % en 2016. Les montants dépensés ont cependant augmenté de 3 % en 2018, un rythme de croissance inférieur à l'année précédente (6 %).

GRAPHIQUE 24 • ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET DE VOITURES VENDUS ET DES DÉPENSES LIÉES AUX VENTES DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2018

A) Ventes de véhicules (unités vendues)



B) Dépenses liées aux ventes de véhicules



Source : Statistique Canada, 2019 (tableau 20-10-0001-01); **Fleetcarma, 2018.

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

LE SAVIEZ-VOUS ?

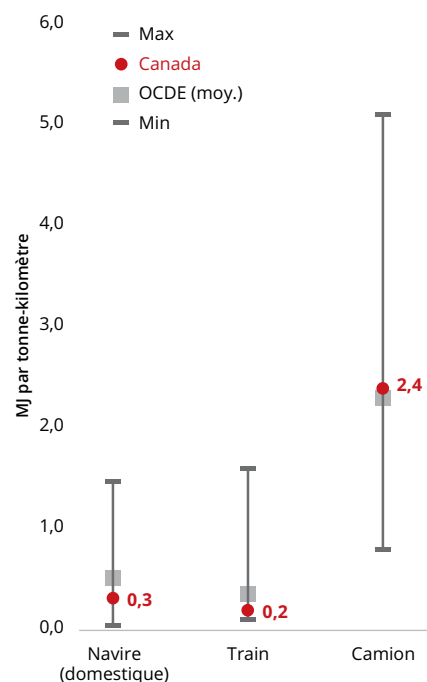
MODES DE TRANSPORT : DES IMPACTS ÉNERGÉTIQUES MAJEURS QUI REQUIÈRENT DAVANTAGE DE TRANSPORT FERROVIAIRE

Si l'attention des consommateurs semble rivée sur leur véhicule personnel et le transport routier, le transport par train se révèle être de loin le plus efficace sur le plan énergétique. Cette efficacité se mesure par la quantité d'énergie nécessaire pour transporter un passager ou une tonne de marchandise sur un kilomètre. Au Canada, le transport de marchandises par train est ainsi 12 fois plus efficace que le transport par camion (0,2 MJ/tonne-kilomètre en train contre 2,4 en camion). Transporter une tonne de marchandises par train plutôt que par camion, avec les technologies actuelles, représente ainsi une réduction de la consommation d'énergie de 92 %. Le train est même plus efficace que le transport par navire, autant au Canada qu'en moyenne pour les pays de l'OCDE (voir graphique 25a).

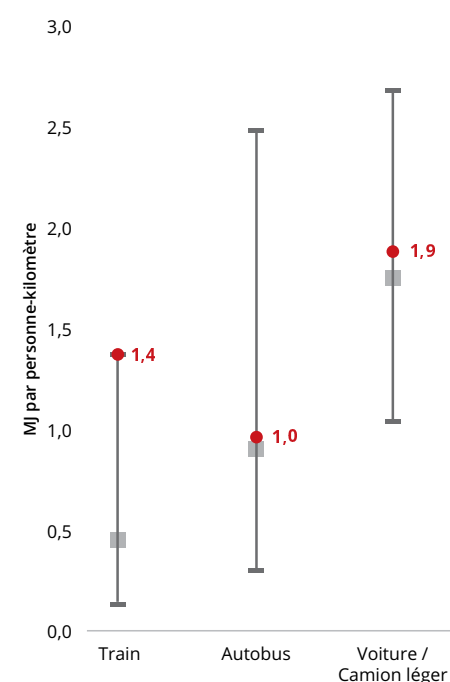
Pour ce qui est du transport des personnes, le train est aussi plus efficace que le transport par voiture ou camion léger. Au Canada, il faut 1,37 MJ pour transporter une personne sur un kilomètre par train, mais 1,88 MJ dans un véhicule personnel (voir graphique 25b). Cet écart de 27 % de la consommation d'énergie entre le train

GRAPHIQUE 25 • INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DES PRINCIPAUX MODES DE TRANSPORT DE MARCHANDISES ET DE PERSONNES AU CANADA, 2016

A) Transport de marchandises



B) Transport de personnes



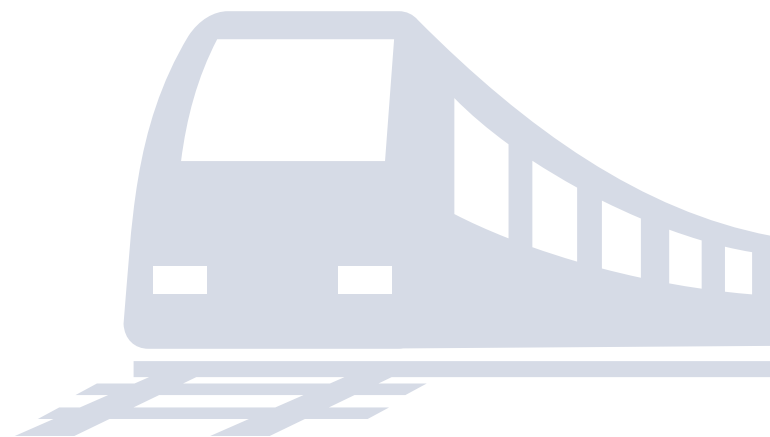
Source: AIE (2018)

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

et l'auto s'observe alors que le Canada est le pays de l'OCDE affichant la pire intensité énergétique pour le transport ferroviaire des personnes. Si les trains canadiens avaient l'intensité moyenne des pays de l'OCDE pour le transport des personnes, seulement 0,45 MJ par personne-kilomètre serait consommé. Cela correspond à une réduction de 76 % de la consommation par rapport au transport en voiture.

D'un point de vue technique, il est donc possible de réduire la consommation d'énergie de plus de 75 % grâce aux technologies actuelles. Encore faut-il qu'une stratégie ferroviaire voie le jour pour réaliser cette « transition modale ». Des signaux positifs ont été envoyés en décembre 2019, avec le premier Sommet sur le transport ferroviaire organisé par le ministère des Transports du Québec, en écho au Forum municipal sur le transport ferroviaire organisé un an plus tôt par l'Union des municipalités du Québec. Le ministre des Transports du Québec, François Bonnardel, a d'ailleurs confirmé la volonté du gouvernement de soutenir le développement du transport ferroviaire de personnes et de marchandises.

Transporter une tonne de marchandises par train plutôt que par camion, avec les technologies actuelles, représente une réduction de la consommation d'énergie de 92 %.

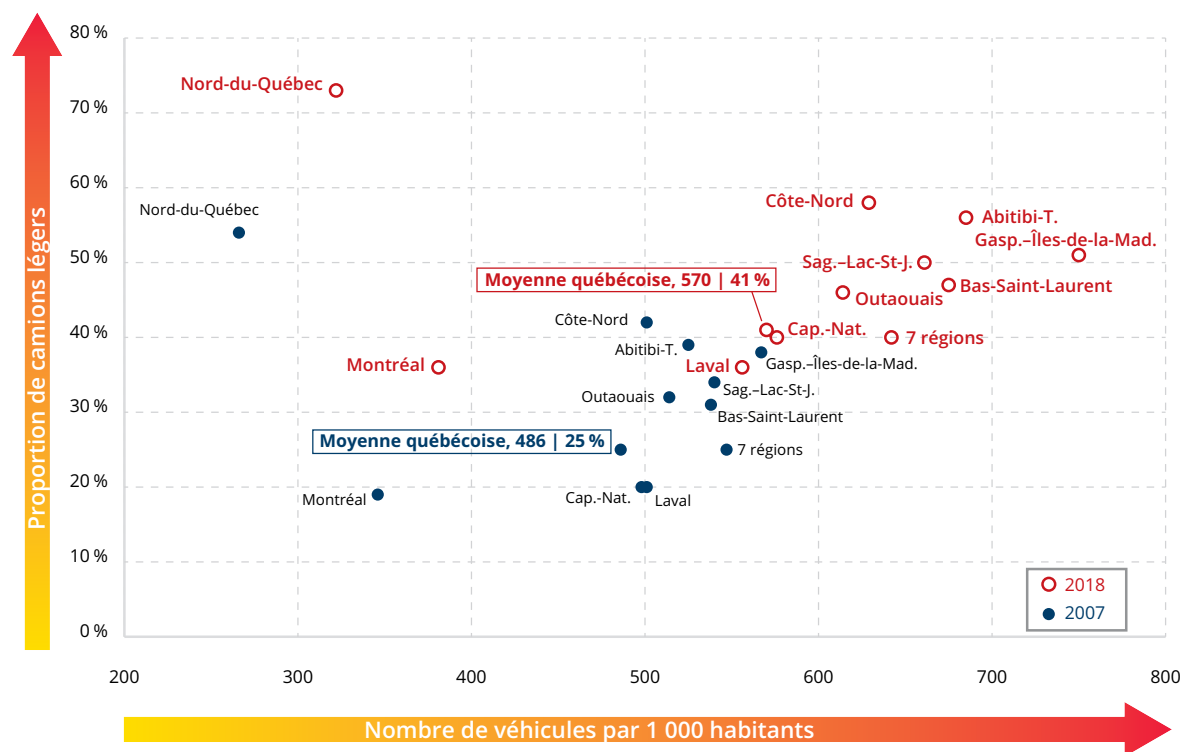


Les ventes accrues de camions contribuent à la hausse du nombre de véhicules par habitant : de 2003 à 2018, le taux de motorisation est ainsi passé de 486 à 570 véhicules pour 1 000 Québécois. Durant cette période de 15 ans, la croissance démographique a été de 12 %, alors que le nombre de véhicules de promenade (automobiles et camions légers, selon la classification de la SAAQ) augmentait de plus du double, soit de 31 %. Dans le parc automobile québécois, on comptait 25 % de camions légers en 2003 contre 41 % en 2018.

Cette tendance s'observe dans toutes les régions du Québec (voir graphique 26) : le nombre de véhicules par habitant et la proportion de camions légers sont partout en croissance. Cette tendance ne peut s'expliquer par la géographie du Québec ou la densité de la population : ces deux variables n'ont pas changé de 2003 à 2018. Ce sont les préférences des Québécois et leur capacité à se procurer un camion léger qui ont changé. Un plus grand nombre de Québécois veulent acquérir un véhicule personnel et leur choix se porte vers les camions légers dans une plus grande proportion qu'avant.

D'une région à l'autre, la situation diffère cependant quant aux niveaux de motorisation et de popularité des camions légers. En 2018, c'est à Montréal (et dans la région du Nord-du-Québec) qu'on trouvait le moins de véhicules par habitant : 381 par 1 000 habitants (et 322 dans le Nord-du-Québec). C'est en Gaspésie qu'on en compte le plus : 750 par 1 000 habitants. C'est à Montréal et à Laval que l'on constate la plus faible proportion de camions légers (36 %), alors que cette proportion dépasse les 50 % en Gaspésie, en Abitibi-Témiscamingue, sur la Côte-Nord et dans

GRAPHIQUE 26 • POURCENTAGE DE CAMIONS LÉGERS ET TAUX DE MOTORISATION PAR RÉGION ADMINISTRATIVE AU QUÉBEC, 2003 ET 2018



Sources : SAAQ, 2013, 2018.

Note. *Pour faciliter la lecture du graphique, les sept régions suivantes ont été regroupées en raison de la similarité de leurs données : Chaudière-Appalaches, Mauricie, Centre-du-Québec, Estrie, Montérégie, Lanaudière et Laurentides.

le Nord-du-Québec. Notons qu'en 2003, toutes les régions de la province (à part le Nord-du-Québec), comptaient moins de 50 % de camions légers dans leur parc de véhicules de promenade. Il faut aussi mentionner que les véhicules de promenade

excluent les véhicules commerciaux. Ainsi, aucun camion léger présenté dans ces statistiques n'est pas utilisé à des fins commerciales (ex., agriculture, construction, plomberie, etc.).

Comme l'indique le tableau 8, les Québécois optent aussi davantage pour les véhicules individuels. Si la consommation moyenne d'essence a baissé de 1990 à 2017 pour tous les types de véhicules, celle des voitures a diminué de 18 % par 100 km, contre seulement 13 % pour les camions légers. En 2017, les voitures consommaient en moyenne 20 % moins

de carburant que les camions légers pour parcourir 100 km (8,4 l contre 10,6 l); mais elles sont pourtant de moins en moins populaires. De 1990 à 2017, le nombre de camions légers utilisés pour le transport personnel sur les routes québécoises, de même que leurs ventes, ont en effet augmenté respectivement de 282 % et 255 %. Cependant, au cours de la même

période, le nombre de voitures ne s'est accru que de 28 %, et leurs ventes ont diminué de 27 %. Certes, la distance moyenne parcourue par les véhicules personnels a diminué (-25 %) de 1990 à 2017, mais celle-ci s'est amplifiée pour ce qui est des camions de marchandises (+24 %), particulièrement pour les camions lourds (+55 %).

TABEAU 8 • ÉVOLUTION DU PARC DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2017

	Nombre de véhicules en milliers (2017)	Évolution 1990-2017	Ventes de véhicules en milliers (2017)	Évolution 1990-2017	Distance moyenne parcourue, km (2017)	Évolution 1990-2017	Consommation moyenne de carburant, litres/100 km (2017)	Évolution 1990-2017	Nombre de véhicules par mille habitants (2017)	Évolution 1990-2017
Personnel	5 420	65 %	381	23 %	13 275	-25 %	9,5	-15 %	645	39 %
Voitures	3 578	28 %	185	-27 %	12 433	-28 %	8,4	-18 %	431	8 %
Camions légers	1 842	282 %	196	255 %	14 118	-22 %	10,6	-13 %	222	222 %
Marchandises	823	172 %	77	184 %	43 753	-26 %	20,3	-26 %	95	129 %
Camions légers	513	273 %	55	246 %	19 772	-21 %	10,7	-13 %	62	214 %
Camions moyens	224	121 %	17	115 %	20 457	-8 %	20,6	-25 %	27	86 %
Camions lourds	86	36 %	5	55 %	93 507	59 %	29,4	-31 %	10	15 %

Source : OEE, 2019.



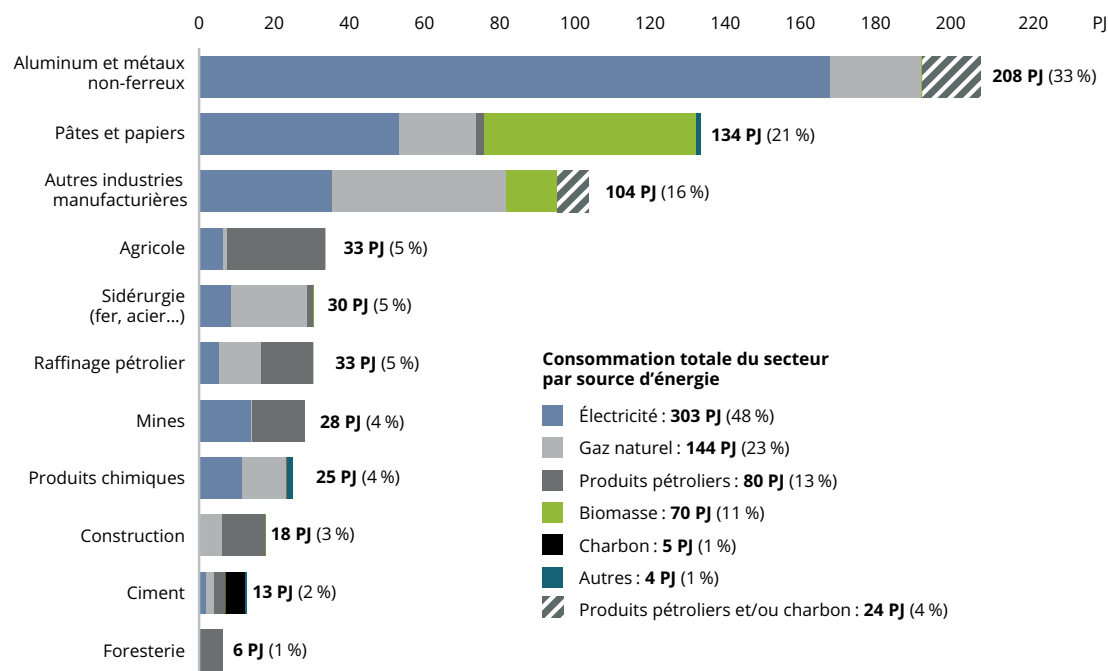
SECTEUR INDUSTRIEL



En 2017, le secteur industriel (incluant l'industrie agricole) était le plus grand consommateur d'énergie au Québec, avec 612 PJ. Ce secteur compte pour environ 35 % de la consommation énergétique totale et environ 25 % des émissions de GES liées à la consommation d'énergie de la province. Lorsqu'on prend en considération les émissions de GES non énergétiques, les émissions du secteur sont estimées à environ 46 % du bilan québécois (voir graphique 39). Les industries manufacturières, de l'aluminium et des pâtes et papiers représentent 71 % de la consommation d'énergie totale du secteur. Près de 48 % de l'énergie consommée par l'ensemble des industries provient de l'électricité, suivie du gaz naturel (23 %), des produits pétroliers ou du charbon (17 %) et de la biomasse (11 %) (voir graphique 27).

En matière de consommation moyenne par habitant du secteur industriel, le Québec se situe derrière le Canada, les États-Unis et l'Allemagne. Ces deux derniers pays utilisent deux fois moins d'énergie par habitant qu'au Québec (voir graphique 18). Cela s'explique en partie par le type d'industries qui sont venues s'établir ici : l'hydroélectricité à bon marché a attiré des industries énergivores et à faible valeur ajoutée. 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 (1,8) sont perdues sans être valorisées dans l'économie (voir graphique 29).

GRAPHIQUE 27 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'ACTIVITÉ DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL AU QUÉBEC, 2017



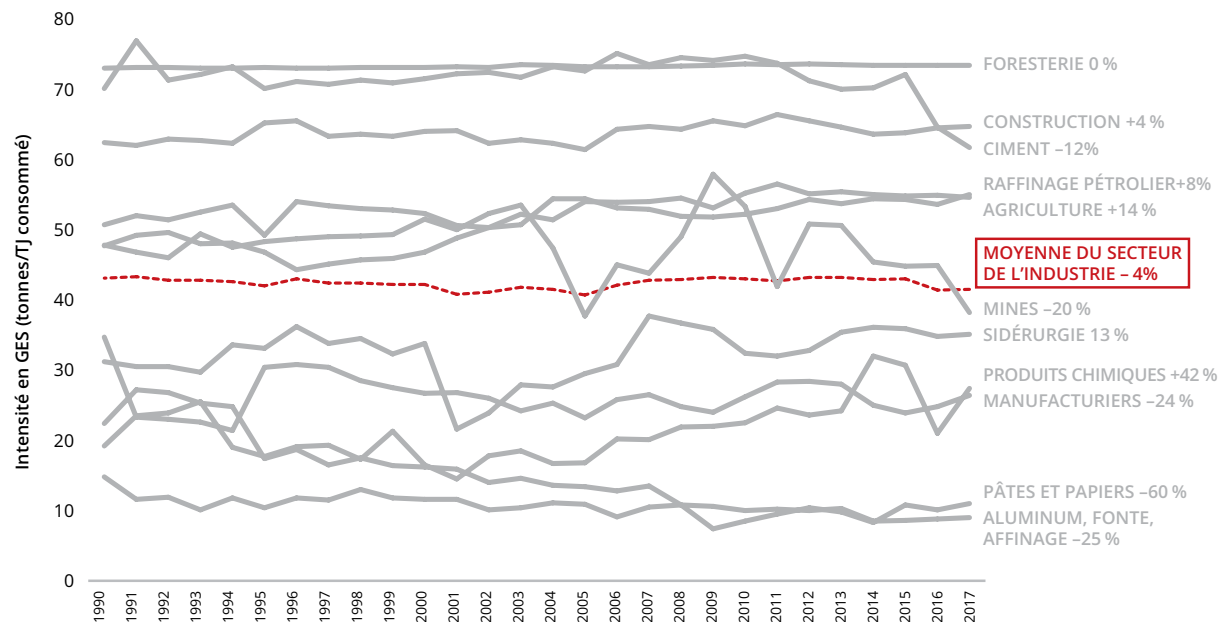
Sources : OÉÉ, 2019 ; estimations des auteurs.

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. La base de données de l'OÉÉ ne divulgue pas les données de certains secteurs d'activité industriels par source d'énergie, cela pour des raisons de confidentialité. Toutefois, les données pour la consommation totale par secteur d'activité sont disponibles. Pour certaines données non divulguées, les auteurs ont fait des inférences à partir de données antérieures, mais celles-ci se sont avérées insuffisantes dans certains cas. La catégorie « sources non définies » correspond à la somme des sources d'énergie consommées n'ayant pu être définies dans un secteur d'activité.

De 1990 à 2017, 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 20 %, principalement en raison de la chute (–73 %) 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 réduction de leurs émissions de seulement 2 % par rapport à 1990.

L'intensité en émissions de GES industrielles par unité d'énergie consommée est demeurée plutôt stable depuis 1990 (–4 %), ce qui laisse croire que le secteur industriel en général a peu décarbonisé ses sources d'approvisionnement (voir graphique 28). Certains secteurs ont connu des baisses importantes d'intensité (pâte et papiers, –60 % ; fonte et affinage, –25 % ; manufacturier, –24 %) alors que d'autres ont vu l'intensité de leur GES augmenter. C'est le cas pour la fabrication de produits chimiques (+42 %), l'agriculture (+14 %), la sidérurgie (+13 %) et le raffinage pétrolier (+8 %), par exemple. Les grands consommateurs font des choix de combustibles en fonction des coûts et des plafonds d'émissions. En analysant les fluctuations observées, on s'aperçoit que les conversions vers des sources d'énergie

GRAPHIQUE 28 • ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES LIÉE À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 À 2017



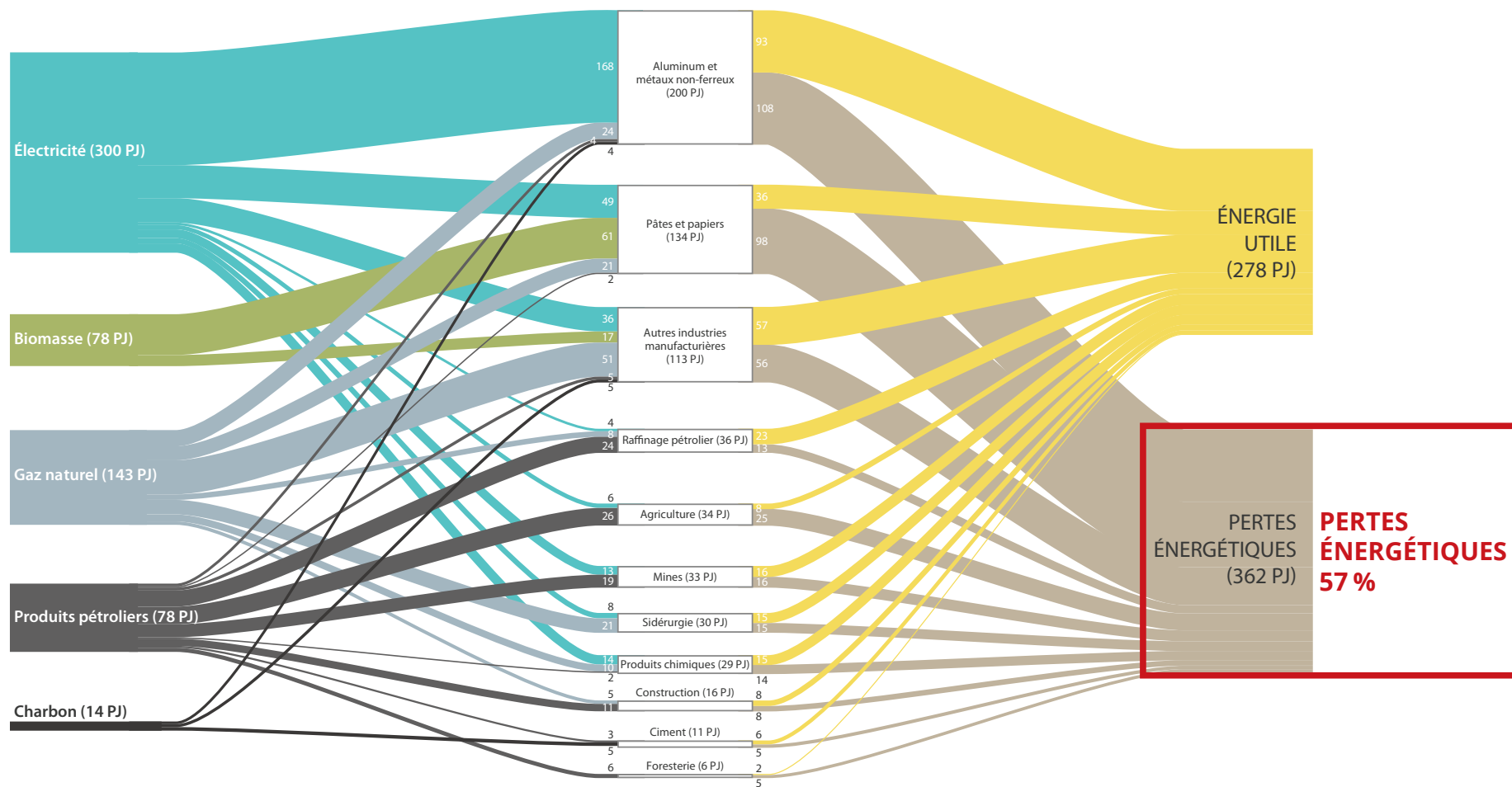
Source : OEE, 2019.

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

plus sobres en GES se font possiblement lorsque les prix de celles-ci sont favorables par rapport à ceux des hydrocarbures. Mais lorsque leurs prix deviennent moins compétitifs, ces sources

d'approvisionnements 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.

GRAPHIQUE 29 • ESTIMATION DES PERTES ÉNERGÉTIQUES DANS LES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 2016



Source : OÉÉ, 2018 ; US DOE, 2018. Graphique tiré de Whitmore, Pineau et Harvey, 2019.

Note : Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'arrondissement et du fait que les flux énergétiques inférieurs à 2 PJ ne sont pas affichés sur le diagramme. Les données de l'OÉÉ ne contiennent pas de données pour l'utilisation de la biomasse dans le secteur agricole. La catégorie « Autres (vapeur et résidus du ciment) » n'est pas affichée pour gagner en lisibilité (et aussi parce que la majorité de ses flux sont inférieurs à 2 PJ). Les facteurs d'efficacité énergétique proviennent du Manufacturing Energy Consumption Survey (MECS) du Département de l'Énergie des États-Unis (DOE). Les hypothèses suivantes sont utilisées pour les secteurs pour lesquels MECS ne fournit pas de facteur d'efficacité : les secteurs agricoles et forestiers utilisent un facteur de 25 % du fait de l'utilisation principale de moteurs thermiques pour leurs activités ; les secteurs des mines et de la construction utilisent un facteur de 50,2 %, représentatif l'efficacité moyenne de l'industrie américaine.

Réalisation : Benjamin Israël
Collaboration : Johanne Whitmore
et Pierre-Olivier Pineau (HEC Montréal)

SECTEUR DU BÂTIMENT – RÉSIDENTIEL



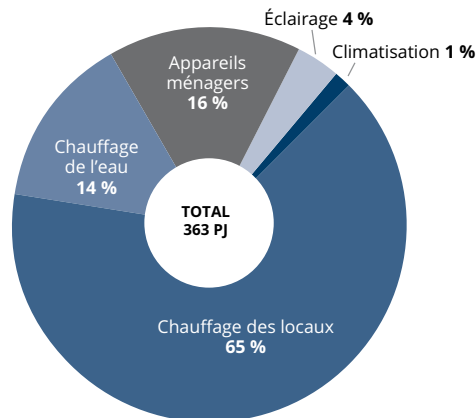
En 2017, le secteur résidentiel utilisait environ 363 PJ, soit 19 % de la consommation totale d'énergie au Québec. De cette énergie, 65 % étaient consacrés au chauffage des logements, 16 % au fonctionnement des appareils électriques et 14 % au chauffage de l'eau (voir graphique 30). L'éclairage ne comptait que pour 4 % de la consommation énergétique totale de ce secteur et la climatisation pour 1 %. L'électricité est la source principale d'énergie consommée par ce secteur (66 %), suivie du bois de chauffage (22 %) et du gaz naturel (7 %) (voir graphique 31).

De 1990 à 2017, la consommation énergétique annuelle par mètre carré (intensité énergétique) est passée de 1,3 à 0,8 GJ, soit une diminution de 37 %. 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 28 % (de 139 GJ/an à 100 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 2017, la surface moyenne des logements s'est accrue de 19 % (voir graphique 32).

Le nombre total de logements au Québec a par ailleurs connu une hausse de 42 %, alors que la population n'augmentait que de 19 %. Cela s'explique par une diminution de la taille des ménages. 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. En plus d'être de plus petite taille, les appartements requièrent 27 % moins d'énergie par m² par année qu'une maison unifamiliale (voir graphique 33). Cela explique qu'un ménage vivant en appartement consomme 52 % moins d'énergie qu'un ménage occupant une maison unifamiliale.

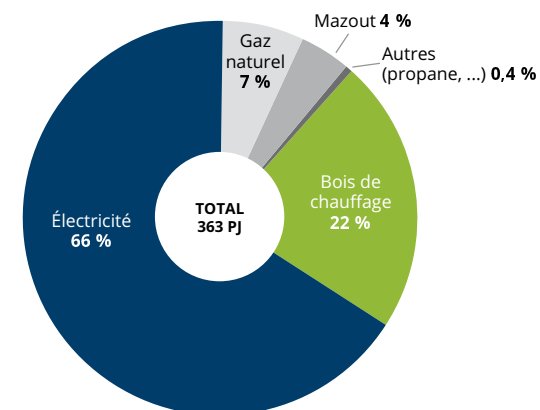
GRAPHIQUE 30 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'UTILISATION DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2017



Source : OÉÉ, 2019.

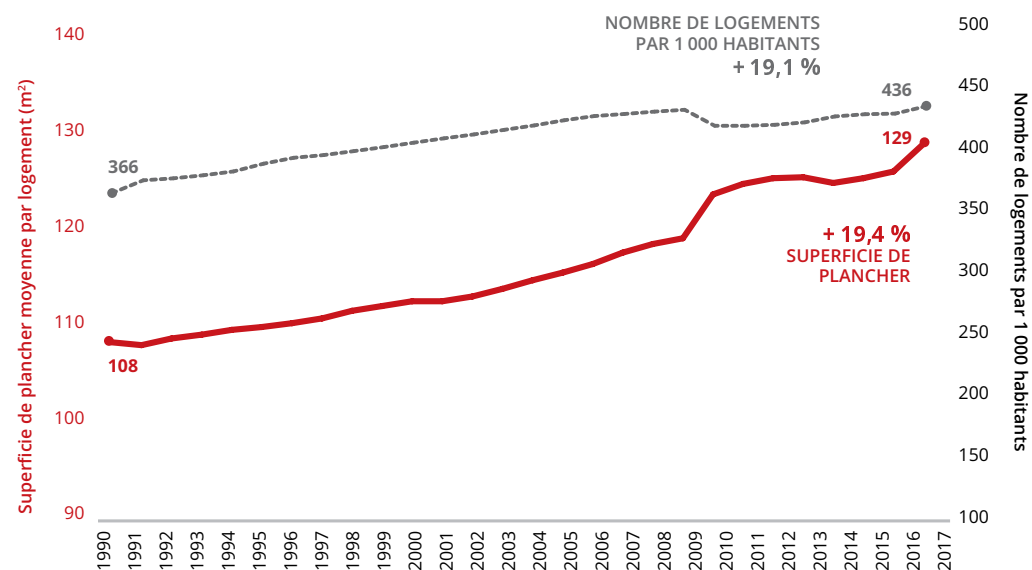
La réduction de l'intensité énergétique du secteur a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur résidentiel, qui est attribuable à la croissance de la population et à sa préférence pour les plus grands logements (voir graphique 32). Reste néanmoins que la consommation énergétique totale du secteur a augmenté de 2 % durant la période allant de 1990 à 2017.

GRAPHIQUE 31 • CONSOMMATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2017



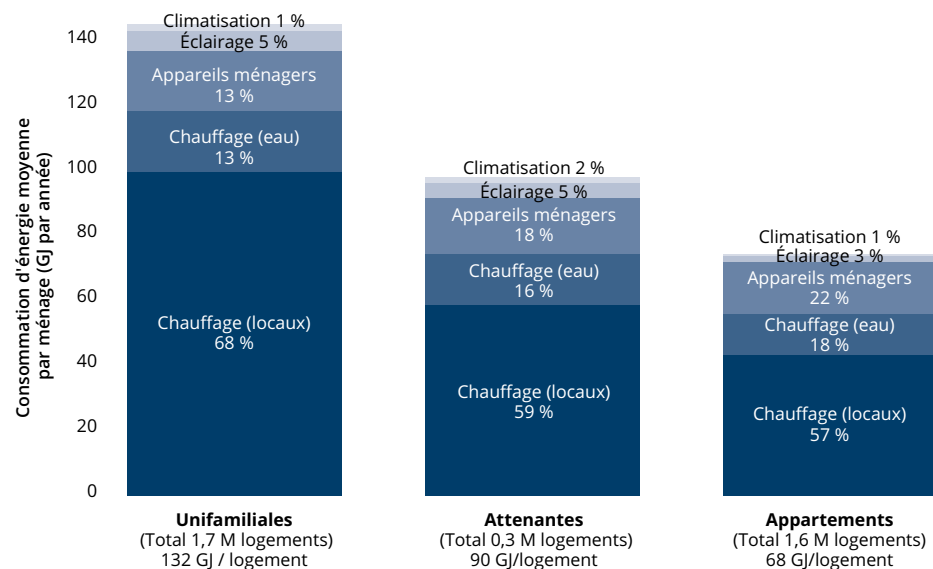
Source : OÉÉ, 2019.

GRAPHIQUE 32 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DU NOMBRE DE LOGEMENTS PAR 1 000 HABITANTS, 1990 À 2017



Source : OÉÉ, 2019.

GRAPHIQUE 33 • MOYENNE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ANNUELLE PAR MÉNAGE QUÉBÉCOIS ET PAR TYPE DE LOGEMENT, 2017



Source : OÉÉ, 2019.

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, malgré que celle-ci a augmenté globalement de 2 % entre 1990 à 2017.



SECTEUR DU BÂTIMENT – COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL

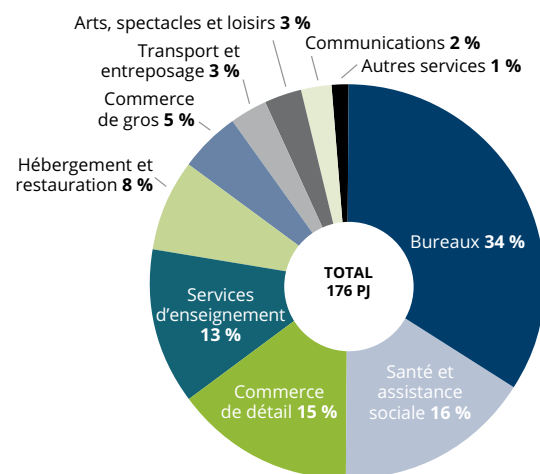


En 2017, 11 % de la consommation d'énergie québécoise était attribuable au secteur commercial et institutionnel. Ce secteur consomme principalement de l'électricité (47 %) et du gaz naturel (43 %) (voir graphique 36), surtout pour le chauffage des bâtiments, qui représente la moitié de la consommation totale d'énergie par type d'utilisation (voir graphique 37). La superficie de plancher à chauffer revêt ainsi une grande importance dans ce secteur (53 %). Viennent ensuite l'utilisation d'équipements auxiliaires (17 %) et l'éclairage (14 %).

Les bureaux, incluant ceux des immeubles gouvernementaux et des établissements d'enseignement, constituent plus de 50 % de la superficie de plancher totale du secteur, soit 78 des 143,7 millions de m². Ils accaparent près des deux tiers de la consommation d'énergie du secteur. 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 unités de surface de plancher (GJ/m²). Cela est probablement dû à l'utilisation d'équipements spécialisés.

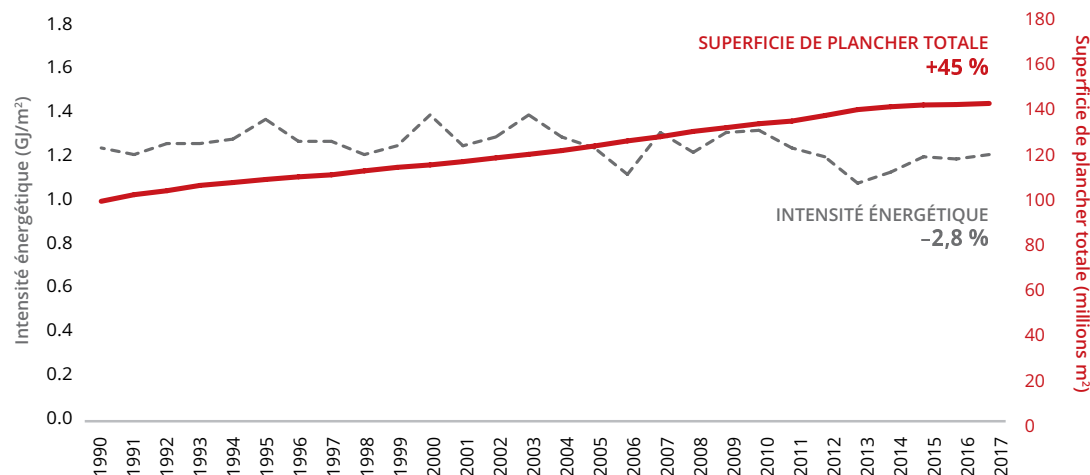
Si des gains en intensité énergétique ont été enregistrés dans la consommation totale d'énergie par mètre carré de superficie (amélioration de 2,8 % depuis 1990), ceux-ci ont été annulés par la hausse des besoins en énergie. Cette hausse est attribuable à l'élargissement de la superficie à chauffer (+45 % de 1990 à 2017 [voir graphique 35]) et à une plus grande présence d'équipements auxiliaires (ordinateurs, imprimantes, appareils électroniques, etc.), dont la consommation totale s'est accrue de 242 % durant la même période.

GRAPHIQUE 34 • CONSOMMATION PAR SOUS-SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2017



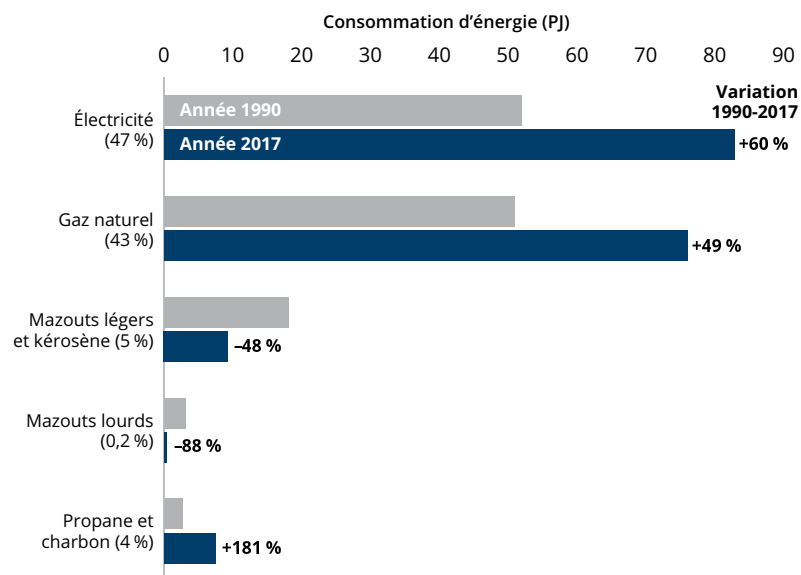
Source : OÉÉ, 2019.

GRAPHIQUE 35 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 1990 À 2017



Source : OÉÉ, 2019.

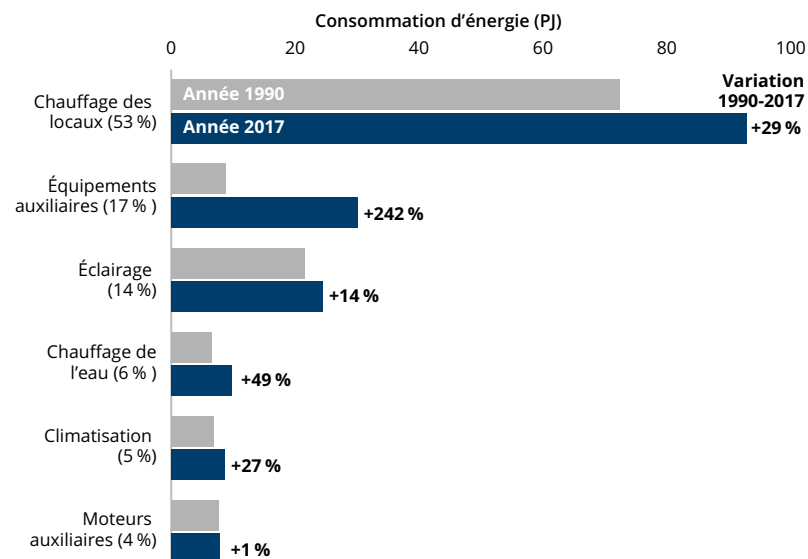
GRAPHIQUE 36 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SOURCE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 1990 À 2017



Source : OÉÉ, 2019.

Note : * 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 ou quasi nulle. 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.

GRAPHIQUE 37 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR UTILISATION FINALE DANS LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 1990 À 2017



Source : OÉÉ, 2019.

Note : Le graphique n'inclut pas la consommation liée à l'éclairage des voies publiques (moins de 3 PJ). Le pourcentage entre parenthèses, à droite des catégories d'utilisation finale, correspond à la part de cette utilisation dans l'énergie totale consommée par le secteur.

La hausse de la consommation d'énergie du secteur est attribuable à l'élargissement de la superficie à chauffer et à une plus grande présence d'équipements auxiliaires.



3.4 • EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

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

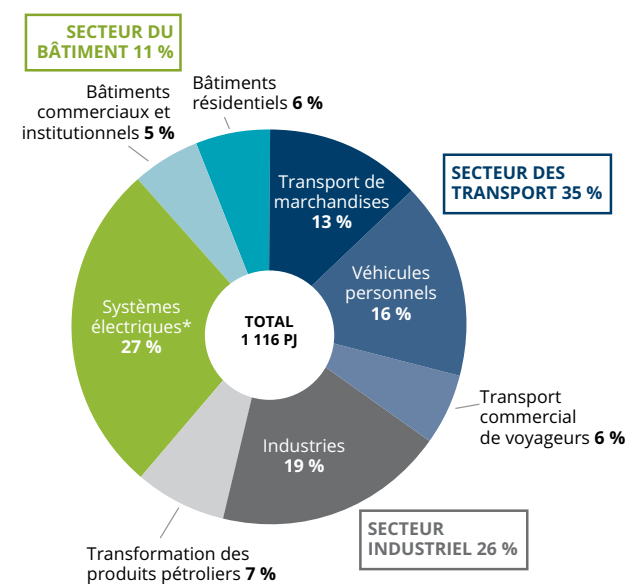
Le graphique 38 montre les principales sources de pertes d'énergie liées au système énergétique québécois. En 2017, 54 % de l'énergie totale au Québec était perdue et n'apportait aucune valeur ajoutée à l'économie. En effet, seulement 956 PJ d'énergie étaient disponibles pour répondre aux besoins des consommateurs, alors que 1 116 PJ étaient perdues à cause des inefficacités du système (voir la colonne « Efficacité du système » dans le graphique 2). Autrement dit, pour chaque unité d'énergie utilisable par les consommateurs, plus d'une unité était perdue dans le système.

Le secteur du transport est responsable de 35 % de ces pertes, comparativement à 26 % pour le secteur industriel et 11 % pour le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel). Dans le cas du transport, 77 % de l'énergie est perdue au moment de sa consommation, comparativement à 34 % et 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, ce qui laisse à penser que des efforts prioritaires devraient lui être consacrés pour réduire les pertes encourues. Plusieurs solutions contribueraient à amenuiser ces pertes, notamment un resserrement des normes ou des mesures fiscales visant à réduire la consommation de carburants pour décourager l'achat de véhicules énergivores. On pourrait également recourir à l'usage de moteurs électriques et intensifier le covoiturage, le transport en commun et le transport actif.

La chaleur produite, mais non entièrement utilisée est la principale cause des pertes d'énergie. Quelque 21 % et 10 % des pertes totales sont respectivement attribuables à la production et la distribution d'électricité ainsi qu'à la transformation de produits pétroliers. Toutefois, cela correspond généralement à moins de 15 % de l'énergie utilisée dans leurs activités de transformation et de transport.

GRAPHIQUE 38 • SOURCES DES PERTES D'ÉNERGIE LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS, 2017



Sources : Voir les sources du graphique 2 de ce rapport.

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

L'efficacité énergétique pourrait notamment être améliorée dans les secteurs de la consommation. 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 (maintenant TEQ). 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. Ainsi, il a été déterminé qu'il existait un potentiel annuel d'économie d'énergie de près de 22 % en électricité et de 13 % en gaz naturel relativement à la consommation de 2010 et 2017, selon le contexte technologique et économique de ces mêmes années. Dans le cas des produits pétroliers utilisés pour le transport, c'est 24 % de la demande de 2017 qui aurait pu être évitée.

En 2017, 54 % de l'énergie totale qui circulait dans le système énergétique québécois était perdue et n'apportait aucune valeur ajoutée à l'économie.

4 ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE



Les émissions liées à la production, au transport et à la consommation d'énergie sont responsables de 71 % des émissions totales de GES du Québec. Selon le *Rapport d'inventaire national (1990-2017) : sources et puits de gaz à effet de serre*, publié par le gouvernement canadien, les émissions de GES globales au Québec s'élevaient à 78 Mt éq. CO₂ en 2017, ce qui représente une réduction de 9 % par rapport aux émissions de 1990. Or, par rapport à l'année précédente, celles-ci ont légèrement augmenté, soit de 0,4 %. La cible de réduction des émissions de GES pour 2020 est de -20 % et de -37,5 % en 2030. Les émissions liées à l'énergie, quant à elles, s'élevaient à 55 Mt en 2017 et n'ont baissé que de 7 % depuis 1990 et de 1 % depuis 2016.

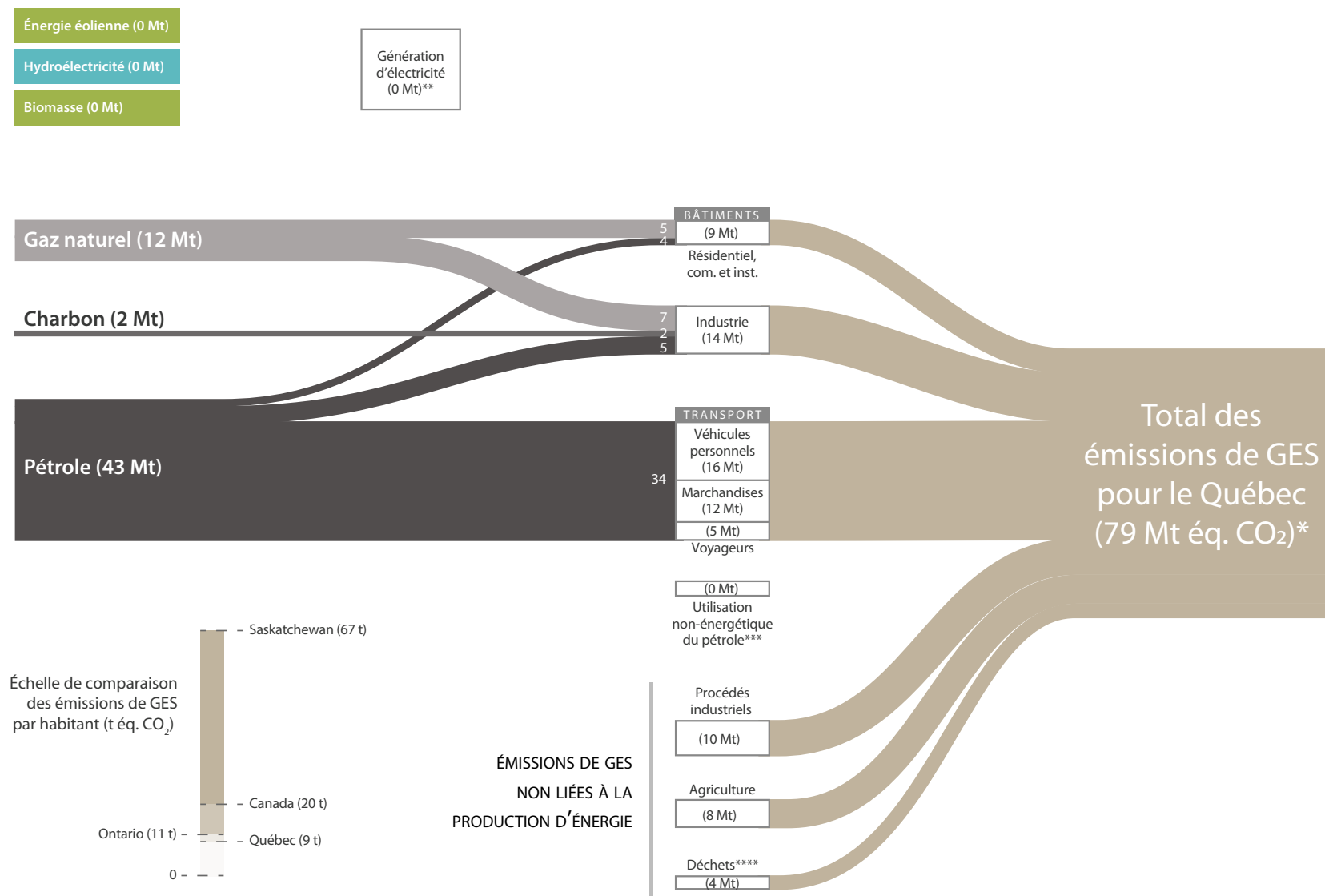
Le graphique 39 indique l'origine des GES au Québec en 2017 et la contribution de ces différentes sources aux émissions totales de la province. Les émissions par personne étaient de 9 t éq. CO₂, soit les plus faibles au Canada, dont la moyenne est de 20 t éq. CO₂. Le secteur québécois de l'électricité n'est la source de presque aucune émission, puisque les sources d'énergie renouvelable dominent le secteur, en particulier l'hydroélectricité. La consommation d'énergie dans le secteur industriel est à l'origine d'environ 14 Mt éq. CO₂, soit 18 % du total des émissions québécoises. Il faut cependant ajouter aux émissions industrielles deux autres

types d'émissions : celles provenant de procédés industriels (10 Mt) et celles provenant des industries agricoles (8 Mt) et de la gestion des déchets (4 Mt). Les émissions industrielles représentent alors 46 % du bilan québécois.

Le graphique 40 présente les émissions industrielles non liées à l'énergie (21,9 Mt). Les procédés industriels qui émettent des GES, surtout du CO₂, sans combustion d'énergie, se trouvent surtout 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

La production, le transport et la consommation d'énergie génèrent 71 % des émissions totales de GES du Québec.

GRAPHIQUE 39 • BILAN DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE AU QUÉBEC, 2017



Sources : ECCC, 2019 ; TEQ, 2019 (données inédites) ; Statistique Canada, 2019 (tableau 25-10-0029-01), OÉÉ, 2019.

Note : Les émissions de GES sont réalisées au point d'utilisation de l'énergie et sont exprimées en Mt éq. CO₂. Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'arrondissement.

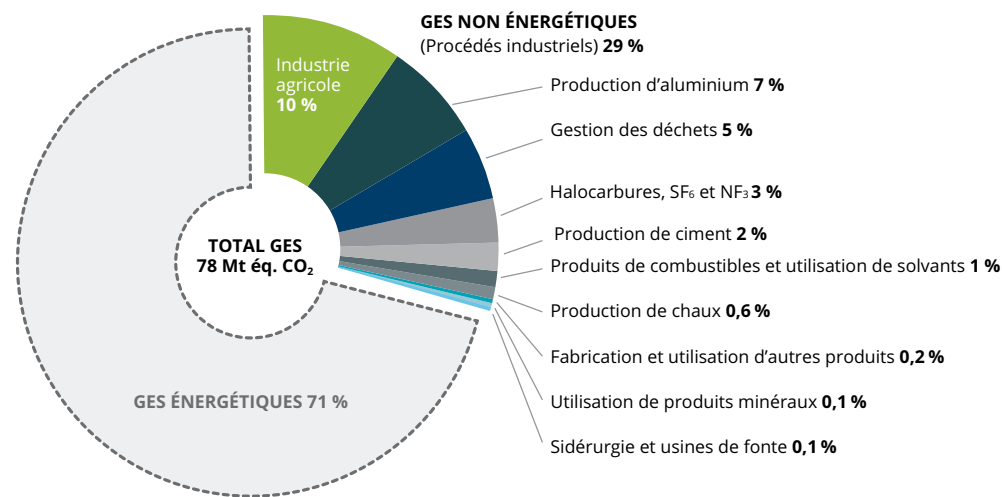
*Environnement et Changement climatique Canada indique un total d'émissions de GES de 78,0 Mt en 2018 ; l'écart (+1,7 %) avec le total spécifié dans ce graphique (79,4 Mt) est dû à l'utilisation d'une méthodologie différente permettant d'estimer les émissions de GES pour chaque type de combustible fossile. Les notes méthodologiques relatives à l'élaboration de ce graphique sont disponibles sur le site de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : energie.hec.ca. **La génération d'électricité produit 0,2 Mt éq. CO₂. Ces émissions ne sont pas représentées sur le graphique du fait que celui-ci n'affiche pas les émissions inférieures à 1 Mt éq. CO₂. ***Ce secteur comprend la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et de fertilisant. ****Ce flux inclut les émissions fugitives de GES.

Réalisation : Benjamin Israël
 Collaboration : Johanne Whitmore
 et Pierre-Olivier Pineau (HEC Montréal)

d'azote (N_2O), 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 émis en petites quantités. Ces gaz sont utilisés dans la réfrigération et la climatisation, la protection-incendie ainsi que la fabrication de mousses plastiques, de solvants et d'aérosols.

Le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel) est à l'origine de 9 Mt d'émissions, soit 12 % du total québécois, principalement à cause des besoins en chauffage. Les émissions ont decru dans ce secteur en raison d'une plus faible consommation des produits pétroliers utilisés pour le chauffage. À l'opposé, la consommation dans le secteur des transports (routier, aérien, maritime, ferroviaire, hors route et par pipeline) – qui génère près de 44 % de toutes les émissions québécoises – repose presque exclusivement sur les combustibles fossiles. Depuis 1990, les émissions de ce secteur ont bondi de 23 % (voir tableau 9).

GRAPHIQUE 40 • RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES DE SOURCES ÉNERGÉTIQUES ET NON ÉNERGÉTIQUES AU QUÉBEC, 2017



Source : ECCC, 2019.

Les cibles de la Politique énergétique 2030 du Québec permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES du Québec, soit l'équivalent de 18 % de celles émises en 1990.

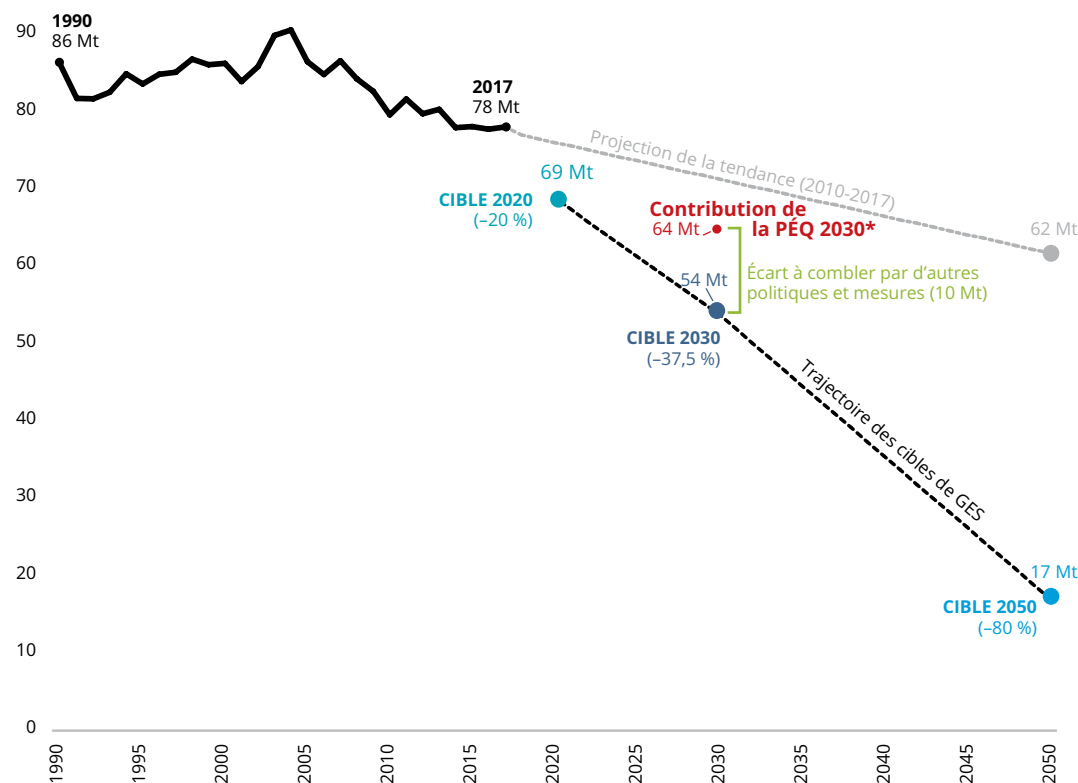
TABLEAU 9 • INVENTAIRE DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 2017 (kt éq. CO₂)

	1990	2016	2017	Variation 1990 à 2017	Variation 2016 à 2017
TOTAL DES GES AU QUÉBEC	86 070	77 743	78 028	-9 %	+0,4 %
TOTAL DES GES LIÉS À L'ÉNERGIE	59 663	55 646	55 305	-7 %	-1 %
Sources de combustion fixes (sous-total)	31 556	21 349	20 910	-34 %	-2 %
Production de chaleur et d'électricité	1 495	237	243	-84 %	3 %
Industries de raffinage du pétrole	3 461	1 909	1 665	-52 %	-13 %
Exploitation minière	824	648	318	-61 %	-51 %
Industries manufacturières	12 294	8 343	8 831	-28 %	6 %
Construction	458	345	350	-24 %	2 %
Commercial et institutionnel	4 444	4 774	4 927	11 %	3 %
Résidentiel	8 288	4 597	4 109	-50 %	-11 %
Agriculture et foresterie	291	496	468	61 %	-6 %
Transports (sous-total)	27 681	33 994	34 068	23 %	0 %
Transport aérien intérieur	820	697	723	-12 %	4 %
Transport routier	18 114	27 391	27 105	50 %	-1 %
<i>Véhicules légers à essence</i>	<i>10 647</i>	<i>9 127</i>	<i>8 838</i>	<i>-17 %</i>	<i>-3 %</i>
<i>Camions légers à essence</i>	<i>3 579</i>	<i>7 892</i>	<i>8 050</i>	<i>125 %</i>	<i>2 %</i>
<i>Véhicules lourds à essence</i>	<i>785</i>	<i>1 886</i>	<i>1 928</i>	<i>146 %</i>	<i>2 %</i>
<i>Motocyclettes</i>	<i>17</i>	<i>70</i>	<i>71</i>	<i>323 %</i>	<i>1 %</i>
<i>Véhicules légers à moteur diesel</i>	<i>210</i>	<i>194</i>	<i>176</i>	<i>-16 %</i>	<i>-9 %</i>
<i>Camions légers à moteur diesel</i>	<i>57</i>	<i>184</i>	<i>208</i>	<i>263 %</i>	<i>13 %</i>
<i>Véhicules lourds à moteur diesel</i>	<i>2 818</i>	<i>8 038</i>	<i>7 835</i>	<i>178 %</i>	<i>-3 %</i>
<i>Véhicules au propane et au gaz naturel</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-92 %</i>	<i>-33 %</i>
Transport ferroviaire	567	673	604	6 %	-10 %
Transport maritime intérieur	1 378	740	960	-30 %	30 %
Autres	6 801	4 494	4 676	-31 %	4 %
<i>Véhicules hors route : agriculture et foresterie</i>	<i>999</i>	<i>678</i>	<i>660</i>	<i>-34 %</i>	<i>-3 %</i>
<i>Véhicules hors route : commercial et institutionnel</i>	<i>359</i>	<i>687</i>	<i>829</i>	<i>131 %</i>	<i>21 %</i>
<i>Véhicules hors route : fabrication, mines et construction</i>	<i>2 031</i>	<i>1 868</i>	<i>1 979</i>	<i>-3 %</i>	<i>6 %</i>
<i>Véhicules hors route : résidentiel</i>	<i>61</i>	<i>217</i>	<i>215</i>	<i>250 %</i>	<i>-1 %</i>
<i>Véhicules hors route : autres</i>	<i>3 325</i>	<i>855</i>	<i>895</i>	<i>-73 %</i>	<i>5 %</i>
<i>Transport par pipeline</i>	<i>26</i>	<i>189</i>	<i>98</i>	<i>277 %</i>	<i>-48 %</i>
Sources fugitives – pétrole et gaz naturel	426	303	326	-23 %	8 %
TOTAL DES GES NON LIÉS À L'ÉNERGIE	26 408	22 097	22 723	-14 %	3 %
Procédés industriels et utilisation de produits	14 758	10 014	10 547	-29 %	5 %
<i>Produits minéraux, dont ciment</i>	<i>1 918</i>	<i>1 784</i>	<i>2 086</i>	<i>9 %</i>	<i>17 %</i>
<i>Production de métaux, dont fabrication d'aluminium</i>	<i>10 940</i>	<i>5 182</i>	<i>5 266</i>	<i>-52 %</i>	<i>2 %</i>
<i>Production et consommation d'halocarbures, de SF6 et de NF3</i>	<i>2</i>	<i>2 349</i>	<i>2 455</i>	<i>126 937 %</i>	<i>5 %</i>
<i>Produits non énergétiques provenant de combustibles et de l'utilisation de solvant</i>	<i>1 817</i>	<i>511</i>	<i>588</i>	<i>-68 %</i>	<i>15 %</i>
<i>Fabrication et utilisation d'autres produits</i>	<i>80</i>	<i>187</i>	<i>151</i>	<i>88 %</i>	<i>-19 %</i>
Agriculture	6 969	8 013	8 112	16 %	1 %
Gestion de déchets	4 681	4 071	4 064	-13 %	0 %

Source : ECCC, 2019.

Le graphique 41 illustre l'évolution des émissions de GES de 1990 à 2017, ainsi que les cibles établies par le gouvernement du Québec pour 2020, 2030 et 2050. Si la baisse observée entre 2004 et 2014 laisse entendre que nous sommes sur une trajectoire décroissante permettant d'atteindre les cibles, une analyse plus approfondie fournit d'autres indications. La baisse de 4 Mt affichée de 2009 à 2010 correspond, en grande partie, à la fermeture de la raffinerie Shell dans l'est de Montréal (1,2 Mt), à une réduction des GES dans le secteur des déchets (0,6 Mt), ainsi qu'à plusieurs reculs plus marginaux dans différents secteurs. De 2010 à 2017, les émissions sont cependant restées plus stables, oscillant entre 80 et 78 Mt. Le déclin tendanciel n'est pas suffisant pour atteindre les cibles de 2020 et de 2030, d'autant plus que les émissions liées au secteur des transports sont en forte croissance depuis 1990 (+23 %). Cela contribue à annuler une partie des réductions obtenues dans d'autres secteurs. L'écart entre les tendances projetées de 2012 à 2017 et les trajectoires nécessaires pour atteindre les cibles fixées montre l'ampleur des efforts supplémentaires à réaliser. À cet égard, on peut consulter certaines des mesures de réduction des GES dans les cinq cibles énergétiques proposées par la Politique énergétique 2030, qui « permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES, soit l'équivalent de 18 % de celles émises en 1990 ».

GRAPHIQUE 41 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS ET CIBLES DE RÉDUCTION D'ÉMISSIONS DE GES POUR LE QUÉBEC, 1990 À 2050



Sources : ECCC, 2019 ; gouvernement du Québec, 2016.

Note : *Selon la Politique énergétique 2030 du Québec (p.12) : « La contribution de la Politique énergétique 2030 à la réduction des émissions de gaz à effet de serre : la production, le transport et la consommation d'énergie sont responsables de 70 % des émissions totales de gaz à effet de serre (GES) du Québec. À elles seules, les [cinq] cibles proposées par la Politique énergétique 2030 permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES, soit l'équivalent de 18 % de celles émises en 1990. Ces réductions s'ajouteront à celles déjà réalisées à ce jour (8,5 %) et aux autres réductions de GES de sources non énergétiques ». Il est également précisé dans la Politique que « les cibles ont été calculées à partir des dernières données disponibles, soit celles de l'année 2013 ».

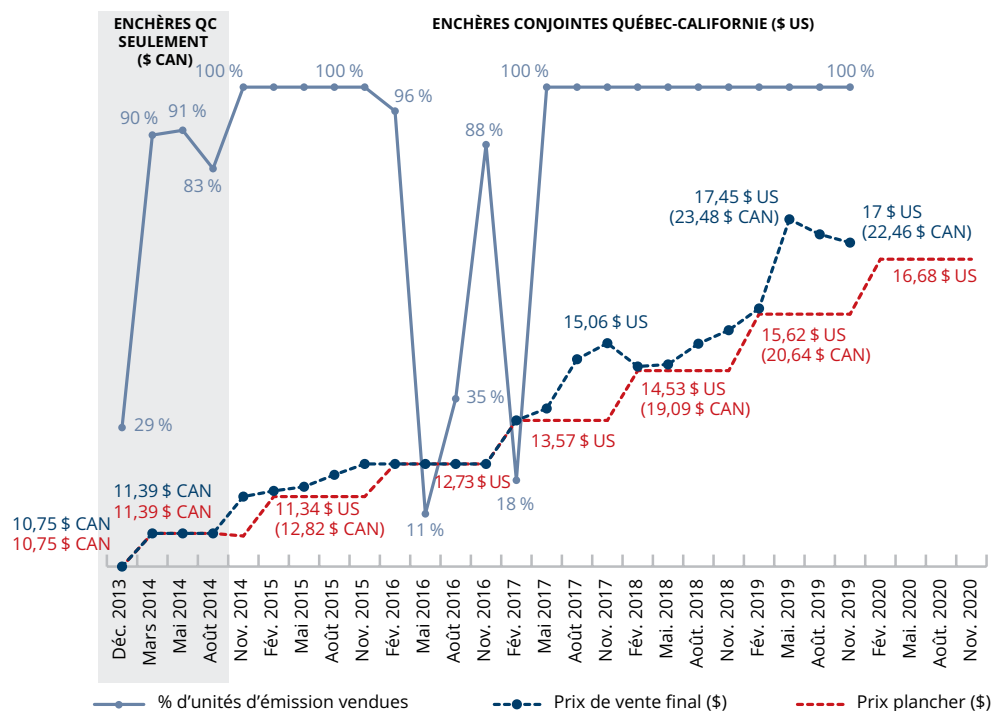
LE SAVIEZ-VOUS ?

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. Il l'a été avec celui de l'Ontario durant une partie de l'année 2018, avant que le gouvernement ontarien ne l'abolisse. La Nouvelle-Écosse a mis en place, le 1^{er} janvier 2019, un SPEDE équivalent à celui du Québec et de la Californie (selon les règles de la *Western Climate Initiative* [WCI]), sans cependant lier son marché à ces deux autres.

Lors des enchères conjointes de 2019, le prix le plus élevé jamais observé a été atteint dans ce marché, soit 17,45 \$ US (23,48 \$ CAN) en mai 2019. Au cours des deux enchères suivantes (août et novembre), les prix ont légèrement reculé à 17 \$ US (22,46 \$ CAN), même si la demande totale des enchérisseurs était 28 % plus élevée que les droits d'émission disponibles en novembre 2019 (voir graphique 42). Cette demande soutenue pour des droits d'émission était rassurante pour le marché, qui n'a pas réagi négativement à la plainte déposée par le gouvernement fédéral américain contre l'État de la Californie en octobre 2019. L'administration

GRAPHIQUE 42 • PRIX DU DROIT D'ÉMISSION (\$/t éq. CO₂) ET POURCENTAGE DES DROITS D'ÉMISSION VENDUS AUX ENCHÈRES DU SPÉDE DE DÉCEMBRE 2013 À NOVEMBRE 2019



Source : MELCC, 2019.

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

Trump plaide que le SPEDE avec le Québec est une entente illégale qui sape la capacité du gouvernement américain à négocier des accords commerciaux avec des partenaires étrangers. Contrairement aux années 2016 et 2017, période au cours de laquelle les acheteurs de droits d'émission avaient déserté les enchères à cause d'une autre incertitude légale (limitée à la Californie), celle-ci n'a eu aucun effet.

En 2020, le prix plancher du SPEDE devrait grimper à 16,68 \$ US. Avec la décroissance du nombre de droits d'émission mis aux enchères et la stagnation des émissions de GES au Québec (et en grande partie en Californie aussi), le prix obtenu aux enchères de 2020 devrait atteindre un nouveau sommet.

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 13,4 G\$, soit 3,7 % du PIB, en 2018 (voir tableau 10). En 2017, les ménages québécois ont dépensé directement 13 G\$ en achats d'énergie et plus du double en frais non énergétiques liés au transport : achat de véhicules, frais d'utilisation, utilisation du transport public et achats de véhicules récréatifs (38 G\$, voir tableau 11). Les véhicules personnels leur ont coûté plus de 33 G\$, avant qu'ils ne dépensent les 6,6 G\$ en carburant pour les faire rouler.

Les dépenses énergétiques des ménages représentent des postes de dépenses très différents selon les niveaux de revenu. Le graphique 43 présente les dépenses en énergie par tranche de revenu des ménages, du 20 % des ménages aux revenus les plus faibles (premier quintile [Q1]) au 20 % des ménages aux revenus les plus élevés (cinquième quintile [Q5]). La consommation d'énergie des ménages qui affichent les plus faibles revenus représente environ 6 % de leurs dépenses totales, alors que celle des

ménages les plus aisés équivaut à seulement 4 %. En termes absolus, cependant, les dépenses en énergie des ménages les plus aisés sont beaucoup plus importantes que celles des ménages à plus faibles revenus. Les ménages aux revenus les plus modestes dépensent en moyenne 1 655 \$ par an pour leur consommation d'énergie, alors que les ménages les plus riches dépensent 6 030 \$. L'achat d'essence (et d'autres carburants comme le diesel) constitue la principale source de cette disparité, même si les montants consacrés à l'électricité sont également plus élevés chez les mieux nantis.

En raison de ses importations d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, produits pétroliers raffinés, etc.), le Québec a une balance commerciale largement déficitaire dans le secteur de l'énergie (-10,7 \$G), malgré ses exportations d'électricité (voir tableau 12). En 2017, ces importations représentaient 13 % de la valeur des importations totales du Québec.

Dépenses
énergétiques totales
31,3 G\$

Dépenses intérieures brutes
du Québec
385 G\$

Part des dépenses
énergétiques dans les
dépenses intérieures brutes
8,1 %

Source : TEQ, 2019 (données internes pour l'année 2015).

TABEAU 10 • ÉVOLUTION DU PIB RELATIF AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2014 À 2018

	PIB (G \$ de 2012)				
	2014	2015	2016	2017	2018
Ensemble des industries	338,3	341,7	347,2	357,3	367,1
<i>Secteur de l'énergie</i>	<i>12,5</i>	<i>12,8</i>	<i>13,0</i>	<i>13,3</i>	<i>13,4</i>
Part du secteur de l'énergie dans l'ensemble des industries	3,7 %	3,8 %	3,7 %	3,7 %	3,7 %

Source : Statistique Canada, 2019 (tableau 36-10-0402-01).

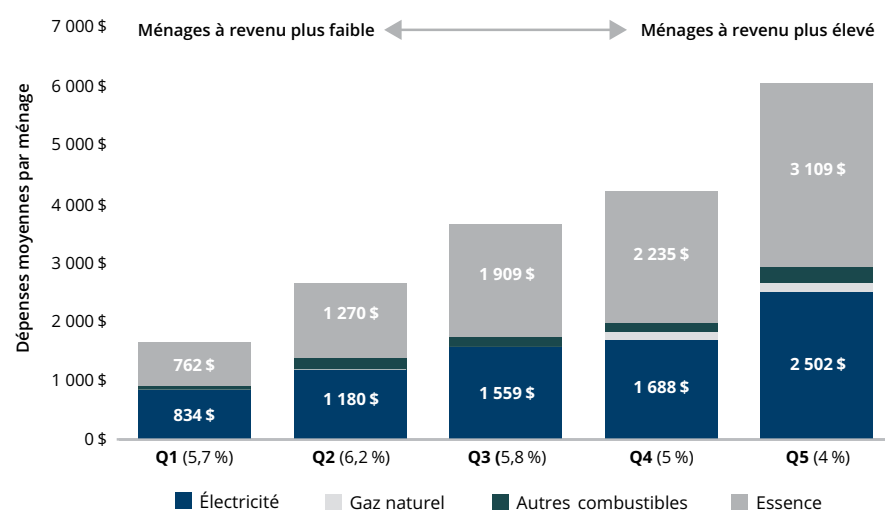
TABEAU 11 • ESTIMÉ DES DÉPENSES DIRECTES ET INDIRECTES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS, 2017 (M\$)

	M \$
DÉPENSES TOTALES DES MÉNAGES	259 072
DÉPENSES TOTALES EN ÉNERGIE (directes et indirectes)	50 637
<i>Part des dépenses directes et indirectes en énergie dans les dépenses totales des ménages</i>	<i>20 %</i>
Dépenses directes en énergie	12 982
Résidence principale	6 272
<i>Électricité</i>	<i>5 400</i>
<i>Gaz naturel</i>	<i>268</i>
<i>Autres combustibles</i>	<i>604</i>
Résidence secondaire (électricité et combustibles)	152
Essence et autres carburants	6 558
Dépenses indirectes en énergie	37 655
Transport privé	33 017
<i>Achat de véhicules</i>	<i>14 279</i>
<i>Location de véhicules</i>	<i>127</i>
<i>Utilisation de véhicules (hors carburant)</i>	<i>16 316</i>
Transport public	3 115
Véhicules récréatifs (autre les bicyclettes)	1 522

Source : Statistique Canada, 2019 (tableau 11-10-0222-01).

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

GRAPHIQUE 43 • DÉPENSES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS PAR QUINTILE DE REVENU, 2017



Source : Statistique Canada, 2019 (tableau 11-10-0223-01).

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

TABEAU 12 • BALANCE COMMERCIALE INTERNATIONALE DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2018

	Exportations		Importations		Bilan
	G\$	% des exportations totales	G\$	% des importations totales	
ENSEMBLE DE L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE	92,2	100 %	102,9	100 %	-10,7
Secteur de l'énergie	3,9	4 %	13,8	13 %	-9,8
<i>Production, transport et distribution d'électricité</i>	<i>1,2</i>	<i>1 %</i>	<i>0,03</i>	<i>0,03 %</i>	<i>1,1</i>
<i>Extraction de pétrole et de gaz</i>	<i>0,000 1</i>	<i>0,000 1 %</i>	<i>5,4</i>	<i>5 %</i>	<i>-5,4</i>
<i>Fabrication de produits du pétrole et du charbon</i>	<i>3,9</i>	<i>3 %</i>	<i>8,3</i>	<i>8 %</i>	<i>-5,6</i>

Source : ISQ, 2019.

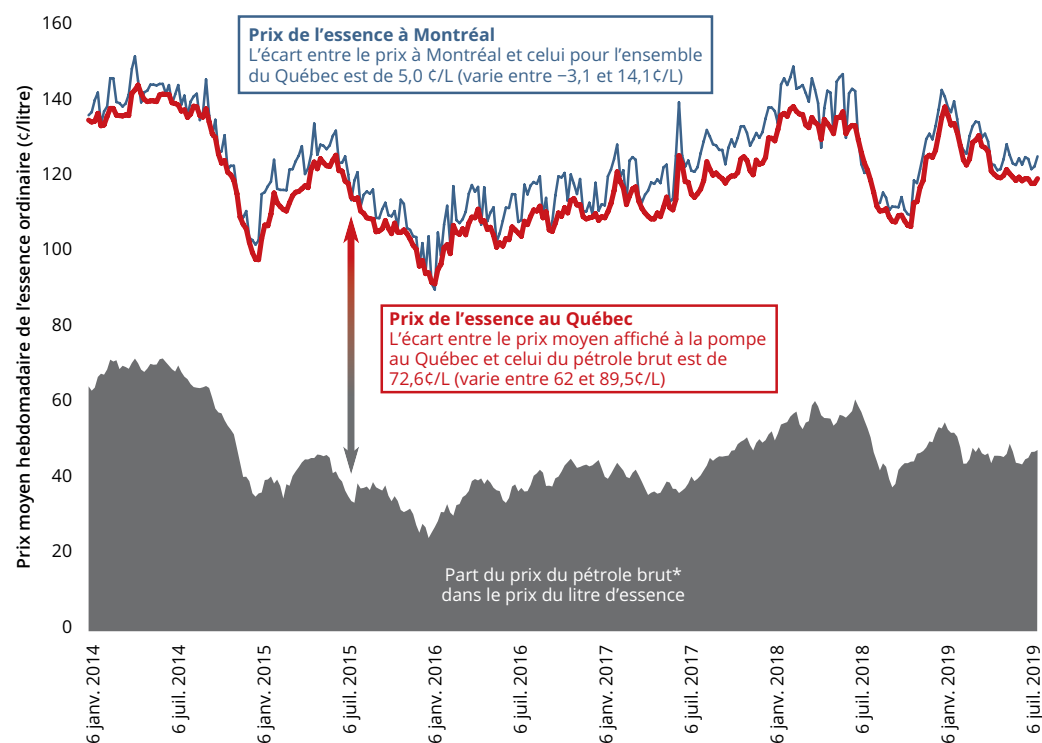
5.1 • COMPRENDRE LE PRIX DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

Le prix de l'essence varie essentiellement selon les fluctuations du prix courant du pétrole brut (voir graphique 44). Il comprend le coût et le profit du raffinage, le coût de transport de la raffinerie à l'essencerie, la marge du détaillant (essencerie), diverses taxes ainsi que le coût du droit d'émission du carbone lié au marché du carbone (SPEDE). Le prix dans la région de Montréal est cependant plus élevé qu'ailleurs au Québec, soit d'environ 5 ¢/litre. Cet écart est essentiellement dû à la taxe de 3 ¢/litre qui contribue au transport collectif de la région du Grand Montréal et aux conditions commerciales qui diffèrent à Montréal par rapport au reste du Québec.

Il n'est pas toujours facile de bien comprendre la structure des coûts de l'énergie et de comparer différentes formes d'énergie. Le graphique 45 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 45 affiche le coût estimé, pour différents types de consommateurs, d'un GJ de gaz naturel, d'électricité ou d'essence. On constate ainsi que le gaz naturel est la forme d'énergie la moins chère et l'essence, la plus chère. La comparaison n'est toutefois pas aussi simple pour au moins trois raisons : d'une part, les différentes formes d'énergie ne sont pas des substituts parfaits et, d'autre part, les équipements qu'elles alimentent n'ont pas tous le même

GRAPHIQUE 44 • ÉVOLUTION HEBDOMADAIRE DES PRIX DE RÉFÉRENCE DU PÉTROLE BRUT (WTI) ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE DE JANVIER 2014 À NOVEMBRE 2019



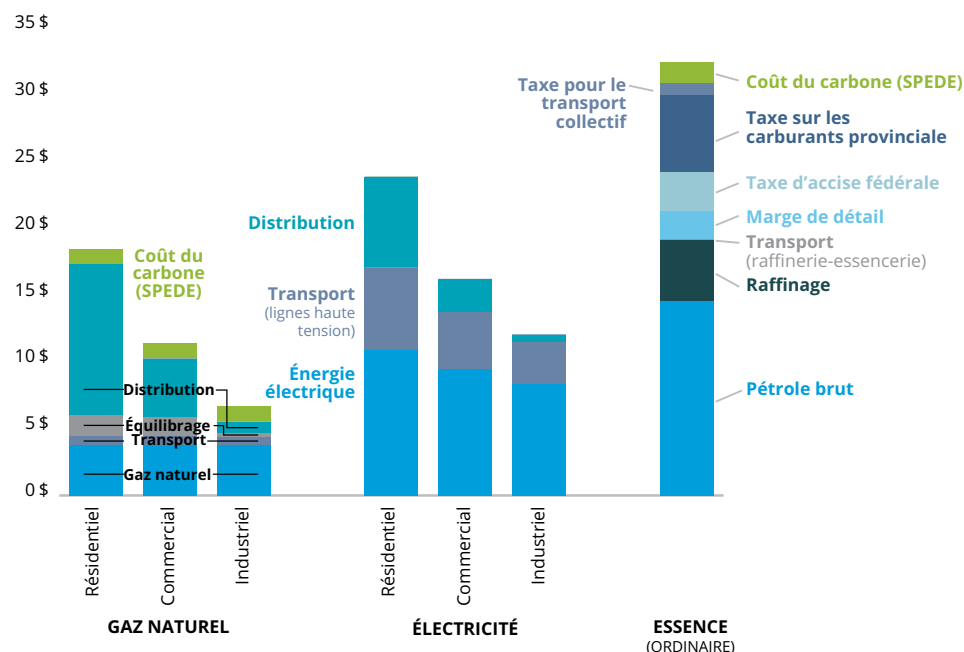
Sources : Régie de l'énergie, 2019 ; AIE, 2019.

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.

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 l'électricité et le gaz naturel en sont exempts. 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.

Parmi les provinces canadiennes, le Québec est celle où le prix moyen de l'électricité destinée à la consommation résidentielle est le plus bas, soit de 8,04 ¢/kWh en 2018 (voir graphique 46). Le Manitoba suit de près avec un prix de 8,99 ¢/kWh. L'écart est plus important avec d'autres provinces, notamment la Saskatchewan, l'Ontario et l'Île-du-Prince-Édouard, où les prix moyens sont au moins deux fois plus élevés qu'au Québec. En ce qui concerne le secteur industriel, le prix de vente moyen de l'électricité au Québec est le deuxième plus bas de toutes les provinces après Terre-Neuve-et-Labrador, soit de 3,82 ¢/kWh. L'Ontario et l'Île-du-Prince-Édouard sont les provinces où le prix moyen de l'électricité

GRAPHIQUE 45 • COMPARAISON DES NIVEAUX DE COÛT, ET DE SES COMPOSANTES, DU GAZ NATUREL, DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE EN 2019, PAR GJ (AVANT L'APPLICATION DES TAXES DE VENTE, TPS ET TVQ)



Sources : Énergir, 2018 ; HQD, 2019 ; Régie de l'énergie, 2019.

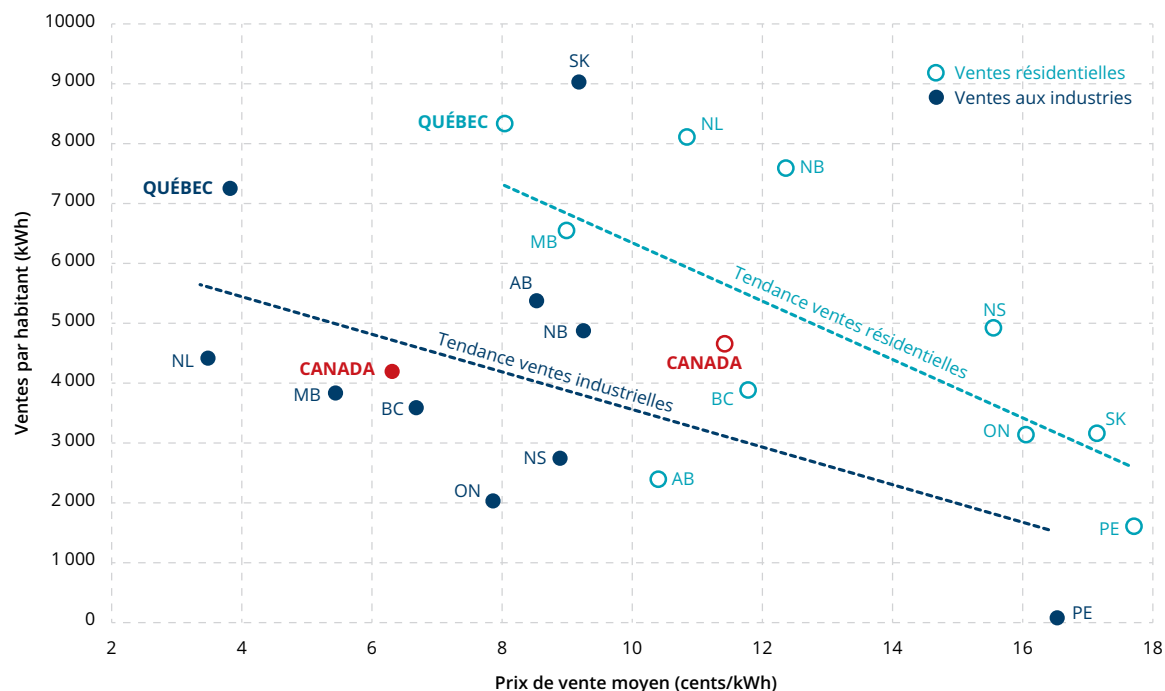
Note : Les prix payés par les consommateurs varient également en fonction du type, du profil et du niveau total de leur consommation, ainsi qu'en fonction de l'interfinancement entre différentes catégories de consommateurs.

destinée au secteur industriel est le plus élevé, avec respectivement 9,18 ¢/kWh et 16,53 ¢/kWh.

Il est intéressant de constater qu'il existe une corrélation très claire entre la consommation d'électricité et les prix. Ainsi, au Québec, là où les prix sont parmi les moins élevés, les ventes d'électricité par personne sont parmi les plus importantes. Cela s'explique en grande partie par le type d'énergie utilisée pour le chauffage, soit l'électricité, alors que

l'usage du gaz naturel est plus fréquent dans les autres provinces. Le prix n'est évidemment pas le seul déterminant de la consommation d'électricité (ou d'autres formes d'énergie). Le revenu des individus, les types d'industries présentes, les différents genres d'habitation, l'accès à d'autres sources d'énergie et le climat, notamment, sont des variables qui influent sur les ventes d'électricité par habitant. Malgré tout cela, un prix plus bas constituera toujours un incitatif à consommer davantage.

GRAPHIQUE 46 • PRIX DE VENTE MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ DES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET INDUSTRIEL SELON LES PROVINCES, 2018



Parmi les provinces canadiennes, le Québec est celle où le prix moyen de l'électricité destinée à la consommation résidentielle est le plus bas, soit de 8,04 ¢/kWh en 2018.

Sources : Statistique Canada, 2018 (tableaux 25-10-0021-01 et 17-10-0009-01).

Note : Ces prix ne comprennent pas les taxes provinciales et fédérales. Les prix moyens sont calculés à partir des revenus par secteur et des volumes de vente.

6 PERSPECTIVES POUR 2020

PLAN D'ÉLECTRIFICATION ET DE CHANGEMENTS CLIMATIQUES (PECC)

Au début de 2020, le gouvernement rendra public le PECC, qui couvre la période 2020-2030. Ce plan succèdera au Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques (PACC). Mais si le PACC n'a pas permis au Québec d'atteindre ses objectifs en matière de lutte contre les changements climatiques – réduction de seulement 9 % des émissions de GES alors que la cible était de 20 % –, le PECC parviendra-t-il à mettre la province sur la bonne trajectoire ? Au-delà du changement de nom, le PECC devra déployer des approches nouvelles et efficaces et une meilleure gouvernance pour permettre une réduction des émissions de -37,5 % en 2030. Si l'électrification représente un moyen de contribuer à la décarbonisation, elle n'est pas un objectif en soi. Souhaitons que le PECC contienne des orientations musclées qui permettront au Québec de réduire ses émissions tout en faisant croître son économie.

MOBILITÉ : ATTEINDRA-T-ON LE PIC DE CONSOMMATION DE PÉTROLE EN 2020 ?

L'utilisation de produits pétroliers, surtout en transport, est à la source de 54 % des émissions de GES du Québec. La province ne pourra donc pas réduire ses émissions de GES si la consommation de pétrole continue à augmenter. Il est ainsi primordial que Québec mette en place de nouvelles mesures

(ex., taxe kilométrique, plateformes numériques de covoiturage, incitatifs pour les véhicules en libre-service, investissements dans le transport ferroviaire, etc.) pour amorcer une décroissance rapide de la consommation de produits pétroliers (voir graphique 6). Il faudra pour cela non seulement des voitures zéro-émission, mais surtout moins de véhicules polluants. Cela, tout en transformant la mobilité pour réduire l'importance des véhicules individuels – autant dans le transport des personnes que des marchandises.

PROJETS ÉNERGÉTIQUES À VENIR EN 2020

On s'attend à une diversification de la production d'énergie au Québec en 2020. Hydro-Québec devrait ouvrir ses deux premiers parcs solaires à La Prairie et à Varennes, qui produiront au total quelque 10 MW. La construction de l'usine de biocarburants celluloseux d'Energkem à Varennes devrait progresser rapidement et fournir une nouvelle source d'énergie au cours des prochaines années. Plusieurs usines de biométhanisation se concrétiseront, comme l'usine de la coopérative Agri-Énergie de Warwick, qui permettra d'injecter du GNR dans le réseau de gaz naturel. Air Liquide devrait aussi débuter en 2020 sa production d'hydrogène décarboné (issue de l'électrolyse de l'eau) à Bécancour. Il sera intéressant de voir si ces projets pourront surmonter les écueils et fournir une source fiable de production d'énergie décarbonée.

Évidemment, d'autres projets relatifs aux hydrocarbures devraient s'acheminer vers la phase de production. Il sera encore question de pétrole en Gaspésie (le projet Galt, notamment) ; Questerre continuera à tenter de développer son projet de démonstration de gaz naturel zéro émission au Québec ; et le processus d'autorisation et d'études environnementales avancera concernant le projet d'usine de liquéfaction du gaz naturel de GNL Québec au Saguenay.

ÉLECTRICITÉ : NOUVEAUX TARIFS, NOUVEAUX SERVICES

Hydro-Québec Distribution pourra faire un premier bilan en 2020 de ses tarifs dynamiques (option de crédit hivernal et tarif Flex D) qu'un nombre limité de clients résidentiels a volontairement choisis. Hilo, la nouvelle filiale d'Hydro-Québec visant à offrir des services de gestion de la consommation, servira ses premiers clients vers la fin de cette même année. Ce sera peut-être le début d'une nouvelle ère pour la gestion de l'électricité chez les particuliers au Québec. Cependant, le cadre réglementaire imposé à Hilo et la concurrence qui pourrait lui être faite susciteront peut-être des discussions de fond sur la manière de déployer ces nouveaux services.

7 SOURCES

ACC [Association canadienne des carburants], 2019. *Production de carburants*, site web, www.canadianfuels.ca/L-industrie-des-carburants/Production (consulté le 15 octobre 2019).

ACCR [Association canadienne des carburants renouvelables], 2019. *Carte de l'industrie*, <http://ricanada.org/fr/industrie/carte-de-lindustrie/> (consulté le 20 septembre 2018).

ACPE [Association canadienne de pipelines d'énergie], 2019. *Cartes interactives des pipelines de liquides et de gaz au Canada*, site web, <https://memberprojects.aboutpipelines.com>.

AIE [Agence internationale de l'énergie], 2019. *World Energy Balances*, www.iea.org/statistics/relateddatabases/worldenergybalances.

— 2019. *Energy Calculators*, site web, www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about_energy_conversion_calculator-basics.

— 2018. *Energy Efficiency Indicators Database – Extended Version*.
US EIA [Energy Information Administration], 2019. *Weekly Cushing OK Crude Oil Future Contract 1*, www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCLC1&f=W (consulté novembre 2019).

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

AREQ [Association des redistributeurs d'électricité du Québec], 2019. Site internet, www.areq.org (consulté le 15 décembre 2019).

CanWEA [Association canadienne de l'énergie éolienne], 2018. *Puissance installée actuelle au Canada*, carte en date de décembre 2017.

ECCE [Environnement et Changement climatique Canada], 2019. *Rapport d'inventaire national 1990-2017 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, gouvernement du Canada.

Énergie NB, 2019. *Archives de données du réseau*, http://tso.nbpower.com/Public/fr/system_information_archive.aspx.

Énergie Valero, 2019. *Tracé*, site web, www.energievalero.ca/fr-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent/Route (consulté le 27 décembre 2019).

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

— 2019. *Où se trouve le réseau gazier ?*, www.energir.com/fr/grandes-entreprises/gaz-naturel-quebec/reseau-gazier (consulté le 27 décembre 2019).

— 2019. *Prix du gaz naturel*, www.energir.com/fr/affaires/prix/prix-du-gaz (consulté le 21 novembre 2019).

— 2018. « GM-Q, Document 7 – Comparaison des revenus et des taux actuels et proposés », *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*, R-4018-2017.

— 2018. « GM-Q, Document 2 – Tableau de fonctionnalisation – Budget 2018-2019 – Sommaire par service », *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*, R-4018-2017.

Fleetcarma, 2018. *Electric vehicles sales update Q3 2018, Canada*, www.fleetcarma.com/electric-vehicles-sales-update-q3-2018-canada (consulté le 27 décembre 2019).

Global Syngas Technology Council, 2019. *Resources – Suncor Montreal Refinery Hydrogen Plant*, site web, www.globalsyngas.org/resources/world-gasification-database/suncor-montreal-refinery-hydrogen-plant (consulté le 27 décembre 2019).

Gouvernement du Québec, 2016. *Politique énergétique 2030 : l'énergie des Québécois, source de croissance*, gouvernement du Québec, <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf>.

Greenfield Global, 2019. *Varennnes (Québec)*, <https://greenfield.com/fr/nos-sites/varennnes-quebec>.

Hydro-Québec, 2014. *Filière d'énergie renouvelable : L'énergie de la biomasse*,

www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/fiche-biomasse.pdf.

— 2019. *Notre réseau de transport d'électricité*, dernière mise à jour : 31 décembre 2018, www.hydroquebec.com/transenergie/fr/reseau-bref.html (consulté le 27 décembre 2019).

— 2019. *Déclassement des installations de Gentilly-2*, www.hydroquebec.com/data/production/pdf/echeancier-plan-declassement.pdf.

— 2019. *Rapport sur le développement durable 2018*, www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-developpement-durable.pdf.

— 2019. *Rapport annuel 2018*, www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel.pdf.

HQD [Hydro-Québec Distribution], 2019. « Détail des sources d'approvisionnement, bilan réel offre-demande en puissance et taux de pertes de distribution », *Rapport annuel 2018*, HQD-3, document 1.2, déposé à la Régie de l'énergie, 18 avril 2019, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/501/DocPrj/R-9001-2018-B-0010-RapAnnuel-Piece-2019_04_18.pdf.

— 2019. « Prévion de la demande », dans *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020*, HQD-4, document 1, R-4057-2018, déposé à la Régie de l'énergie.

— 2019. « Relevés des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 », *D-2016-143 - Entente globale cadre 2017-2019*.

— 2018. « HQD4-1 Prévion de la demande » et « HQD5-1 Revenus Requis », *HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020*, <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=469&phase=1&Provenance=B&generate=true>.
HQT [Hydro-Québec TransÉnergie], 2019. « Statistiques du réseau de transport », *Rapport annuel au 31 décembre 2018*, HQT-4, document 5, déposé à la Régie de l'énergie le 18 avril 2019, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/500/DocPrj/R-9000-2018-B-0019-RapAnnuel-Piece-2019_04_18.pdf.

IESO [Independent Electricity System Operator], 2019. *Imports and Exports*, www.ieso.ca/en/power-data/supply-overview/imports-and-exports.

— 2019. *Yearly Intertie Actual Schedule and Flow Report*, <http://reports.ieso.ca/public/IntertieScheduleFlowYear>.

—

ISONE [Independent System Operator New England], 2019. *Grid Reports*, site web, www.iso-ne.com/isoexpress/web/reports/grid/-/tree/external-interface-metered-data.

ISQ [Institut de la statistique du Québec, 2019. *Commerce international en ligne*, http://diffusion.stat.gouv.qc.ca/hkbphp/index_fr.html (consulté le 3 octobre 2018).

MELCC [ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques], 2019. *Marché du carbone : Avis et résultats des ventes aux enchères*, gouvernement du Québec, www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/avis-resultats.htm.

MTMDT [ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports], 2016. *Rapport annuel de gestion 2015-2016*, gouvernement du Québec, www.transports.gouv.qc.ca/fr/ministere/organisation/rapport-annuel/Documents/rag-2015-2016.pdf.

NYISO [New York Independent System Operator], 2019. *Custom Reports*, site web, www.nyiso.com/custom-reports?report=interface_limits.

OEÉ [Office de l'efficacité énergétique], 2019. *Base de données complète sur la consommation d'énergie*, Ressources naturelles Canada, gouvernement du Canada, http://oe.e.ncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm.

Raymond, P.-R., 2019. « Le mirage de l'auto à hydrogène », *Le Soleil*, publié le 21 janvier 2019, www.lesoleil.com/auto/le-mirage-de-lauto-a-hydrogene-d029727c952bd8ce162cab1892fd1121.

Régie de l'énergie, 2017. *Essence ordinaire, Prix moyen. Relevé hebdomadaire par région administrative du Québec*, www.regie-energie.qc.ca/energie/petrole_tarifs.php

— 2019. *Composantes estimées pour certaines municipalités du Québec, Montréal (Montréal)*, 10 décembre 2019, www.regie-energie.qc.ca/energie/composantes.php.

Rothsay, 2019. *Production de biodiésel*, page web, www.rothsay.ca/fr/durabilite/production-de-biodiesel (consulté le 27 décembre 2019).

SAAQ [Société de l'assurance automobile du Québec], 2019, [2007]. *Bilan 2018 [2006] : accidents, parc automobile et permis de conduire*.

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

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

— 2019. *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.

— 2019. *Tableau 11-10-0223-01 – Dépenses des ménages selon le quintile de revenu du ménage, Canada, régions et provinces*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1110022301.

— 2019. *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.

— 2019. *Tableau 17-10-0009-01 – Estimations de la population, trimestrielles*, <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1710000901>.

— 2019. *Tableau 20-10-0001-01 – Ventes de véhicules automobiles neufs*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010000101.

— 2019. *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.

— 2019. *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.

— 2019. *Tableau 25-10-0020-01 – L'énergie électrique, production annuelle selon la classe de producteur d'électricité*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002201.

— 2019. *Tableau 25-10-0021-01 – L'énergie électrique, services d'électricité et d'industrie, disponibilité et écoulement, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002101&request_locale=fr.

— 2019. *Tableau 25-10-0022-01 – Centrales installées, puissance génératrice annuelle selon le type de production d'électricité*, gouvernement du Canada, <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002201>.

— 2019. *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.

— 2019. *Tableau 25-10-0041-01 – Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510004101.

— 2019. *Tableau 33-10-0092-01 – Nombre d'entreprises canadiennes, avec employés, juin 2019*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3310021401.

— 2019. *Tableau 36-10-0222-01 – Produit intérieur brut, en termes de dépenses, provinciaux et territoriaux, annuel (x 1 000 000)*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610022201.

— 2019. *Tableau 36-10-0402-01 – Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, par industries, provinces et territoires (x 1 000 000)*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610040201.

— 2019. « Tableau 990-0027 – Importations : combustibles minéraux, huiles minérales et produits de leur distillation ; matières bitumineuses ; cires minérales », dans *Base de données sur le commerce international canadien de marchandises*, gouvernement du Canada, www5.statcan.gc.ca/cimt-cicm.

TEQ [Transition énergétique Québec], 2018. *Prévision de la demande d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre*, présentation à la Table des parties prenantes de TEQ.

TC Énergie, 2019. *Portland Natural Gas Transmission System Map*, www.tcenergy.com/operations/natural-gas/portland-natural-gas-transmission-system (consulté le 27 décembre 2019).

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.

US DOE [Department of Energy], 2018. *Dynamic Manufacturing Energy Sankey Tool*, <https://www.energy.gov/eere/amo/dynamic-manufacturing-energy-sankey-tool-2010-units-trillion-btu>.

Valener inc., 2018. *Rapport annuel 2018 - Interagir*, www.valener.com/wp-content/uploads/2018/11/Rapport-financier-Valener-2018-09-30-FR.pdf.

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

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, <http://energie.hec.ca/productiviteenergetique>.

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

UNITÉS DE MESURE

M\$ million de dollars

G\$ milliard de dollars

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

PJ pétajoule ou million de milliards de joules

V volt (unité de mesure de la tension électrique)

kV kilovolt ou millier de volts

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

Baril unité de volume équivalant à 158,9 litres

t éq. CO₂ tonne d'équivalents CO₂

kt éq. CO₂ millier de tonnes d'équivalents CO₂

Mt éq. CO₂ million de tonnes d'équivalents CO₂

m² mètre carré (unité de mesure de la superficie)

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

Mm³ million de mètres cubes

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

MWh mégawattheure ou million de watts-heures

GWh gigawattheure ou milliard de watts-heures

TWh térawattheure ou billion de watts-heures

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

ML/an million de litres par an

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

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

energie.hec.ca

Nos partenaires :

BORALEX

Brookfield

eENBRIDGE

ENERCON

énergir

**Hydro
Québec**

Valero

wsp