

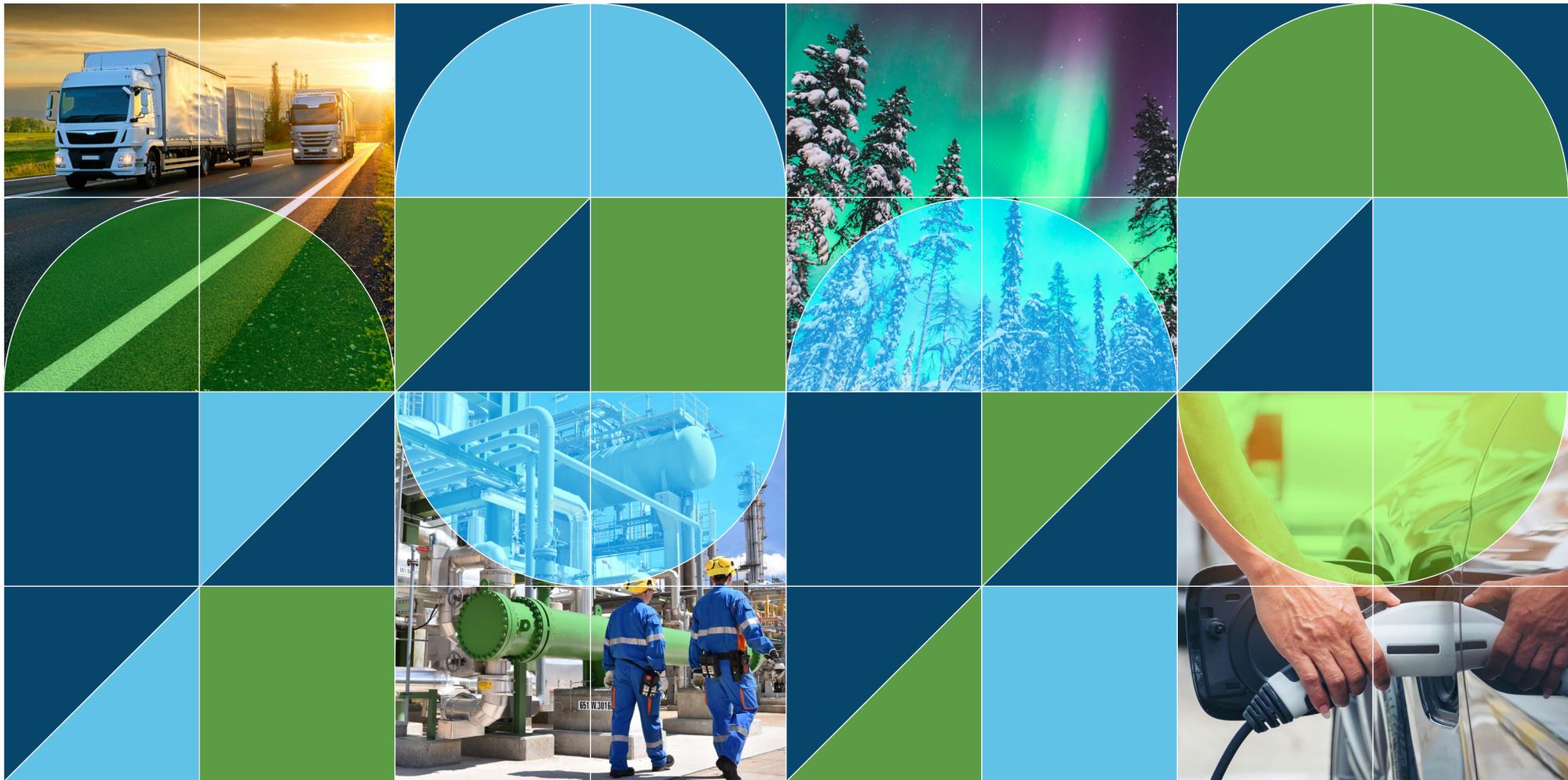


Régie de l'énergie
du Canada

Canada Energy
Regulator

Canada

Avenir énergétique du Canada en 2020



Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the Canada Energy Regulator, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the Canada Energy Regulator is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the Canada Energy Regulator.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the CER, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

This report does not provide an indication about whether any application will be approved or not. The Commission will decide on specific applications based on the material in evidence before it at that time.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@cer-rec.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the Canada Energy Regulator 2020

PDF: NE2-12E-PDF

ISSN 2562-069X

Key title: Canada's Energy Future

This report is published separately in both official languages.

This publication is available upon request in multiple formats.

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de la Régie de l'énergie du Canada, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que la Régie de l'énergie du Canada soit mentionnée comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec la Régie de l'énergie du Canada ou avec son consentement.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant la Régie peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. La Régie étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@cer-rec.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par

la Régie de l'énergie du Canada 2020

PDF : NE2-12F-PDF

ISSN 2562-0703

Titre clé : Avenir énergétique du Canada

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

On peut l'obtenir sur supports multiples, sur demande.

Table des Matières

Introduction.....	2	Résultats	34
Sommaire	3	Macroéconomie.....	35
Aperçu et mise en contexte	3	Demande d'énergie	36
Grandes conclusions	6	Pétrole brut.....	42
Offre et demande énergétiques		Gaz naturel	50
à l'heure de la pandémie :		Liquides de gaz naturel.....	54
incidences de la COVID-19.....	17	Électricité.....	56
Répercussions à court terme sur		Charbon	63
les marchés énergétiques.....	18	Émissions de gaz à effet de serre	64
Incertitudes concernant les projections		Vers un bilan zéro	68
énergétiques à long terme	20	Aperçu d'un bilan zéro.....	68
Scénarios et hypothèses	21	Transport routier des passagers.....	74
Aperçu des scénarios	21	Sables bitumineux	78
Hypothèses du scénario Évolution		Collectivités éloignées et du Nord	84
et du scénario de référence	24	Annexe A : Résumé des hypothèses	
Politique climatique au Canada.....	26	relatives aux politiques climatiques nationales.....	90
Avancées technologiques.....	28	Notes de bas de page	95
Marchés et infrastructures du pétrole brut		Explorer les données liées	
et du gaz naturel.....	29	à l'avenir énergétique.....	99
Électricité.....	32	Au sujet de la Régie de l'énergie du Canada.....	100
		À propos du présent rapport	101

Introduction

2

Le présent rapport *Avenir énergétique du Canada en 2020 – Projections de l'offre et de la demande énergétiques à l'horizon 2050* (« Avenir énergétique 2020 ») est la plus récente perspective énergétique à long terme de la Régie de l'énergie du Canada. Ce rapport, comme beaucoup d'activités de la Régie, prend fondement sur les quelque 60 ans d'histoire de l'Office national de l'énergie, qui a commencé à publier des prévisions à long terme en 1967.

La série de rapports sur l'avenir énergétique explore diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme et repose sur des modèles économiques et de production d'énergie qui permettent de faire des projections, ainsi que sur un ensemble d'hypothèses à propos des tendances sur les divers plans des technologies, des politiques sur l'énergie et les changements climatiques, des marchés de l'énergie, des comportements humains et de l'économie.

Les rapports sur l'avenir énergétique renferment des projections à long terme de la filière énergétique canadienne. La pandémie de la COVID-19 a créé une grande incertitude à court terme pour les Canadiens, notamment en ce qui concerne l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie. Pour cette raison, contrairement à ce qui est généralement le cas dans les rapports sur l'avenir énergétique, le présent rapport s'attarde davantage sur le court terme. Vous trouverez une analyse plus complète de la question dans la section « Offre et demande énergétiques à l'heure de la pandémie : effets de la COVID-19 ».

L'Avenir énergétique 2020 est le premier rapport sur l'avenir énergétique qui propose des projections jusqu'en 2050. Il introduit également un tout nouveau scénario : le scénario d'une évolution du portrait énergétique (« scénario Évolution »), qui complète la projection de base classique des rapports sur l'avenir énergétique, soit le scénario de référence (« scénario de référence »). Enfin, la section « Vers un bilan zéro » du présent rapport examine à quoi pourrait ressembler le Canada s'il décidait d'aller au-delà de la seule évolution de la filière énergétique.

L'analyse proposée dans l'Avenir énergétique 2020 repose sur plusieurs hypothèses importantes et fait état de réserves cruciales. La section « Scénarios et hypothèses » expose les hypothèses sur lesquelles reposent les projections de chacun des scénarios. Quant à la section « Résultats », elle donne un aperçu des projections relatives à différentes composantes du portrait énergétique canadien, en insistant sur le scénario Évolution. La section « Vers un bilan zéro » examine l'incidence sur le Canada en général et sur trois composantes distinctes de la filière énergétique canadienne en particulier de l'atteinte de la carboneutralité. Enfin, la section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique » renferme des liens permettant d'accéder aux données qui ont servi à la préparation du présent rapport et des outils qui faciliteront une exploration plus poussée.

Sommaire



Aperçu et mise en contexte

La série de rapports sur l'avenir énergétique explore diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme. Le présent rapport *Avenir énergétique du Canada en 2020 – Projections de l'offre et de la demande énergétiques à l'horizon 2050*, (« Avenir énergétique 2020 »), est le dernier de cette lignée. Il s'agit de la première perspective de cette série qui propose des projections allant jusqu'en 2050. Tous les produits énergétiques, pour la totalité des provinces et des territoires, y sont abordés. Cette analyse se fonde sur des modèles économiques et de production d'énergie, ainsi que sur un ensemble d'hypothèses à propos des technologies, des politiques énergétiques et climatiques, des marchés de l'énergie, des comportements humains et de l'économie.

À long terme, les ambitions de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »), aussi bien à l'échelle mondiale qu'au Canada, constitueront un facteur crucial dans l'évolution du portrait énergétique. L'Avenir énergétique 2020 échafaude deux grands scénarios, dans lesquels les projections concernant l'offre et la demande d'énergie diffèrent selon l'étendue des mesures¹ qui seront prises dans les années à venir pour réduire les émissions de GES. Cette analyse est étoffée par un tour d'horizon de ce qui ressortirait d'une transformation plus poussée de la filière énergétique.

Le scénario de l'évolution de la filière énergétique (« **scénario Évolution** ») s'attache à l'incidence de la poursuite de la tendance historique de l'intensification des mesures prises à l'échelle mondiale en matière de changements climatiques tout au long de la période de projection. Sur le plan mondial, cela entraîne une réduction de la demande pour les combustibles fossiles et, en corollaire, une baisse des prix sur les marchés internationaux. Les progrès réalisés dans les technologies à faibles émissions de carbone amènent des gains d'efficacité et une réduction des coûts. Au Canada, l'Avenir énergétique 2020 suppose qu'il y aura une série hypothétique de politiques qui tireront parti des politiques actuelles en matière de climat et d'énergie.

Le scénario de référence de la filière énergétique (« **scénario de référence** ») actualise ce qui constituait la projection de base servant de fondement aux rapports de la série sur l'avenir énergétique. Ce scénario mise sur un avenir dans lequel les mesures de réduction des émissions de GES se limitent à celles actuellement en place. À l'échelle mondiale, il s'ensuit une plus forte demande pour les combustibles fossiles, avec comme effet que les prix sont plus élevés comparativement au scénario Évolution. Les technologies à faibles émissions de carbone déjà en branle continuent de s'améliorer, mais à un rythme moins soutenu que dans ce dernier scénario.

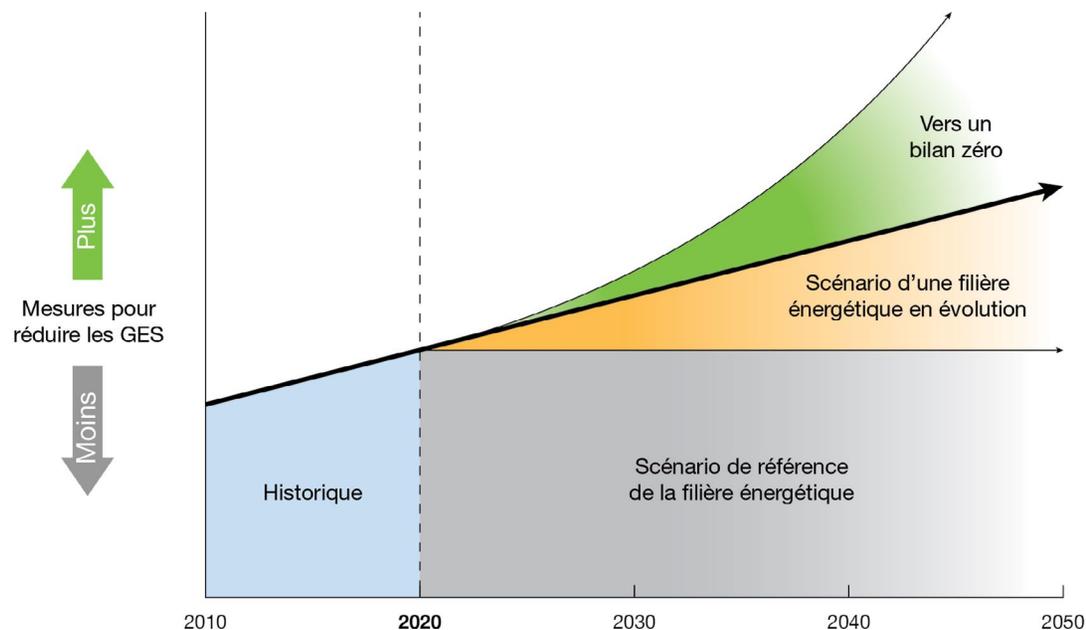
La section « Vers un bilan zéro » du présent rapport Avenir énergétique 2020 examine aussi à quoi pourrait ressembler le Canada s'il décidait d'aller au-delà de la seule évolution de la filière énergétique. Cette section ne fournit pas une projection de l'avenir, mais elle consiste plutôt en une analyse de certains des principaux enjeux associés à la transition vers un écosystème carboneutre. On y donne un aperçu général des répercussions du passage à un haut degré de carboneutralité. Elle est complétée par une analyse plus poussée des incidences d'une telle transition sur certaines composantes de la filière énergétique, notamment le transport des particuliers (passagers), la production tirée des sables bitumineux et les collectivités éloignées et du Nord.

La figure SE.1 propose un schéma conceptuel des deux scénarios présentés dans l'Avenir énergétique 2020 ainsi que d'un avenir à zéro émission nettes. Pour sa part, le tableau SE.1 ci-dessous offre une synthèse des principales différences entre le scénario Évolution et celui de référence.



Figure SE. 1:

Schéma conceptuel des scénarios de l'Avenir énergétique 2020 et d'un avenir à zéro émission nettes



- Vers un bilan zéro**
Le rythme des mesures de lutte contre les changements climatiques augmente par rapport aux niveaux actuels.
- Scénario d'une filière énergétique en évolution**
Poursuite de la tendance passée d'intensification des mesures de lutte contre les changements climatiques pendant toute la période de projection. Les politiques et les ententes sont renforcées une fois arrivées à leur terme. Poursuite de la mise au point de technologies à faibles émissions de carbone.
- Scénario de référence de la filière énergétique**
Les mesures de lutte contre les changements climatiques se limitent aux mesures actuelles. Les développements technologiques sont modestes, généralement limités à ceux existants ou ayant une part de marché.
- Historique**
Intensification graduelle des mesures de lutte contre les changements climatiques, dont les politiques, la réglementation, la mise en valeur de ressources et le développement de technologies à faibles émissions de carbone.

Tableau SE.1 : Comparaison du scénario Évolution et du scénario de référence

		PRINCIPALES HYPOTHÈSES					
POSTULAT DU SCÉNARIO	Prix mondial du pétrole brut ^(a)	Prix nord-américain du gaz naturel ^(b)	Variation, en %, du coût de certaines technologies (2020 à 2050) ^(c)			Politiques énergétiques et climatiques au Canada	
			Solaire	Éolien, sur terre	Batteries des VE		
Scénario Évolution	Poursuite continue des mesures prises à l'échelle mondiale et au Canada pour réduire les émissions de GES. Le rythme de l'ajout de mesures dans l'avenir continue à suivre la tendance passée.	54 \$	3,52 \$	-75 %	-50 %	-50 %	Se fonde sur les politiques climatiques et énergétiques actuelles auxquelles se greffe une série d'actions avec le temps. Comprend une majoration de la tarification du carbone à l'échelle de l'économie, qui atteint 75 \$ la tonne en 2040 et 125 \$ la tonne en 2050. ^(d)
Scénario de référence	Les mesures prises à l'échelle mondiale et au Canada pour réduire les émissions de GES ne dépassent généralement pas les seuils actuels.	75 \$	3,77 \$	-60 %	-11 %	-30 %	Seules les politiques actuellement en place sont prises en compte. Les prix du carbone demeurent inchangés par rapport aux programmes actuels. ^(e)

(a) Brent, moyenne en \$ US 2019, 2025 à 2050.
 (b) Carrefour Henry, moyenne en \$ US 2019, 2025 à 2050.
 (c) Coûts en capital uniquement.
 (d) \$ CAN 2019 la tonne d'équivalent CO₂.
 (e) Exemple : Le prix filet fédéral actuel augmente à 50 \$ CA nominal la tonne d'équivalent CO₂ en 2022 et y demeure pendant le reste de la période de projection.

Grandes conclusions

1. La pandémie de la COVID-19 a eu des répercussions considérables sur la filière énergétique canadienne. Nous estimons que la consommation d'énergie en 2020 diminuera de 6 % par rapport à l'année précédente, une baisse plus marquée que celle enregistrée durant la crise financière de 2009. Nous nous attendons à ce que la production de pétrole brut en 2020 recule de 7 % ou 335 milliers de barils par jour (kb/j) par rapport à 2019.

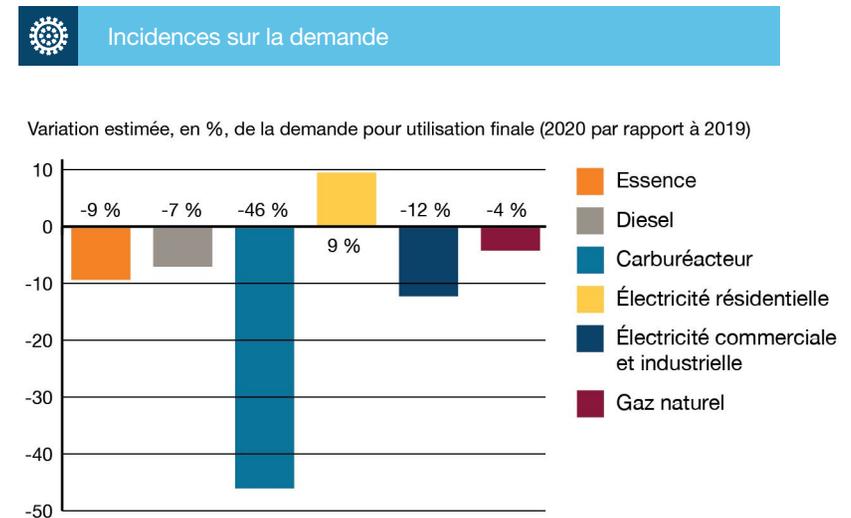
La pandémie mondiale et les efforts qui ont été déployés pour y mettre fin évolueront au cours des mois et des années à venir, créant une plus grande incertitude dans les perspectives énergétiques du Canada. L'Avenir énergétique 2020 suppose que les effets aigus de la pandémie se dissiperont lentement au cours des deux ou trois prochaines années.

Au Canada, comme ailleurs dans le monde, la COVID-19 a touché toutes les facettes de la vie quotidienne. L'effet sur la consommation et la production d'énergie au Canada a été important et généralisé.

Les mesures mises en place pour endiguer le virus se sont répercutées sur les tendances relatives à la demande d'énergie au Canada. Des mesures comme les restrictions de voyage, l'adoption à grande échelle du travail à la maison et l'incidence économique plus large de la pandémie ont plombé la filière énergétique sur bien des plans. Nous estimons que la demande d'énergie pour utilisation finale au pays reculera de 6 % en 2020 par rapport à 2019, soit la plus forte baisse annuelle depuis au moins 1990. L'énergie nécessaire pour transporter les personnes et les biens sera la plus affectée en raison de la diminution des déplacements et de l'accroissement du travail et de l'apprentissage à distance. La consommation d'énergie dans le secteur industriel diminuera également, de nombreuses industries ayant freiné leurs activités à cause de la baisse de la demande pour leurs biens. Pour ce qui est du secteur commercial, la consommation d'énergie suivra la même tendance, conséquence de la diminution du taux d'occupation des immeubles comme les bureaux, les restaurants et les écoles. Quant au secteur résidentiel, il affichera une hausse de la consommation attribuable au fait que les gens passent plus de temps à la maison.

Les producteurs d'énergie au Canada n'ont pas été épargnés par la COVID-19 non plus, mais à des degrés divers selon les produits. Nous estimons que la production de pétrole brut au Canada chutera de 335 kb/j par suite de la baisse des prix. Quant à celle de gaz naturel, elle devrait demeurer relativement stable tout au long de 2020, car les prix de ce produit de base dans l'Ouest canadien sont en hausse comparativement à l'an dernier. La diminution générale de la consommation d'électricité au Canada nous porte à croire que la production reculera de 3 % en 2020.

Figure SE.2 :
Incidences de la COVID-19 sur la filière énergétique canadienne



Diminution de la demande de carburants pour le transport routier en raison des restrictions et des mesures liées à la COVID-19.



Creux historique de la demande de carburéacteur attribuable à la réduction du transport aérien commercial.



Les mesures de santé publique ont fait en sorte qu'un plus grand nombre de personnes travaillent de la maison, ce qui a eu pour effet d'aplanir les profils de demande d'électricité pendant la journée et d'augmenter la consommation résidentielle.



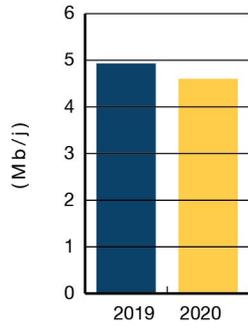
Cette augmentation de la demande résidentielle compense la baisse de la demande dans les secteurs commercial et institutionnel. Nous estimons que la demande totale d'électricité baisse de 5 %.



La demande de gaz naturel a chuté, en particulier dans le secteur pétrolier et gazier, le plus gros consommateur au Canada.



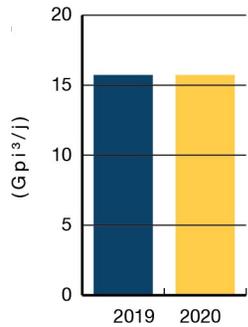
Incidences sur la production



Pétrole brut



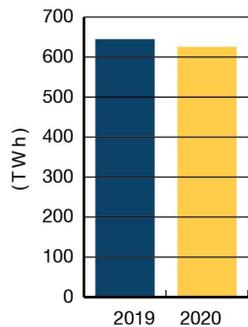
Nous estimons que la production de pétrole brut en 2020 recule de 7 % ou 335 milliers de barils par jour (kb/j) par rapport à 2019. Au printemps 2020, les producteurs de l'Ouest canadien ont réduit leur production en raison des bas prix; la diminution a atteint près de 1 Mb/j à la mi-mai. La production a repris durant la deuxième moitié de l'année, à mesure que les prix se raffermisaient.



Gaz naturel



La production de gaz naturel a été relativement stable en 2020. Les prix dans l'Ouest canadien ont été plus élevés en 2020 comparativement aux dernières années, en raison d'une augmentation à l'automne 2019. Ces prix élevés ont soutenu la production au pays pendant tout le premier semestre de 2020 et les niveaux sont comparables à ceux de 2019.



Électricité

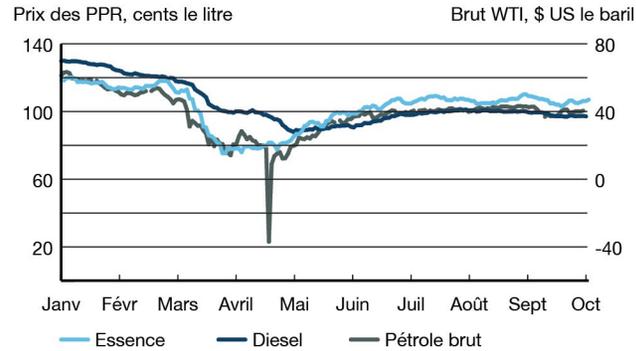


Les incidences sur l'offre et la demande d'électricité ont aussi été importantes, mais elles ont varié selon les provinces.

Dans l'ensemble, nous estimons que la production d'électricité diminuera de 3 %, ou 19 Twh, en 2020 en raison de baisse de la consommation.



Indicateurs des marchés énergétiques en 2020



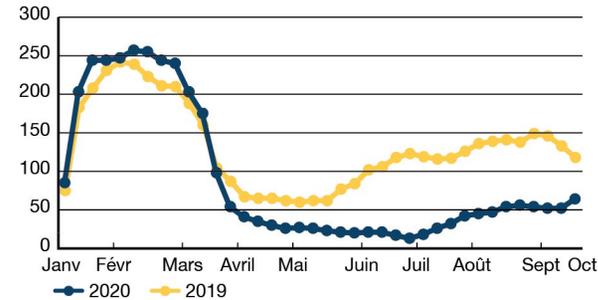
Source : Ressources naturelles Canada, Energy Information Administration (É.-U.)

Prix des produits énergétiques



La demande réduite de produits pétroliers raffinés, et donc de pétrole brut, jumelée à l'augmentation de l'offre mondiale par la Russie et l'Arabie saoudite, a entraîné un repli rapide des prix à partir de février 2020.

La demande plus faible de produits pétroliers raffinés et les prix plus bas du pétrole brut canadien ont fait baisser les prix de l'essence et du diesel à la pompe en avril à leur plus bas niveau depuis 2008 et, après rajustement pour tenir compte de l'inflation, depuis 2002 au moins.

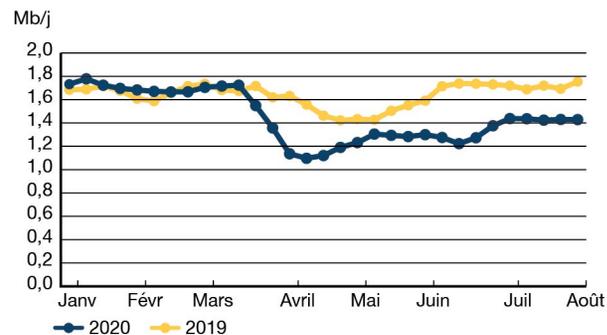


Source : Baker Hughes

Appareils de forage en opération



Le nombre d'appareils de forage en opération au Canada a chuté à un niveau inédit en plus de 50 ans, et certains projets de forage au large de Terre-Neuve-et-Labrador ont été suspendus.



Source : Régie de l'énergie du Canada

Raffinage du pétrole brut



La raffinerie Come-by-Chance de Terre-Neuve-et-Labrador a cessé temporairement ses activités et d'autres raffineurs canadiens ont réduit leur production.



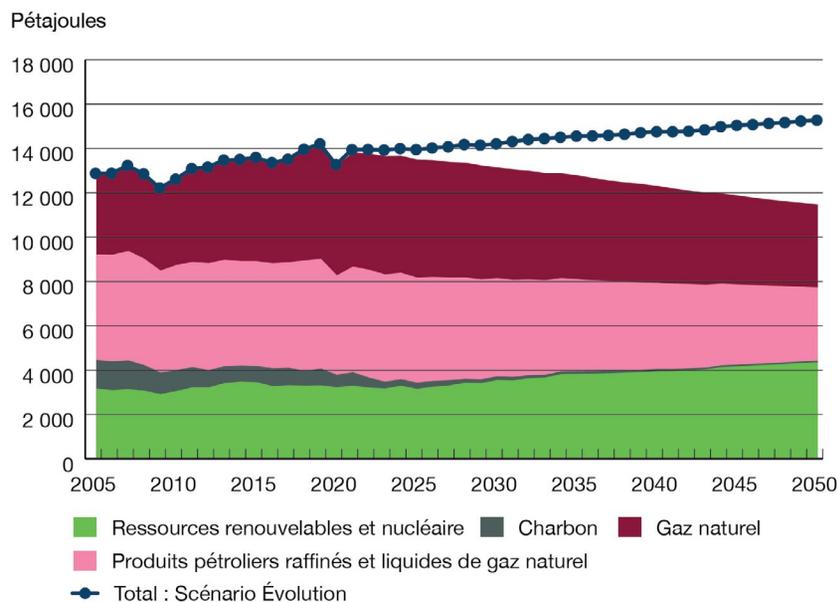
2. La consommation de combustibles fossiles au Canada a atteint un sommet en 2019 dans le scénario Évolution. D'ici 2030, elle fléchit de 12 %, et de 35 % à l'horizon 2050. Parallèlement, les énergies renouvelables et le nucléaire connaissent un essor de 31 % d'ici 2050 et occupent une plus grande part du bouquet énergétique.

L'intensification des mesures de lutte contre les changements climatiques dans le scénario Évolution se répercute sur la consommation d'énergie future au Canada. En 2018, plus de 82 % des émissions totales de GES au pays provenait de l'énergie, la grande majorité attribuable à la consommation de combustibles fossiles.

Dans le scénario Évolution, cette consommation demeure inférieure à son sommet de 2019. Elle diminue de 12 % d'ici 2030 et de 35 % d'ici 2050. La part du charbon recule durant la présente décennie, à mesure que l'on cesse d'y avoir recours pour produire de l'électricité. La consommation de [produits pétroliers raffinés](#) (« PPR ») diminue graduellement grâce aux améliorations de l'efficacité énergétique et à l'utilisation accrue de carburants renouvelables et d'électricité. La consommation de gaz naturel croît au début de la période de projection, entraînée par une hausse de la demande d'électricité et de la production de pétrole brut et de gaz naturel en amont. Elle chute vers la fin de cette même période, à mesure que les énergies renouvelables jouent un plus grand rôle dans la production d'électricité et que les besoins en énergie pour produire des combustibles fossiles diminuent.

Figure SE.3 :

Consommation d'énergie primaire selon le type – Scénarios Évolution et de référence (total)

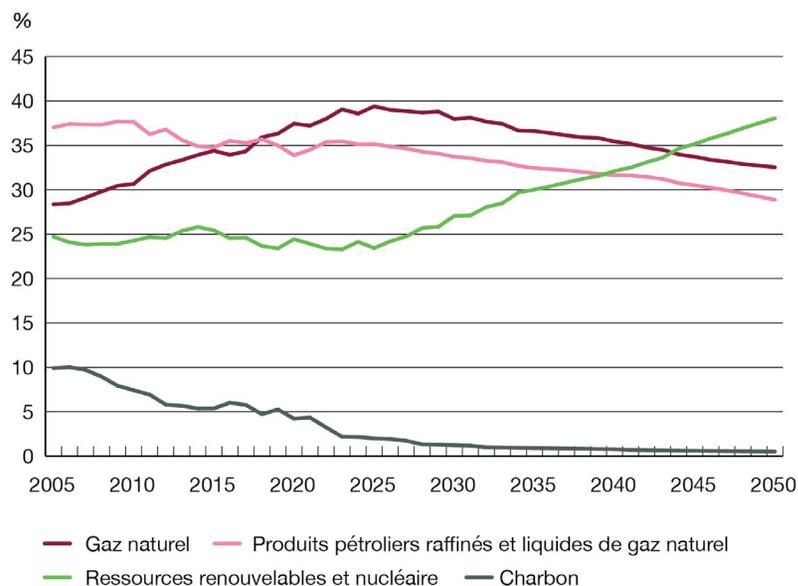


En revanche, dans le scénario de référence, la consommation de combustibles fossiles reste relativement inchangée tout au long de la période à l'étude. Cela s'explique par des améliorations constantes sur le plan de l'efficacité énergétique, qui neutralisent la croissance démographique et l'accroissement de la production industrielle, en particulier dans les sables bitumineux.

Parallèlement, la demande entourant les sources d'énergie renouvelable comme l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire et les biocombustibles augmente de 45 % de 2019 à 2050, selon le scénario Évolution, et celle pour l'énergie nucléaire progresse de 2 %. Combinée à la baisse de la consommation de combustibles fossiles, la part de ces sources à faibles émissions et à émissions nulles passe de 23 % en 2019 à 38 % en 2050.

Figure SE.4 :

Part de l'énergie selon le type – Scénario Évolution



3. La production d'électricité fait de plus en plus concurrence aux combustibles fossiles dans de nombreux segments de la filière énergétique, dont les véhicules de tourisme. Sa part de la demande pour utilisation finale passe d'environ 16 % actuellement à plus de 27 % en 2050, selon le scénario Évolution, alors que la moitié des véhicules de tourisme vendus sont électriques. Parallèlement, les sources d'énergie renouvelable comptent pour une plus grande part de la production d'électricité.

De nombreuses études de modélisation énergétique² indiquent que l'électrification accrue sera probablement une carte maîtresse de la transition de la filière énergétique. Dans le scénario Évolution, on suppose une baisse des coûts des batteries et des politiques climatiques de plus en plus strictes, ce qui entraîne une augmentation constante de la consommation d'électricité dans tous les secteurs de l'économie, qui augmente en moyenne de 1 % par année entre 2019 et 2050. Sa part de la demande pour utilisation finale passe d'environ 16 % à l'heure actuelle à plus de 27 % en 2050.

Fait notable, l'électricité occupe une place de choix dans le secteur des transports, où l'essence et le diesel dominent actuellement. À mesure qu'ils deviennent plus concurrentiels sur le plan des coûts, les véhicules de tourisme électriques réalisent une percée majeure au cours de la période de projection. À l'horizon 2050, selon le scénario Évolution, ils comptent pour la moitié de tous les achats de véhicules de tourisme neufs. À plus long terme, ce scénario table aussi sur une certaine adoption des véhicules électriques et à piles à hydrogène dans le secteur du transport de marchandises.



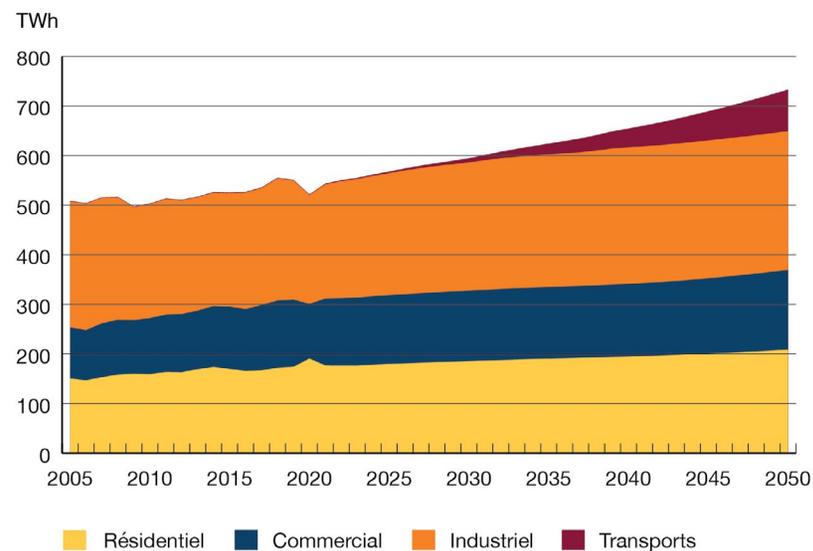
Pour répondre à cette demande croissante, le Canada mise davantage sur la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. C'est ainsi que la production d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'énergie hydroélectrique augmente dans les projections. Selon le scénario Évolution, 90 % de la production d'électricité provient des énergies renouvelables et du nucléaire en 2050, comparativement à 81 % en ce moment.

La part de l'électricité dans la demande pour utilisation finale croît plus lentement dans le scénario de référence. Elle atteint 20 % en 2050, moment où le cinquième des véhicules de tourisme vendus est électrique. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable augmente également dans le scénario de référence, mais à un rythme plus lent. En 2050, le gaz naturel occupe une plus grande place dans le bouquet électrique, et les énergies renouvelables et le nucléaire comptent pour 81 % de la production.

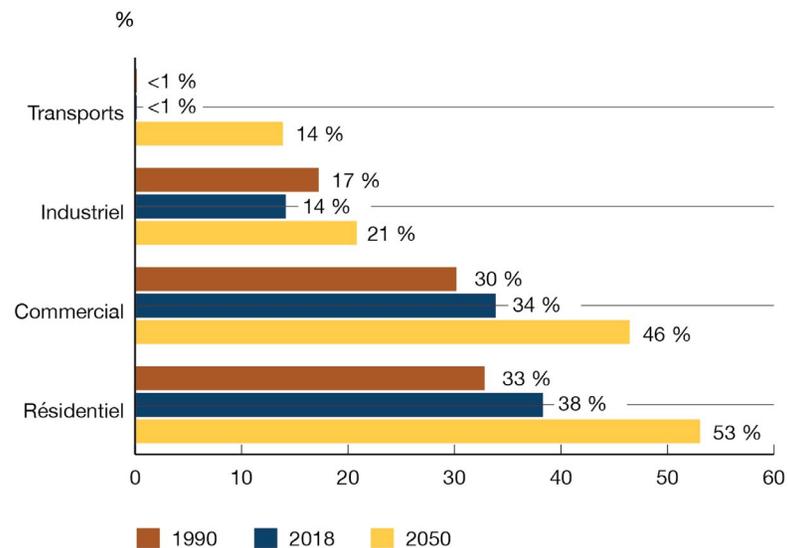
Figure SE.5 :

Demande d'électricité selon le secteur – Scénario Évolution

a) Demande totale d'électricité selon le secteur



b) Part de l'électricité dans la demande totale pour chaque secteur

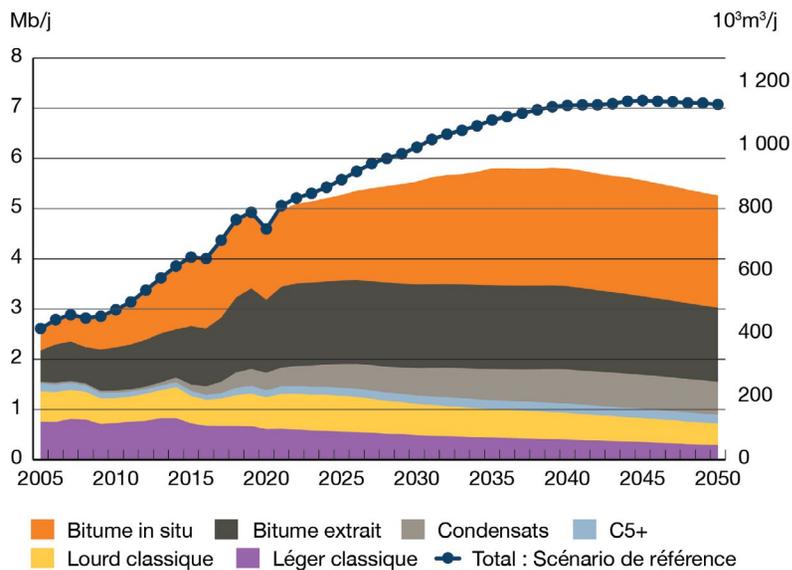


4. Selon les hypothèses avancées dans le scénario Évolution, la production canadienne de pétrole brut augmente de façon constante pour atteindre un sommet de 5,8 millions de barils par jour (« Mb/j ») en 2039. Propulsée par la croissance des exportations de gaz naturel liquéfié (« GNL »), la production canadienne de gaz naturel suit la même tendance et atteint son sommet de 18,4 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») en 2040. La production de pétrole brut et de gaz naturel fléchit lentement durant la dernière décennie de la période de projection.



La production de pétrole brut dans le scénario Évolution est en progression et passe de 4,9 Mb/j en 2019 à 5,8 Mb/j en 2039. Au cours de la dernière décennie de la période de projection, elle commence à reculer et se situe à 5,3 Mb/j en 2050. La croissance tient en grande partie à l'agrandissement de projets de récupération in situ dans les sables bitumineux. Les hypothèses relatives aux prix présentées dans l'Avenir énergétique 2020 sous-tendent cette croissance. Le scénario Évolution suppose que le prix du pétrole brut Brent augmente de 37 \$ US de 2019 (ou \$ US 2019) le baril en 2020 et plafonne à 55 \$ US 2019 le baril, de 2026 à 2038, avant de reculer lentement pour s'établir à 50 \$ US 2019 le baril en 2050.

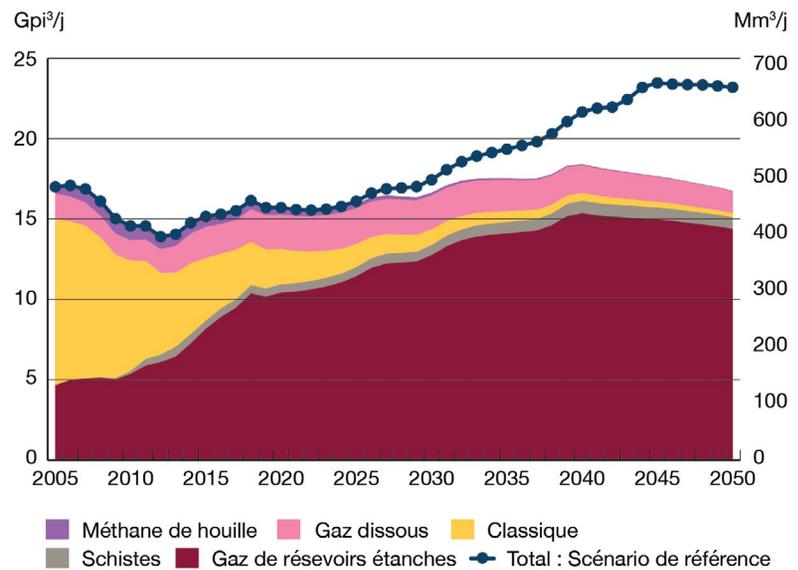
Figure SE.6 :
Production de pétrole brut selon le type – Scénarios Évolution et de référence



La consommation de gaz naturel est aussi en hausse dans le scénario Évolution, passant de 15,7 Gpi³/j en 2019 à 18,4 Gpi³/j en 2040, alimentée par l'augmentation des exportations de GNL, qui devraient atteindre 4,9 Gpi³/j en 2039. L'essentiel de cette croissance provient des ressources de gaz de réservoirs étanches de la formation de Montney, en particulier en Colombie-Britannique. Après 2040, la production de gaz naturel s'essouffle lentement pour s'établir à 16,8 Gpi³/j en 2050.

Le scénario de référence mise sur une production future plus élevée pour le pétrole brut et le gaz naturel. L'explication vient de prix du pétrole brut beaucoup plus élevé, de volumes supérieurs d'exportations de GNL, de prix modérément à la hausse du gaz naturel et de l'absence de nouvelles politiques climatiques au Canada.

Figure SE.7 :
Production de gaz naturel selon le type – Scénarios Évolution et de référence



5. Les grands projets d'oléoducs en construction réussiront à absorber toute la croissance future de la production, aussi bien dans le scénario Évolution que dans le scénario de référence.

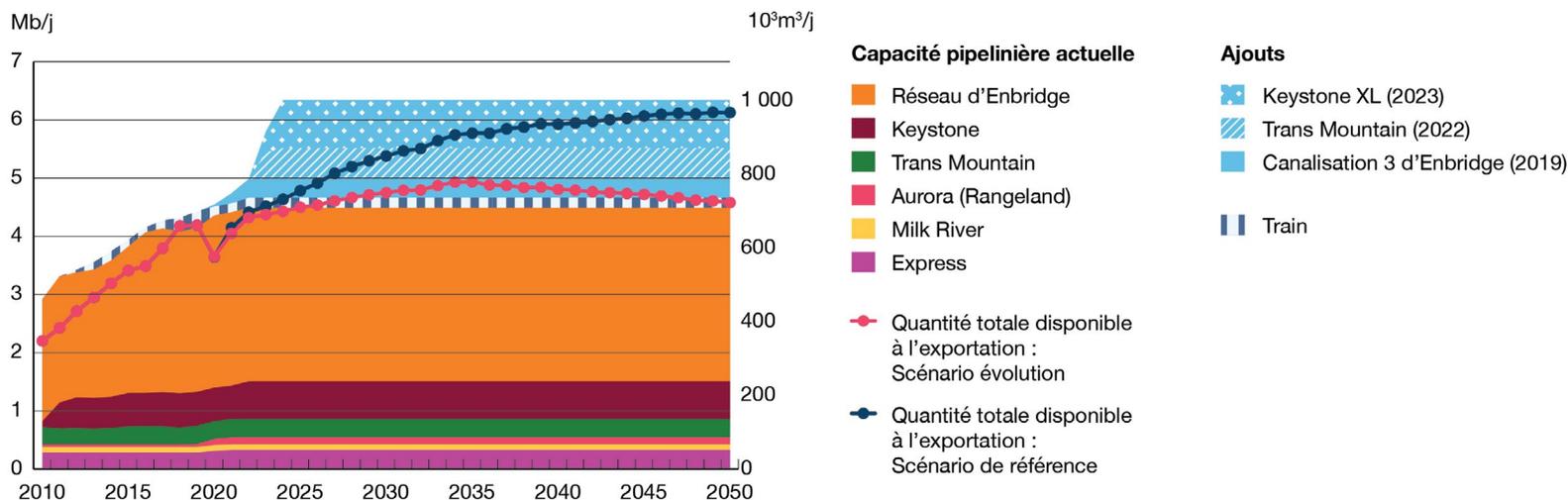
Deux grandes questions persistent au sujet de la filière énergétique du Canada : la disponibilité de pipelines pour l'exportation de pétrole brut et la capacité ferroviaire. Ces questions ont une incidence sur l'évolution des prix et de la production du pétrole au pays. Le rapport Avenir énergétique 2020 pose comme autre hypothèse que l'augmentation de la capacité pipelinière se réalisera selon les dates annoncées du projet Keystone XL, du projet de remplacement de la canalisation 3 et du projet d'agrandissement du réseau

de Trans Mountain. Cette hypothèse ne doit pas être interprétée comme un appui ou une prédiction concernant l'un ou l'autre des projets. La section « Scénarios et hypothèses » du présent rapport explique plus en profondeur les hypothèses relatives à l'infrastructure.

Si les projets pipeliniers annoncés se réalisent selon les échéanciers prévus, le pétrole brut disponible pour l'exportation depuis l'Ouest canadien demeure en-deçà de la capacité pipelinière totale au cours des 30 prochaines années dans les deux scénarios.

Figure SE.8 :

Comparaison de la capacité des oléoducs et de l'approvisionnement total disponible à l'exportation – Scénarios Évolution et de référence



Note : Même si le scénario Évolution prévoit que, dans un certain nombre d'années, le pétrole brut disponible pour l'exportation pourrait être considérablement inférieur à la capacité pipelinière totale, cela ne doit pas être interprété comme si le rapport sur l'avenir énergétique en concluait qu'un pipeline devrait ou non être construit. Le rapport n'évalue pas les nombreux facteurs qui permettent d'évaluer si un pipeline est requis, notamment la valeur de l'accès à de nouveaux marchés et l'apport d'une capacité pipelinière de réserve afin de pouvoir réagir à des changements temporaires ou durables sur les marchés.

6. Bien que la consommation de combustibles fossiles diminue dans le scénario Évolution, elle représente tout de même plus de 60 % du bouquet énergétique du Canada en 2050. L'atteinte de l'objectif de zéro émission nettes de GES à cette date exigera que s'accélère l'abandon de ces combustibles.

Le rapport Avenir énergétique 2020 évoque un éventail de possibilités quant à l'évolution de la consommation de combustibles fossiles au Canada à l'origine d'émissions de GES au pays. Dans le scénario de référence, la croissance de la consommation de combustibles fossiles au Canada est limitée. Dans le scénario Évolution, cette consommation diminue constamment jusqu'en 2050. Durant la même période, néanmoins, les combustibles fossiles continuent d'occuper une large part des sources d'énergies du scénario Évolution en 2050.

Manifestement, une économie sobre en carbone exigera un changement encore plus profond de la filière énergétique canadienne. La section intitulée « Vers un bilan zéro » du présent rapport examine les écueils et les possibilités uniques associés à une décarbonisation profonde. On y décrit ce qu'un bilan nul pourrait signifier pour le Canada et on s'intéresse à trois segments de l'écosystème énergétique canadien pour fournir une analyse plus détaillée. Ces segments sont le transport routier des passagers, les sables bitumineux et les collectivités éloignées et du Nord. L'équilibre exact entre l'élimination et l'émission de GES dans l'atmosphère en 2050 n'est pas encore net. Ce qui est certain, c'est que la probabilité que le Canada atteigne son objectif ambitieux de carboneutralité augmente à mesure que diminuent les émissions du secteur énergétique. La figure SE.9 trace les grandes lignes de cette analyse; la section « Vers un bilan zéro » fournit de plus amples renseignements.

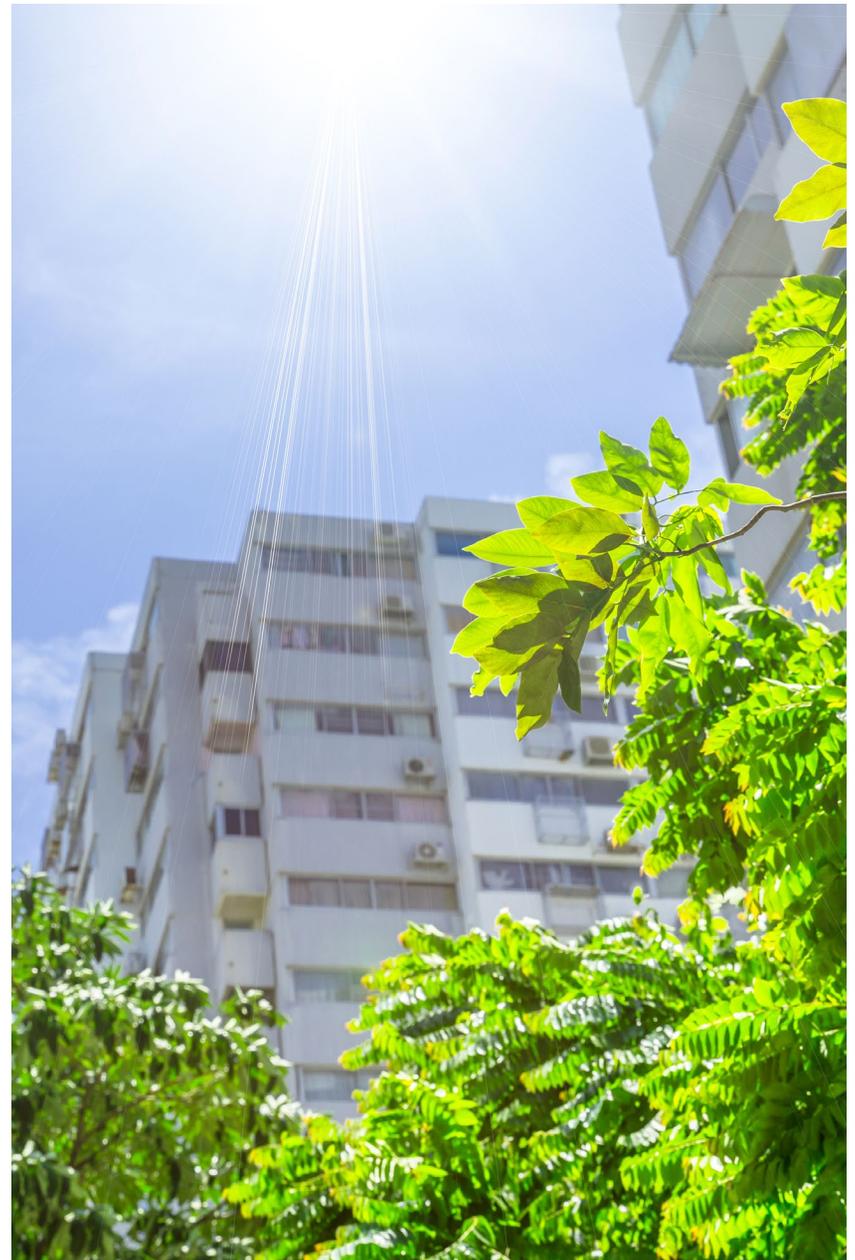


Figure SE.9 :

Vers un bilan zéro – Aperçu



Points saillants de l'analyse



Le développement continu des technologies à faibles émissions de carbone sera essentiel à l'atteinte des objectifs de 2050. Dans une filière énergétique carbonneutre, l'équipement et les procédés employés pour fournir de l'énergie seront très différents de ceux d'aujourd'hui.



Les politiques seront un agent de changement de premier ordre. Les politiques gouvernementales joueront un rôle de premier plan dans la mise en place de mesures incitatives si la mise au point et l'adoption des technologies nécessaires doivent se produire.



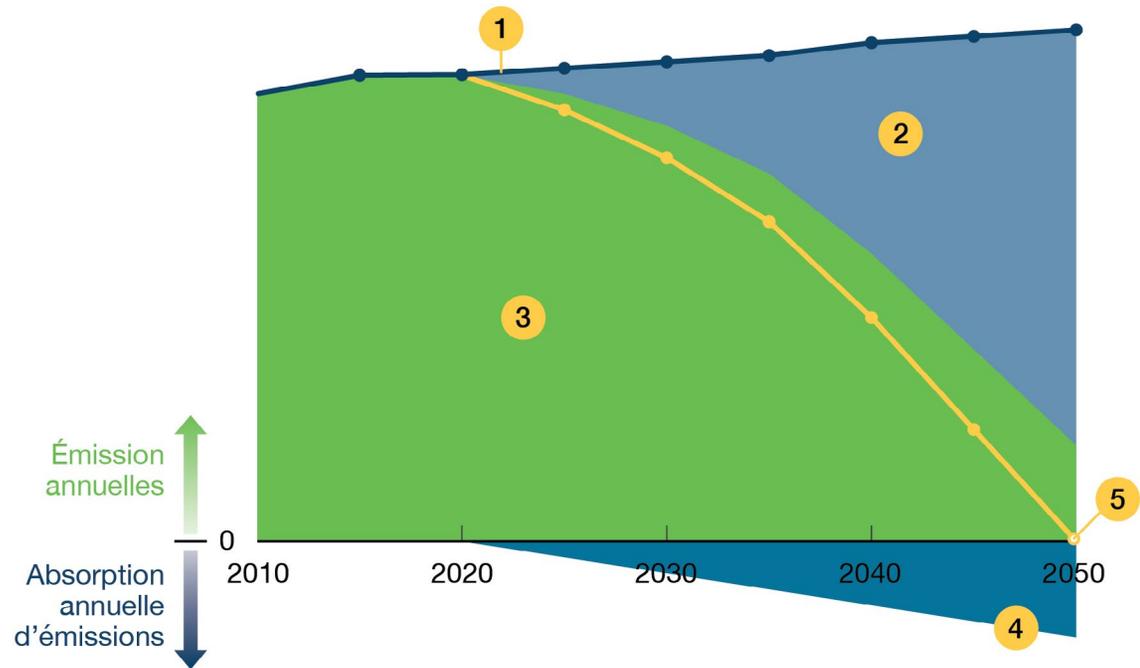
La filière énergétique est hautement intégrée. L'évolution de chaque composante de la filière énergétique dépendra de leurs particularités et des tendances nationales et internationales.

Qu'entend-on par « neutralité carbone »?

La neutralité carbone, aussi désignée « zéro émission nettes » de GES ou « carbonneutralité » signifie qu'il y a équilibre entre l'émission et l'élimination des GES d'origine humaine dans l'atmosphère. Elle ne veut pas pour autant dire qu'il faille nécessairement éliminer toutes les émissions partout. On peut plutôt équilibrer les émissions résiduelles en améliorant les puits biologiques et les technologies à émissions négatives.



Schéma conceptuel d'une transition vers un bilan zéro



1 Évolution des émissions selon le statu quo. Représente la trajectoire d'émissions de GES hypothétiques si on ne continue pas à les réduire.

2 Mitigation. Représente les réductions des émissions de GES par rapport à la trajectoire du maintien du statu quo.

3 Émissions restantes. Émissions de GES restantes après les mesures d'atténuation.

4 Absorption d'émissions. Absorption de GES par des technologies à émissions négatives ou des puits biologiques améliorés.

5 Émissions nettes. Équilibre entre les émissions restantes et l'absorption d'émissions.

Offre et demande énergétiques à l'heure de la pandémie : incidences de la COVID-19



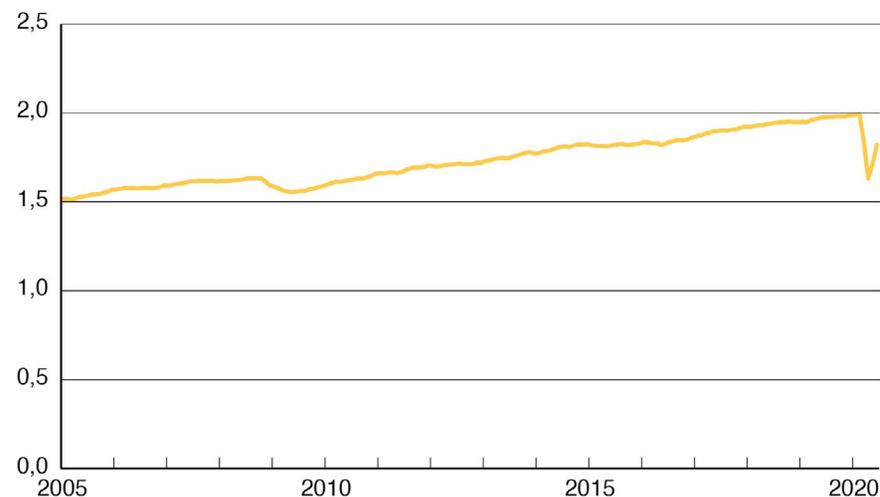
Le coronavirus de la COVID-19 a été détecté pour la première fois en décembre 2019; en mars 2020, il s'était propagé partout dans le monde, y compris au Canada. Dans le but de protéger la santé de leurs citoyens, les États ont tenté de limiter la propagation du virus en encourageant l'éloignement social, en imposant des restrictions sur les déplacements et en fermant des commerces pour réduire les rassemblements.

L'incidence sur le Canada a été considérable. Comme le montre la figure C.1, le produit intérieur brut (« PIB ») du Canada a plongé de 19 % en mars et avril 2020, atteignant un niveau sans précédent depuis 2010. Sur l'ensemble de l'année 2020, la contraction de l'économie canadienne pourrait être la plus forte depuis la Grande Dépression de la fin des années 1920 et des années 1930.

Les mesures adoptées pour réduire la propagation de la COVID-19 et les répercussions économiques qui en ont découlé ont eu une incidence marquée sur la filière énergétique canadienne. La section qui suit analyse les effets à court terme de la COVID-19 sur les marchés et traite, plus loin, des incertitudes à long terme pour ce secteur par suite de la pandémie.

Figure C.1:
PIB mensuel canadien

Billions \$ CAN de 2012 réels



Répercussions à court terme sur les marchés énergétiques

Les restrictions et les mesures liées à la pandémie de la COVID-19 ont considérablement réduit des activités comme le transport aérien et les déplacements quotidiens, ce qui s'est fait sentir sur la demande de produits pétroliers raffinés comme l'essence, le diesel et le carburéacteur. Résultat : la [demande mondiale de pétrole brut a chuté de presque 30 Mb/j en mai 2020](#), soit environ 30 % de la demande totale. La demande moindre de produits pétroliers raffinés, et donc de pétrole brut, jumelée à l'augmentation de l'offre mondiale par la Russie et l'Arabie saoudite, a [entraîné un repli rapide des prix à partir de février 2020](#). Comme le montre la figure C.2, les prix se sont raffermis depuis, mais ils demeurent en deçà de ceux enregistrés au début de l'année. Le West Texas Intermediate (« WTI »), produit de référence mondial pour le pétrole brut léger non corrosif, s'est même négocié à des prix quotidiens négatifs à la fin d'avril 2020 au carrefour Cushing, en Oklahoma. La production mondiale totale de pétrole a été [amputée de près de 14 Mb/j en juin 2020](#). Les producteurs de l'Ouest canadien avaient réduit leur production de [près de 1 Mb/j à la mi-mai 2020](#); aux États-Unis, [cette baisse s'établissait à plus de 2 Mb/j à la mi-juin](#). L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP ») et la Russie ont enregistré la grande partie des autres réductions. Depuis, la contraction s'est atténuée et une partie de la production a repris, alimentée par une hausse des prix.

Au Canada, les prix à la pompe de l'essence et du diesel [ont atteint leur plus bas niveau depuis 2008](#). En mars, [la demande de pétrole brut avait chuté de plus de 35 % par rapport au début de 2020](#). En réaction, la [raffinerie Come-by-Chance de Terre-Neuve-et-Labrador a cessé temporairement ses activités](#) et d'autres [raffineurs canadiens ont tranché dans leur production](#). Les producteurs de pétrole et de gaz au Canada, les sociétés pipelinrières et les sociétés de services ont sabré [plus de 10 milliards de dollars dans leurs budgets d'immobilisations pour 2020](#). Le nombre d'appareils de forage actifs au Canada [a chuté à des seuils inédits en plus de 50 ans](#). Au large de Terre-Neuve-et-Labrador, les travaux liés au projet West White Rose et les activités d'entretien du projet Terra Nova ont été [suspendus](#).

Depuis plusieurs années, et jusqu'à la fin de février, les principaux réseaux pipeliniers au Canada fonctionnaient [à leur pleine capacité ou presque](#), si bien que les producteurs devaient recourir aux réseaux ferroviaires pour exporter une partie de leur production. D'ailleurs, [un sommet de plus de 400 kb/j a été atteint en février 2020 pour ce mode de transport](#). Durant les mois qui ont suivi, les exportations de brut par chemin de fer ont chuté à des niveaux qui n'avaient pas été vus depuis février 2017, les pipelines ayant commencé à fonctionner sous leur pleine capacité. Depuis, avec la reprise d'une partie de la production, les volumes acheminés par pipelines ont augmenté. La demande revenant progressivement aux seuils antérieurs à la COVID, la plupart des observateurs du marché s'attendent à ce que les pipelines retournent à leur pleine capacité et à ce qu'il faille de nouveau recourir au chemin de fer pour transporter la production canadienne croissante de pétrole brut vers les marchés.

Figure C.2 :
Prix de référence mondiaux du pétrole brut, moyenne hebdomadaire



Les répercussions de la pandémie sur la consommation et la production de gaz naturel, en particulier au Canada, ont été moins fortes que pour le pétrole brut. Les prix du gaz naturel dans la majeure partie de l'Amérique du Nord ont été relativement bas en 2020. Or, dans l'Ouest canadien, les prix ont en fait été plus élevés en 2020 qu'ils ne l'avaient été ces dernières années. Ils avaient connu une forte hausse à l'automne 2019, avant que la pandémie de la COVID-19 frappe. Ces prix élevés ont soutenu la production au pays pendant tout le premier semestre de 2020 à des niveaux comparables à ceux de 2019. La consommation de gaz naturel au pays a chuté au début de 2020, mais de façon moins marquée que celle des produits pétroliers raffinés.

Les tendances en matière d'offre et de demande d'électricité n'ont pas été épargnées non plus, mais de manière plus ou moins importante selon les provinces. Des recherches récentes³ indiquent que la demande d'électricité a chuté de 5 % en Alberta, en Colombie-Britannique et au Nouveau-Brunswick au cours des premiers mois de la pandémie, tandis qu'en Ontario, le repli a été d'environ 10 %⁴. La production dans cette dernière province est demeurée relativement stable, et la demande plus faible s'est traduite par une hausse des exportations nettes. En Alberta, la baisse de la demande a entraîné une diminution importante de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

La pandémie s'est aussi répercutée sur les projets d'aménagement en cours pour la production d'électricité. Ainsi, Nalcor a suspendu les travaux de construction du [barrage de Muskrat Falls à Terre-Neuve-et-Labrador en mars 2020](#). Le projet ne sera pas en service avant le milieu de 2021 au plus tôt. Pour sa part, Suncor a suspendu la construction du [projet éolien Forty Mile, en Alberta, en mai 2020. Ce projet de 400 MW deviendra le plus grand parc éolien au Canada](#).



Incertitudes concernant les projections énergétiques à long terme

Les scénarios, les hypothèses et les projections pour l'Avenir énergétique 2020 ont été élaborés au beau milieu de ces événements de 2020. La pandémie de la COVID-19 a manifestement ajouté une dose supplémentaire d'incertitude à toute projection ou tout scénario futur. À court terme, figurent parmi les grandes questions la courbe des taux d'infection, le moment de l'arrivée et l'efficacité d'éventuels traitements et vaccins, ainsi que l'évolution des mesures stratégiques prises en réponse à la pandémie. À plus long terme, de nombreuses questions se posent sur la façon dont tout cela agira sur les tendances futures sur le plan social, sur le travail et sur les déplacements.

L'Avenir énergétique 2020 propose des perspectives énergétiques à long terme. Bien que la COVID-19 ajoute de l'incertitude aux projections du présent rapport, celui-ci suppose que les effets aigus de la pandémie se dissiperont lentement au cours des deux ou trois prochaines années.

Les répercussions à plus long terme figurent parmi les nombreuses incertitudes clés quant aux tendances énergétiques futures et à la filière énergétique du Canada. Le présent rapport échaafaude deux scénarios, qui sont décrits en détail dans la section qui suit. Dans le scénario de référence, même si les effets du choc macroéconomique de 2020 persistent, l'écosystème énergétique revient essentiellement à la normale pré-pandémique vers le milieu de la décennie. Dans le scénario Évolution, la reprise à court et à moyen terme est intrinsèquement liée à la transition énergétique en cours. La réduction des déplacements, influencée par la poursuite du télétravail et l'efficacité et le recours accrus aux communications numériques, continuent d'exercer une pression à la baisse sur la demande de pétrole et les prix durant la reprise. Ces tendances finissent par rejoindre les éléments principaux du scénario Évolution, en l'occurrence les progrès continus dans les technologies énergétiques à faibles émissions de carbone et l'élargissement des politiques climatiques.



Scénarios et hypothèses

Aperçu des scénarios

Le rapport Avenir énergétique 2020 propose deux scénarios principaux, qui examinent les résultats possibles pour la filière énergétique canadienne au cours des 30 prochaines années. Il s'agit du scénario de l'évolution (« scénario Évolution ») et du scénario de référence. Ces scénarios comportent des projections de l'offre et la demande d'énergie qui diffèrent selon l'étendue des mesures⁵ à venir pour réduire les émissions de GES. La différence de postulat entre ces deux scénarios influe sur leurs hypothèses respectives, comme les prix du pétrole brut et les coûts des sources d'énergie renouvelable, facteurs qui orientent les projections de l'offre et de la demande. Dans la section « Vers un bilan zéro » de l'Avenir énergétique 2020, on analyse un plus large éventail de mesures en matière de changement climatique. Cette section ne fournit pas une projection de l'avenir, mais plutôt une analyse de certains des principaux enjeux associés à la transition vers un écosystème carboneutre.

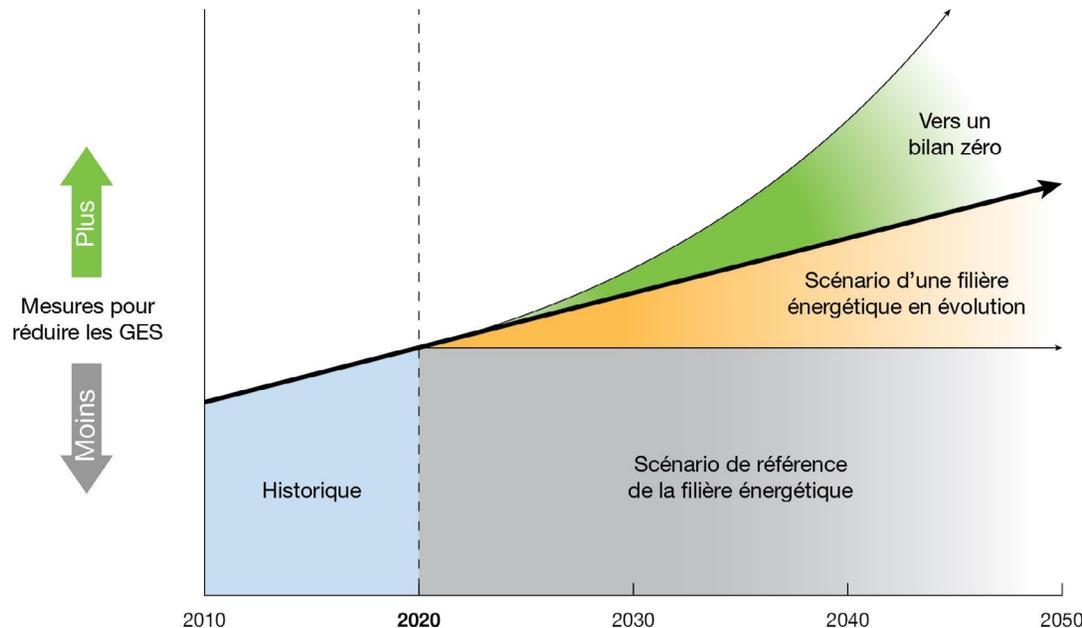
Le scénario principal de l'Avenir énergétique 2020 est le scénario Évolution. Il repose sur l'hypothèse que les mesures visant à réduire l'intensité des GES dans la filière énergétique canadienne se multiplient à un rythme comparable à celui de l'histoire récente, tant au Canada que dans le monde. Cette évolution présuppose une baisse de la demande mondiale de combustibles fossiles et l'adoption plus étendue de technologies à faibles émissions de carbone. En revanche, le scénario de référence table sur un nombre limité de nouvelles mesures pour réduire les GES au-delà des politiques déjà en place, avec en corollaire une demande plus forte de combustibles fossiles et l'adoption moins étendue des technologies à faibles émissions de carbone. En accord avec ces constats, le scénario Évolution suppose que les prix des combustibles fossiles à l'échelle internationale diminuent et que, parallèlement, l'adoption de changements technologiques est plus rapide pendant la période de projection, comparativement au scénario de référence.

Le rapport Avenir énergétique 2020 fait une large place au scénario Évolution, de manière à fournir une analyse détaillée de la transition énergétique en cours vers des technologies et des sources d'énergie à moindre intensité de carbone. Au fil du temps, les filières énergétiques, tant au Canada que dans le monde, ont connu des changements profonds qui se sont déroulés sur de longues périodes. L'exploration d'un scénario supposant que la filière énergétique évolue énormément est utile pour envisager des perspectives qui s'étendent sur 30 ans, soit jusqu'en 2050. L'une des principales particularités du scénario Évolution est que les changements se poursuivent. Quant au scénario de référence, il agit comme point de référence utile pour illustrer une situation dans laquelle on présume que les changements seront moins importants.

La figure A.1 illustre les principales différences entre les deux scénarios et situe la transition présentée dans la section « Vers un bilan zéro ». L'axe vertical est une représentation théorique de l'ampleur des mesures prises en matière de réduction des émissions de GES. L'axe horizontal représente le temps, soit la période de projection commençant en 2020.

Figure A.1 :

Schéma conceptuel des scénarios de l'Avenir énergétique 2020 et d'un avenir à zéro émission nette



- Vers un bilan zéro**
Le rythme des mesures de lutte contre les changements climatiques augmente par rapport aux niveaux actuels.
- Scénario d'une filière énergétique en évolution**
Poursuite de la tendance passée d'intensification des mesures de lutte contre les changements climatiques pendant toute la période de projection. Les politiques et les ententes sont renforcées une fois arrivées à leur terme. Poursuite de la mise au point de technologies à faibles émissions de carbone.
- Scénario de référence de la filière énergétique**
Les mesures de lutte contre les changements climatiques se limitent aux mesures actuelles. Les développements technologiques sont modestes, généralement limités à ceux existants ou ayant une part de marché.
- Historique**
Intensification graduelle des mesures de lutte contre les changements climatiques, dont les politiques, la réglementation, la mise en valeur de ressources et le développement de technologies à faibles émissions de carbone.

La droite ascendante de la figure A.1 qui couvre la période allant de 2010 à 2020 illustre l'accroissement des mesures prises par les gouvernements, les entreprises et les citoyens en vue de réduire les émissions de GES. Elle montre l'élargissement de la portée et de la vigueur des politiques climatiques des autorités fédérales, provinciales et municipales au cours de cette période. De même, durant la dernière décennie, une foule de technologies contribuant à la réduction des émissions de GES ont fait leur apparition ou ont été améliorées et sont devenues moins coûteuses.

Pendant la période de projection (de 2020 à 2050), le rythme des mesures varie selon les scénarios Évolution et de référence. Contrairement au premier, le second s'en tient aux mesures actuelles jusqu'à la fin de cette période. Ainsi, seules les politiques déjà en place au moment de l'analyse sont prises en compte. Il s'ensuit que les améliorations des technologies déjà établies qui produisent et consomment de l'énergie sont modestes et que la demande mondiale pour les combustibles fossiles est plus forte, et les prix internationaux plus élevés. Le scénario de référence fournit donc une base pour analyser à quoi pourrait ressembler la filière énergétique canadienne si les avancées futures en matière de réduction des émissions de GES sont limitées. Les versions antérieures du rapport Avenir énergétique du Canada depuis l'édition de 2007 comprenaient un scénario de référence. Le cadre sur lequel repose celui du présent rapport est semblable sur le plan conceptuel à celui des versions précédentes.

Le scénario Évolution, de son côté, présente une projection basée sur des progrès constants en vue de réduire l'intensité des GES du secteur énergétique. Il ne s'agit pas d'une voie vers une cible précise de réduction des émissions de GES. Les hypothèses avancées visent à donner une perspective dans laquelle les progrès se poursuivent essentiellement au même rythme que dans l'histoire récente. Il comprend un ensemble de politiques intérieures hypothétiques pour l'avenir sur les changements climatiques pour refléter de plus grandes ambitions en la matière par rapport au scénario de référence. Ces politiques sont décrites plus loin dans la présente section ainsi qu'à l'annexe A. Le scénario Évolution mise aussi un rythme plus rapide des progrès technologiques comparativement au scénario de référence, ainsi que sur des coûts moindres et une plus grande efficacité des technologies émergentes. Enfin, nous dépeignons une demande mondiale de combustibles fossiles plus faible, soutenue par une baisse des prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel par rapport au scénario de référence.

Il est difficile de prédire quelles politiques les gouvernements mettront en place dans les années à venir. Les futures politiques canadiennes composant le scénario Évolution sont entièrement hypothétiques et ne constituent ni une recommandation, ni une prédiction, ni une évaluation de celles que les gouvernements pourraient choisir d'adopter éventuellement.

Ensemble, le scénario Évolution et le scénario de référence proposent tout un éventail d'issues possibles pour la filière énergétique du Canada au cours des 30 prochaines années. Comme il est mentionné dans la section « Résultats », aucun de ces scénarios ne décrit les réductions importantes de la consommation de combustibles fossiles qui seraient nécessaires pour atteindre la carboneutralité en 2050. Pour arriver à ce résultat, les éléments politiques et technologiques devront s'accélérer par rapport au rythme des dernières années. Pour s'imaginer à quoi pourrait ressembler un tel avenir, le présent rapport analyse trois composantes précises de la filière énergétique canadienne pour donner une idée du portrait possible de celle-ci dans un contexte de zéro émission nettes en 2050. La section « Vers un bilan zéro » décrit les hypothèses, les tendances et les incertitudes propres à ces composantes.



Hypothèses du scénario Évolution et du scénario de référence

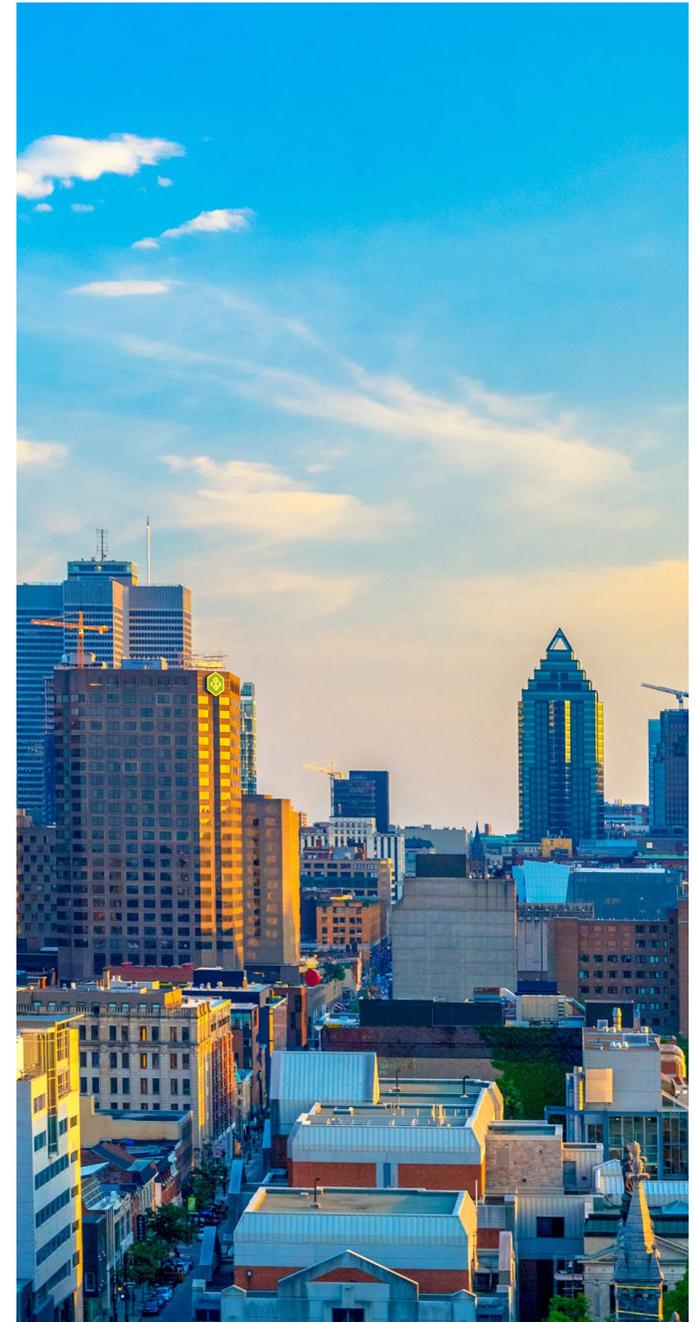
Les scénarios prévisionnels de l'Avenir énergétique 2020 reposent sur une série d'hypothèses quant aux tendances futures, lesquelles sont nécessaires aux fins des projections à long terme. Ces hypothèses ont trait aux politiques et aux règlements canadiens sur les changements climatiques, au rythme de l'évolution des technologies, aux marchés pétrolier et gazier (tant intérieurs qu'étrangers), aux grands projets d'infrastructure énergétique et aux coûts futurs de la nouvelle capacité de production d'électricité. De plus amples renseignements sur les diverses hypothèses avancées pour chacun des scénarios sont fournis ci-après.

Scénarios de l'Avenir énergétique dans le contexte de l'information sur l'énergie au Canada

Les scénarios examinés dans l'Avenir énergétique 2020 offrent une perspective générale de l'avenir de la filière énergétique du Canada.

Cette analyse est complémentaire à d'autres travaux importants visant à comprendre les tendances futures possibles en matière d'énergie. Les [projections d'Environnement et Changement climatique Canada \(« ECCC »\) sur les émissions de GES](#) rendent compte de l'incidence des initiatives stratégiques actuelles et prévues sur les perspectives du Canada en ce qui concerne les émissions.

Diverses publications d'universitaires et d'institutions explorent des voies devant permettre d'atteindre les objectifs climatiques annoncés. Le [Projet Trottier pour l'avenir énergétique](#) (en anglais) et le [Deep Decarbonization Pathways Project](#) sont du nombre. De nombreuses études, menées par des groupes au sein de l'industrie, des chercheurs, des universitaires et des institutions, abordent des aspects ciblés du paysage énergétique du Canada. À ces études s'ajoutent plusieurs initiatives, comme le [Stanford Energy Modeling Forum](#) et l'[Initiative de modélisation énergétique](#) du Canada, qui réunissent des modélisateurs de l'énergie qui se penchent sur une foule d'enjeux énergétiques futurs.



Avenir énergétique 2020 : une amorce de dialogue

On notera que les projections contenues dans l'Avenir énergétique 2020 se veulent le point de départ d'un dialogue sur l'avenir énergétique du Canada, et non une prédiction de la Régie au sujet d'événements qui surviendront dans les années à venir. Les projections sont fondées sur des hypothèses qui permettent une analyse des divers résultats possibles.

Les hypothèses formulées au sujet de l'infrastructure énergétique actuelle ou future, de l'évolution des marchés énergétiques ou des politiques sur les changements climatiques sont théoriques et n'ont aucune incidence sur une quelconque instance de réglementation, en cours ou à venir, de la Régie.

Les imprévus sont presque inévitables pendant la période de projection, qu'ils dérivent d'événements géopolitiques ou de percées technologiques. Par ailleurs, de nouvelles informations deviendront disponibles, et les tendances, les politiques et les technologies évolueront. Le présent rapport ne constitue pas une analyse d'impact officielle ou définitive d'une politique publique donnée et il ne vise pas à montrer la manière d'atteindre des buts particuliers, comme les objectifs climatiques du Canada.



Politiques climatiques au Canada

Évolution : Nous tablons sur un ensemble de politiques intérieures hypothétiques pour l'avenir qui tiennent compte de plus grandes ambitions par rapport au scénario de référence.

Référence : Nous supposons que les politiques en place à l'été 2020 se poursuivront. Nous incluons aussi diverses hypothèses simplificatrices afin de tenir compte des régimes de tarification du carbone.



Avancées technologiques

Évolution : Nous posons comme hypothèses que les coûts des technologies visant à réduire l'intensité des GES de la filière énergétique diminueront et que ces technologies seront plus efficaces. Au nombre des technologies établies, on compte les énergies éolienne et solaire, ainsi que certaines technologies émergentes dont l'adoption à grande échelle est limitée aujourd'hui.

Référence : Nous supposons que les améliorations dans les technologies en place seront modestes et qu'aucune technologie émergente ne sera adoptée.



Infrastructure et marchés

Dans les deux scénarios, les hypothèses relatives à l'infrastructure pour le pétrole brut sont fondées sur trois projets déjà annoncés, et approuvés par le gouvernement fédéral, et sur leur achèvement à court terme. La présente analyse ne constitue pas une prédiction ou encore un appui à un projet particulier. Elle repose sur des hypothèses avancées aux fins d'analyse. En ce qui concerne le gaz naturel, les deux scénarios supposent que l'infrastructure gazière sera suffisante pour prévenir d'importants écarts de prix entre l'Ouest canadien et le carrefour Henry. Les deux scénarios misent sur une augmentation graduelle des exportations de GNL. Ces dernières sont plus élevées dans le scénario de référence que dans le scénario Évolution. Compte tenu des projections liées à la production et à la consommation, nous supposons qu'il existe des marchés d'exportation d'énergie aux prix envisagés.



Prix de l'énergie

Les hypothèses relatives aux prix du pétrole brut et du gaz naturel sont fondées sur un consensus d'autres organismes prévisionnels, ainsi que sur une analyse de la Régie. Les prix sont plus bas dans le scénario Évolution que dans le scénario de référence en raison de la demande mondiale de combustibles fossiles plus faible dans le premier, qui mise sur des mesures plus étendues pour réduire les émissions de GES et des changements technologiques plus rapides.



Buts et cibles

Nous ne modélisons pas de façon explicite le climat et les autres buts et cibles s'y rattachant dans l'un ou l'autre des scénarios.



Reprise après la COVID-19

Évolution : Nous supposons que les principaux effets de la pandémie de la COVID-19 se feront sentir en 2020 et qu'il y aura une reprise économique graduelle au cours des deux ou trois prochaines années. La réduction des déplacements, influencée par la poursuite du télétravail et l'efficacité et le recours accru aux communications numériques, continue d'exercer une pression à la baisse sur la demande de pétrole et les prix durant la reprise. Ces tendances finissent par rejoindre les grands axes du scénario Évolution, en l'occurrence les progrès continus dans les technologies énergétiques à faibles émissions de carbone et l'élargissement des politiques climatiques.

Référence : Nous supposons qu'il y aura une reprise économique graduelle à court terme et que la croissance économique et les marchés de l'énergie reviendront à la normale pré-pandémique d'ici 2025.

Politique climatique au Canada

Le scénario Évolution part des politiques climatiques actuellement en place au Canada, puis tire parti du cadre stratégique existant, auquel se greffe un ensemble hypothétique de politiques futures. Ces politiques sont choisies en fonction des ambitions croissantes en matière de réduction des émissions de GES et concordent généralement avec les grandes tendances des progrès passés. En revanche, le scénario de référence ne retient que les politiques qui sont déjà en place. La présente section décrit celles-ci en détail.

Politiques actuelles :

Le scénario de référence se limite aux politiques actuelles, tandis que le scénario Évolution se sert de ces mêmes politiques comme base pour faire des projections.

La décision d'intégrer ou non une politique à l'analyse a été prise en fonction des critères suivants :



La politique a été rendue publique avant le 1^{er} août 2020;



La politique est décrite de manière suffisamment détaillée pour en permettre la modélisation;



Les objectifs et les cibles, notamment à la suite d'engagements pris par le Canada sur la scène internationale en matière de changements climatiques, ne sont pas explicitement modélisés, mais les politiques annoncées qui sont en place et qui visent l'atteinte de telles cibles sont incluses dans la modélisation et l'analyse.

Tableau A.1: Aperçu des hypothèses relatives aux politiques canadiennes

Principales hypothèses de politiques actuelles	Principales hypothèses de politiques futures
<p>Les politiques actuelles constituent la base des hypothèses dans le scénario Évolution. Le scénario de référence se limite aux politiques actuelles.</p>	<p>Les hypothèses de politiques futures supposent des augmentations hypothétiques de la vigueur des politiques. Elles forment uniquement le scénario Évolution.</p>
<p>Tarifification du carbone</p> <p>Régimes provinciaux et territoriaux de tarification du carbone actuel et filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone.</p>	<p>Hausse du coût des émissions de carbone</p> <ul style="list-style-type: none"> → Les prix du carbone continuent d'augmenter après 2022, pour atteindre 125 \$ en dollars constants de 2019 en 2050. → Les crédits accordés aux grands émetteurs diminuent progressivement durant la période de projection.
<p>Élimination progressive du charbon</p> <p>Les centrales classiques alimentées au charbon cessent graduellement de produire de l'électricité d'ici 2030.</p>	<p>Réduction de l'intensité des émissions des utilisations finales</p> <ul style="list-style-type: none"> → Renforcement graduel de la réglementation sur l'efficacité énergétique : dans l'ensemble de l'économie, y compris l'adoption de codes du bâtiment nets zéro et le resserrement des normes pour les appareils ménagers et l'efficacité des véhicules légers. → Norme sur les combustibles à faible teneur en carbone/combustibles propres : L'intensité moyenne des émissions des combustibles diminue graduellement pendant la période de projection grâce à l'utilisation accrue des énergies renouvelables, au remplacement de combustibles pour utilisation finale et à la réduction des émissions en amont. → Mandat des VZE : Des exigences relatives aux ventes de VZE neufs sont introduites graduellement ou renforcées durant la période à l'étude.
<p>Efficacité énergétique</p> <p>Règlements actuellement en vigueur, dont des normes sur les appareils ménagers, des codes du bâtiment et des normes sur les véhicules.</p>	
<p>Véhicules électriques</p> <p>Politiques et initiatives provinciales, comme celles de la Colombie-Britannique et du Québec, et programmes fédéraux de remises et d'infrastructure.</p>	<p>Soutien accordé aux technologies et aux infrastructures énergétiques propres</p> <p>Les politiques continuent de favoriser la mise au point de nouvelles technologies et le développement de l'infrastructure clé pour le transport d'électricité, le captage et le stockage de carbone et la recharge de véhicules électriques.</p>
<p>Énergie renouvelable</p> <p>Exigences actuelles concernant la production d'électricité renouvelable et le mélange d'éthanol, de biodiesel et de gaz naturel renouvelable.</p>	

Futures politiques :

Le scénario Évolution ajoute aux politiques déjà en place un ensemble hypothétique de politiques futures qui tiennent compte de plusieurs facteurs :

⇒ Les politiques annoncées qui en sont en cours d'élaboration (comme celles faisant partie des scénarios « [avec mesures supplémentaires](#) » d'ECCC) sur les GES sont modélisées dans la mesure du possible. En général, leur inclusion exige que l'on ait recours à des hypothèses simplificatrices, car les règlements définitifs ne sont pas disponibles.

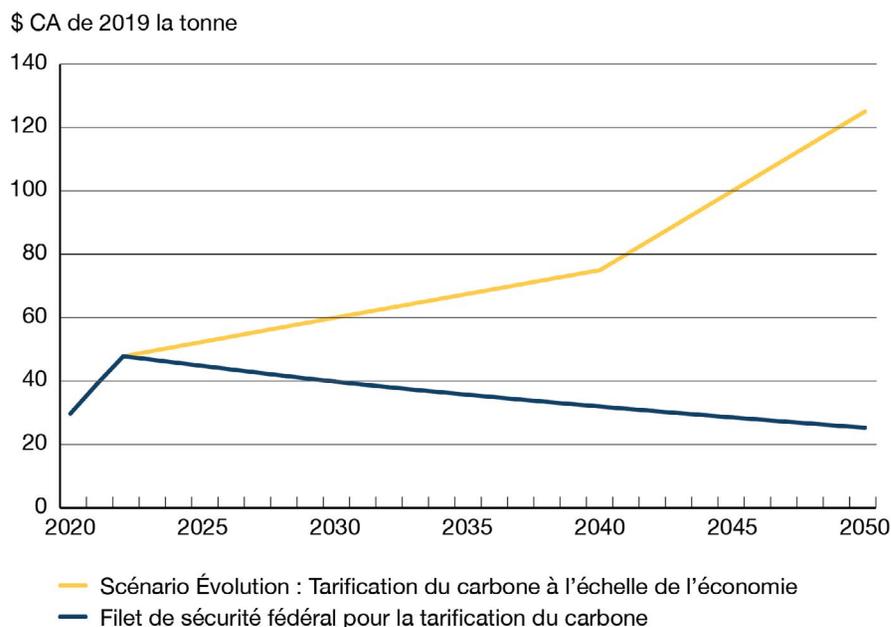
⇒ Certaines politiques, de plus en plus nombreuses, qui sont mises en œuvre par diverses administrations sont étendues à d'autres plus tard dans la période de projection. Par exemple, au cours des dernières années, le Québec et la Colombie-Britannique, ainsi que plusieurs États américains, ont adopté des règlements sur les véhicules zéro émission (« VZE »). Le scénario Évolution suppose que de tels règlements hypothétiques établissant un nombre minimal de ces véhicules seront adoptés dans toutes les provinces canadiennes.

⇒ Certaines politiques hypothétiques sont incluses pour étoffer les cadres stratégiques existants. C'est ainsi, comme cela est décrit dans le tableau A.1, que l'on inclut une tarification hypothétique du carbone qui augmente de façon constante au fil du temps dans le scénario Évolution et qui s'ajoute au [filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone](#).

Le tableau A.1 décrit des initiatives stratégiques particulières. La figure A.2 compare le filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone au coût croissant de la pollution par le carbone dans le scénario Évolution. Le lecteur trouvera plus de détails sur les politiques à l'annexe A.

Figure A.2 :

Tableau du système de filet de sécurité fédéral pour la tarification du carbone⁷ actuel et scénario Évolution – Tarification du carbone à l'échelle de l'économie



Avancées technologiques

Les avancées technologiques peuvent avoir une grande incidence sur la filière énergétique. Il existe un lien étroit entre les politiques et le rythme des avancées technologiques. Les cadres stratégiques jouent un rôle déterminant dans l'innovation technologique et l'adoption accrue des technologies de réduction des GES. Au cours de la dernière décennie, les percées technologiques ont donné accès à des ressources en combustibles fossiles non classiques jusque-là inaccessibles, et permis de réduire considérablement le coût des technologies, comme l'éolien, le solaire et les batteries. Le scénario Évolution table sur des progrès technologiques considérables au cours de la deuxième moitié de la période de projection, dont l'adoption de nombreuses technologies prometteuses qui sont encore aux premiers stades de la commercialisation actuellement. En contrepartie, le scénario de référence suppose que les avancées technologiques seront modérées, notamment des gains en efficacité énergétique et une réduction des coûts liés aux technologies bien implantées.



Technologies émergentes comprises dans le scénario Évolution

Le scénario Évolution suppose une pénétration des nouvelles technologies pendant la période de projection de 30 ans. La liste qui suit fait état de plusieurs hypothèses au sujet de l'adoption de technologies encore plutôt limitées, mais qui pourraient avoir des incidences importantes à l'avenir. Le rythme des progrès technologiques et son interaction avec les politiques, les marchés et la dynamique sociale constituent de grandes incertitudes. L'adoption de ces technologies et d'autres, émergentes, pourrait être plus rapide ou plus lente que ce qui est envisagé dans le scénario Évolution :



Stockage à grande échelle dans des batteries

Environ 3 GW d'ici 2050.



Extraction des sables bitumineux par solvant : Nouveaux projets

et agrandissements de projets après 2025 utilisant des techniques d'extraction par solvant.



Numérisation et couplage sectoriel : Augmentation du nombre de véhicules électriques et électrification des bâtiments.



Utilisation d'hydrogène à faible teneur en carbone pour le transport de marchandises et les applications industrielles :

Adoption graduelle durant la deuxième moitié de la période de projection, à des degrés divers selon le secteur et la province. Le transport de marchandises recourant à l'hydrogène répond à 2 % des besoins de transport par camions en 2040 et à 12 % en 2050, surtout des camions à gros tonnage.



Électrification du transport de marchandises : Les camions électriques répondent à 3 % des besoins en transport par camions de marchandises en 2040 et à 14 % en 2050, principalement dans les secteurs des camions légers et moyens.



Captage et stockage du carbone : Une tranche supplémentaire de 15 mégatonnes (« Mt ») par année est captée en 2040, et 30 Mt par année en 2050, qui s'ajoutent aux projets existants.



Petits réacteurs modulaires : Ajout de quelques petits projets pilotes de 2035 à 2040, dont la capacité installée augmente dans les années 2040 pour atteindre 500 MW en 2050.

Marchés et infrastructures du pétrole brut et du gaz naturel

Les prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel constituent des éléments de première importance pour la filière énergétique canadienne et ils varient en fonction de facteurs liés à l'offre et à la demande internationales. Les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel au Canada (comme le Western Canada Select (« WCS ») pour le pétrole brut lourd et le [Nova Inventory Transfer \(« NIT »\)](#) pour le gaz naturel) sont influencés par les tendances internationales, mais ils sont aussi soumis à des facteurs locaux, notamment la qualité du brut local et les contraintes liées à la capacité pipelinrière d'exportation⁹.

La pandémie de la COVID-19 joue un rôle clé dans la dynamique actuelle du marché énergétique, en particulier pour le pétrole brut. La figure A.3 illustre les hypothèses avancées dans l'Avenir énergétique 2020 pour le Brent, principal prix de référence mondial du pétrole brut, dans le scénario Évolution et le scénario de référence. Les prix ont périclité au début de 2020 en raison de la baisse de la demande de carburants de transport consécutive à la pandémie de la COVID-19. Dans les deux scénarios, on suppose qu'ils se raffermissent graduellement au cours des prochaines années. Selon le scénario Évolution, la hausse est limitée, car les changements comportementaux et technologiques résultant de la pandémie (moins de déplacements à l'étranger et plus de travail à distance) continuent de faire baisser la demande mondiale de pétrole brut. Ces changements maintiennent le marché mondial du pétrole brut concurrentiel, ce qui se traduit par des prix qui se situent près des moyennes récentes. À plus long terme, l'intensification de la lutte mondiale contre les changements climatiques, dont l'une des incidences est de réduire la demande de pétrole brut, exerce une pression à la baisse sur les prix par rapport au scénario de référence. Dans le scénario Évolution, le prix du Brent atteint un sommet de 55 \$ US 2019, avant de reculer à 50 \$ à la fin de la période de projection. Dans le scénario de référence, les prix du pétrole brut passent à 75 \$ US 2019 le baril pendant la plus grande partie de la période de projection. Dans les deux scénarios, le prix du WTI, important prix de référence en Amérique du Nord, s'établit à 4,00 \$ US 2019 sous celui du Brent à long terme.

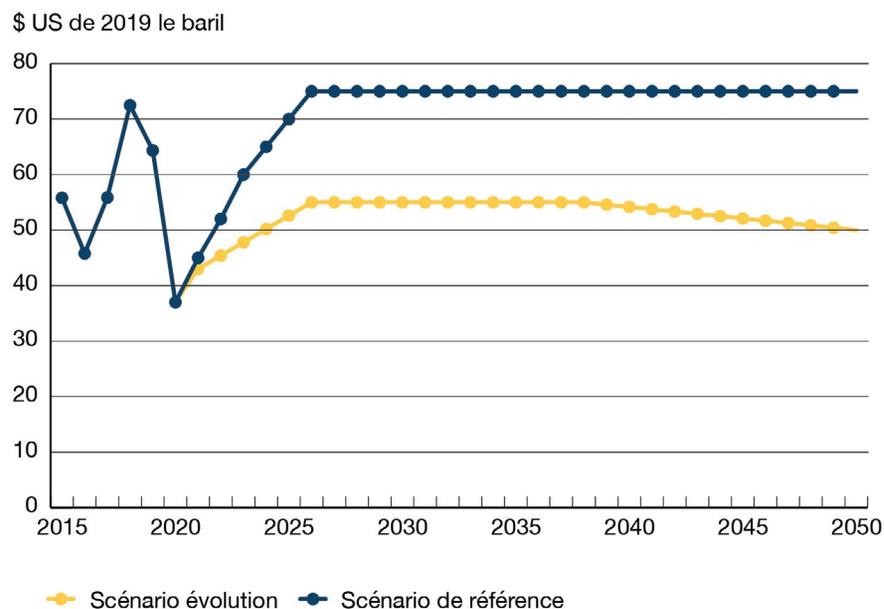
Les deux scénarios de l'Avenir énergétique 2020 supposent que le brut lourd de référence se négocie, par rapport au WTI, à un prix d'escompte qui correspond à la moyenne historique. L'écart de prix entre le WTI et le WCS a été fixé à 12,50 \$ US 2019 pour la majeure partie de la projection. Les deux scénarios présumant qu'une capacité pipelinrière supplémentaire sera offerte dans l'Ouest canadien au début des années 2020, selon les dates annoncées pour la mise en service du projet de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge, du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain et du projet Keystone XL.

Les volumes à transporter et les dates de mise en service de la capacité supplémentaire aux réseaux existants supposés sont ceux annoncés par les exploitants de ces pipelines. Ainsi, les ajouts de capacité et les dates de mise en service des trois pipelines dont fait mention le tableau A.2 dépendront des décisions des exploitants⁹.

Tableau A.2 : Ajouts de capacité de transport de brut annoncés

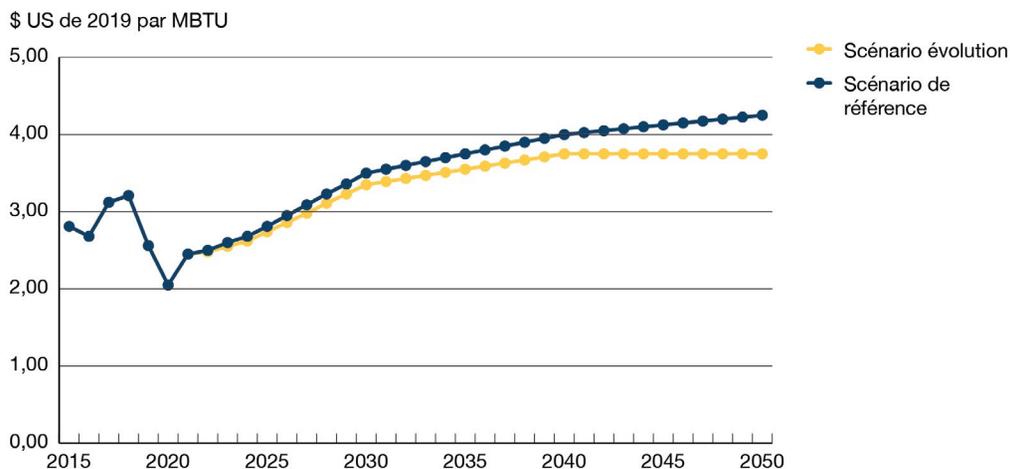
	<u>Canalisation 3 d'Enbridge</u>	<u>Keystone XL</u>	<u>Agrandissement du réseau de Trans Mountain</u>
Année annoncée pour la mise en service	2019	2023	2022
Première année de service à plein régime	2021	2023	2023
Pleine capacité (kb/j)	370	830	540

Figure A.3 : **Hypothèses de prix du pétrole brut Brent jusqu'en 2050 – Scénarios Évolution et de référence**



La figure A.4 illustre les hypothèses de prix du gaz naturel de l'Avenir énergétique 2020 pour les scénarios Évolution et de référence. L'important prix de référence nord-américain au [carrefour Henry](#) recule en 2020, conséquence de la pandémie de la COVID-19, mais dans une moindre mesure que le prix du pétrole. Les prix du gaz naturel provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») avaient commencé à rebondir à la fin de 2019, et ils demeurent plus élevés que les creux récents enregistrés, en dépit du fait que le marché soit bien approvisionné. Dans les deux scénarios prévisionnels, l'hypothèse d'une hausse des prix à long terme équilibre le marché à mesure que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord augmente. Au cours de la période de projection, le prix au carrefour Henry devrait progresser graduellement pour atteindre 3,75 \$ US 2019 en 2040 selon le scénario Évolution. Dans le scénario de référence, on table sur une hausse plus rapide des prix du gaz naturel, qui s'élèvent à 4,25 \$ US 2019 en 2050; cela s'explique par une croissance plus marquée de la demande nord-américaine et des exportations de GNL que dans le scénario Évolution.

Figure A.4 :
Hypothèses de prix du gaz naturel au carrefour Henry jusqu'en 2050 – Scénarios Évolution et de référence



Facteurs ayant actuellement une incidence sur les marchés du pétrole

- ⇒ L'offre et la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale.
- ⇒ Le rythme et l'étendue de la reprise après la COVID-19.
- ⇒ Le manque de capacité de transport par pipeline et par chemin de fer dans l'Ouest canadien.
- ⇒ La réglementation gouvernementale.
- ⇒ Les considérations environnementales, sociales et de gouvernance accrues.

Filière énergétique mondiale en évolution

Dans le rapport Avenir énergétique 2020, nous nous intéressons principalement à la filière énergétique du Canada. Toutefois, la dynamique mondiale influe de façon critique sur l'évolution des tendances technologiques et des marchés de l'énergie durant la période de projection. Les hypothèses examinées dans la présente section établissent un lien avec ce contexte mondial, en particulier en ce qui a trait aux hypothèses relatives aux prix de référence et aux coûts des technologies. Le scénario Évolution se penche sur l'incidence de la poursuite de la tendance historique d'intensification des mesures prises à l'échelle mondiale en matière de changement climatique. Par conséquent, étant donné

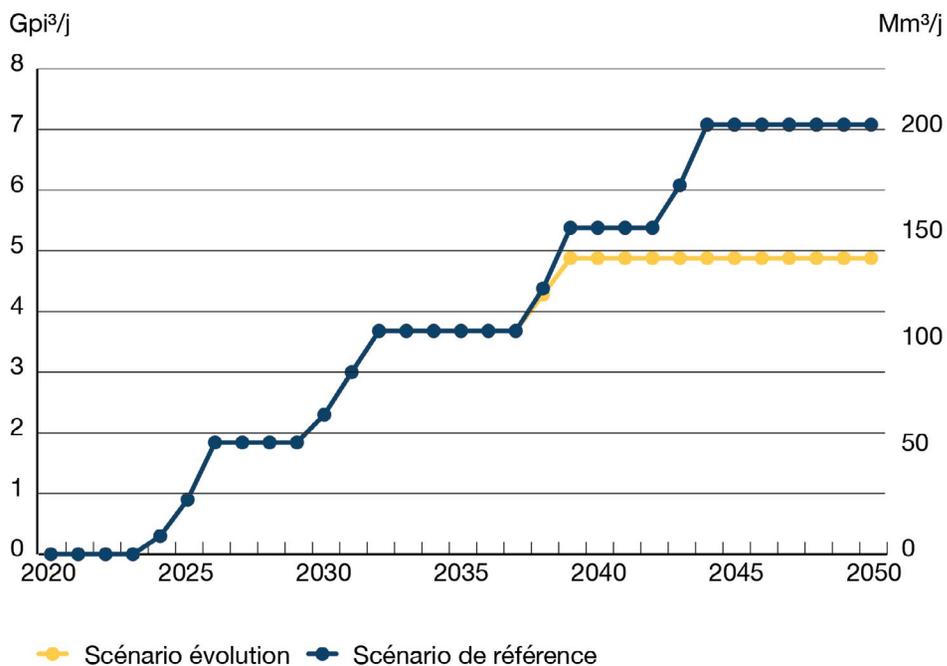
que l'évolution des politiques et des technologies sur la scène internationale mondiale freinera la demande de combustibles fossiles, nous supposons que les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel seront plus bas dans le scénario Évolution. De même, en misant sur une adoption plus étendue dans le monde de technologies émergentes, comme les véhicules électriques, le stockage dans des batteries et la production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelable, nous supposons qu'il y a une diminution constante des coûts de ces technologies.

L'Avenir énergétique 2020 pose comme hypothèse que l'écart entre les prix du gaz naturel dans l'Ouest canadien et aux États-Unis rétrécit à court terme, ce qui est conforme à la hausse récente enregistrée au carrefour NIT. Plusieurs projets ont récemment été mis en service, et d'autres agrandissements sont prévus pour le [réseau de NOVA Gas Transmission Ltd.](#) (« NGTL ») et le pipeline [BC Pipeline](#) d'Enbridge. À long terme, l'écart de prix entre le carrefour Henry et le carrefour NIT reste autour de 0,90 \$ US/million de BTU (« MBTU »), en dollars de 2019.

Les projections du présent rapport reposent sur les volumes d'exportation de GNL du Canada indiqués à la figure A.5. Ces volumes comprennent la phase 1 du projet de LNG Canada, qui a fait l'objet d'une [décision d'investissement finale](#) et qui est [en construction](#). Ils comprennent aussi une hypothèse de volumes supplémentaires, sans pour autant compter sur un projet en particulier. Le scénario de référence suppose que les exportations de GNL seront plus élevées que celles prévues dans le scénario Évolution à partir de 2039. La mise en valeur future du projet GNL est incertaine et pourrait être bien différente de ces hypothèses. Dans les deux scénarios, on présume que 75 % de la charge d'alimentation de GNL proviendra de la production de gaz naturel devant alimenter les installations de liquéfaction.

Figure A.5 :

Hypothèses des volumes d'exportation de GNL canadien jusqu'en 2050 – Scénarios Évolution et de référence



Facteurs ayant actuellement une incidence sur les marchés du gaz naturel

- ⇒ L'accroissement de la production nord-américaine.
- ⇒ Les exportations de GNL des États-Unis.
- ⇒ La capacité pipelinière dans le BSOC et la capacité d'exportation.
- ⇒ La demande de gaz naturel et de condensats pour l'exploitation des sables bitumineux.
- ⇒ Les exportations potentielles de GNL et de gaz de pétrole liquéfié, ou GPL, du Canada.
- ⇒ Les considérations environnementales, sociales et de gouvernance accrues.

Électricité

L'analyse présentée dans l'Avenir énergétique 2020 tient compte des attentes actuelles des exploitants de services publics et de réseaux au sujet des futurs projets d'électricité dans leur région respective, particulièrement des grands projets prévus. Elle tient également compte d'hypothèses sur les coûts pour accroître la capacité de production d'électricité à l'avenir. Le tableau A.2 présente les hypothèses sur les coûts de production d'électricité au moyen de gaz naturel, d'énergie solaire et d'énergie éolienne et indique les facteurs de charge. Les calendriers et les plans actuels des services publics, des sociétés et des exploitants de réseaux constituent le principal fondement du moment et de l'ampleur des autres formes de production ajoutées durant la période de projection (comme la modernisation de centrales hydroélectriques et nucléaires).

Comme il en a été question plus haut dans la présente section, les coûts de production de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire et d'autres technologies émergentes sont moins élevés dans le scénario Évolution que dans le scénario de référence. Cela repose sur une transition plus marquée à l'échelle mondiale vers ces technologies à faibles émissions de carbone, et des progrès et des gains d'efficacité qui continuent de réduire leurs coûts et d'améliorer leur rendement.

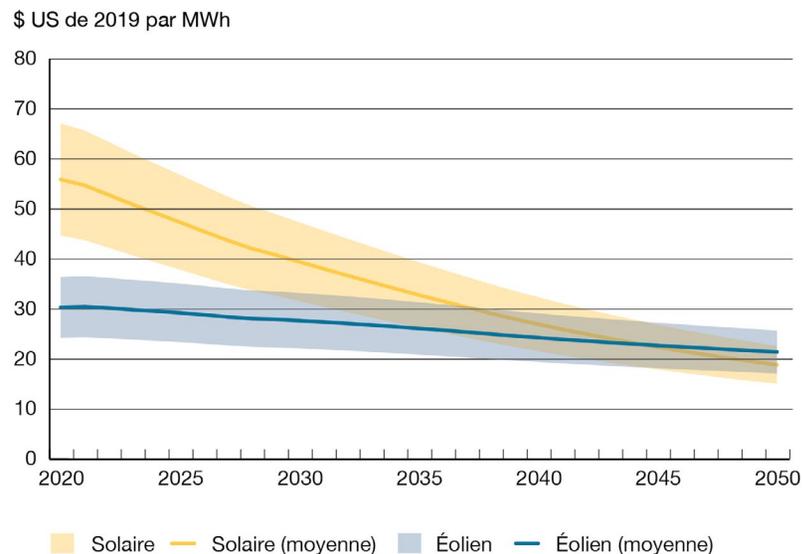
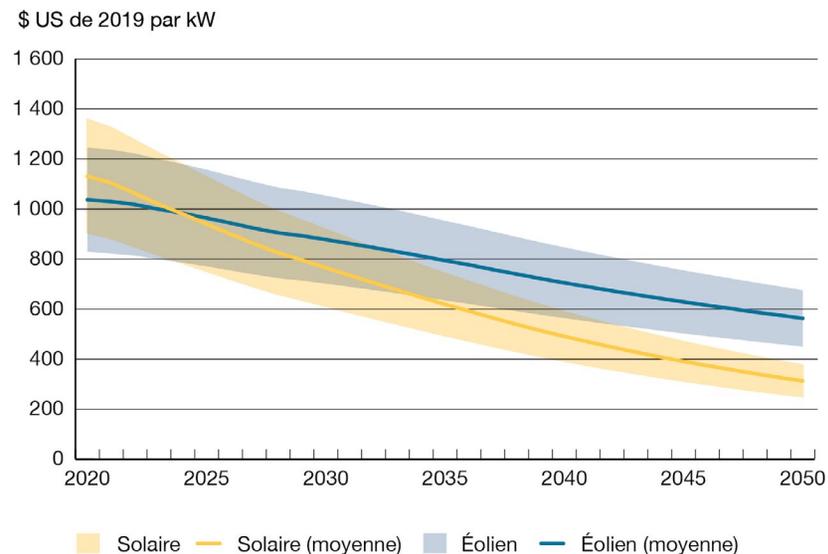
La figure A.6 indique les coûts moyens actualisés hypothétiques des installations éoliennes sur terre et solaires à grande échelle pour les scénarios Évolution et de référence. Ces coûts comprennent les coûts pendant toute la vie utile du projet (fonctionnement, combustible, financement, investissement, etc.), en fonction de certaines hypothèses au sujet du facteur de charge et de la vie utile. La fourchette de valeurs indiquées pour l'éolien et le solaire montre la variabilité et l'importance des autres facteurs pour déterminer le coût final de production au moyen de la ressource.

Tableau A.3 : Hypothèses relatives au coût de l'électricité produite à partir de gaz naturel, de l'énergie éolienne sur la terre ferme et d'énergie solaire à grande échelle à l'horizon 2050, scénarios Évolution et de référence

	Coût en capital (en \$ US 2019 le kilowatt, ou \$ US 2019/kW)	Coûts d'exploitation et d'entretien fixes (en \$ US 2019/kW)	Coûts d'exploitation et d'entretien variables (en \$ US 2019 le mégawattheure, ou \$ US 2019/MWh)	Facteur de charge (en %) ¹⁰
Gaz naturel (cycle combiné)	1 100 à 1 450	16	4	70
Gaz naturel (centrale de pointe)	800 à 1 100	14	4	20
Énergie éolienne (2020)	1 036	20 à 45	0	35 à 50
Énergie solaire (2020)	1 131	16 à 20	0	10 à 20
SCÉNARIO ÉVOLUTION				
Énergie éolienne (2030)	877	20 à 45	0	35 à 50
Énergie éolienne (2040)	705	20 à 45	0	35 à 50
Énergie éolienne (2050)	562	20 à 45	0	35 à 50
Énergie solaire (2030)	765	16 à 20	0	10 à 20
Énergie solaire (2040)	491	16 à 20	0	10 à 20
Énergie solaire (2050)	313	16 à 20	0	10 à 20
SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE				
Énergie éolienne (2030)	1 020	20 à 45	0	35 à 50
Énergie éolienne (2040)	998	20 à 45	0	35 à 50
Énergie éolienne (2050)	936	20 à 45	0	35 à 50
Énergie solaire (2030)	887	16 à 20	0	10 à 20
Énergie solaire (2040)	650	16 à 20	0	10 à 20
Énergie solaire (2050)	470	16 à 20	0	10 à 20

Figure A.6 :

**Hypothèses des coûts en capital et actualisés¹¹ –
Éolien et solaire jusqu'en 2050 – Scénario Évolution**



Facteurs ayant actuellement une incidence
sur les marchés de l'électricité

- ⇒ La croissance modérée de la demande d'électricité au Canada et aux États-Unis.
- ⇒ Le rythme et la nature de la reprise après la COVID-19 et l'incidence sur la demande d'électricité.
- ⇒ Le prix de l'électricité sur les marchés d'exportation.

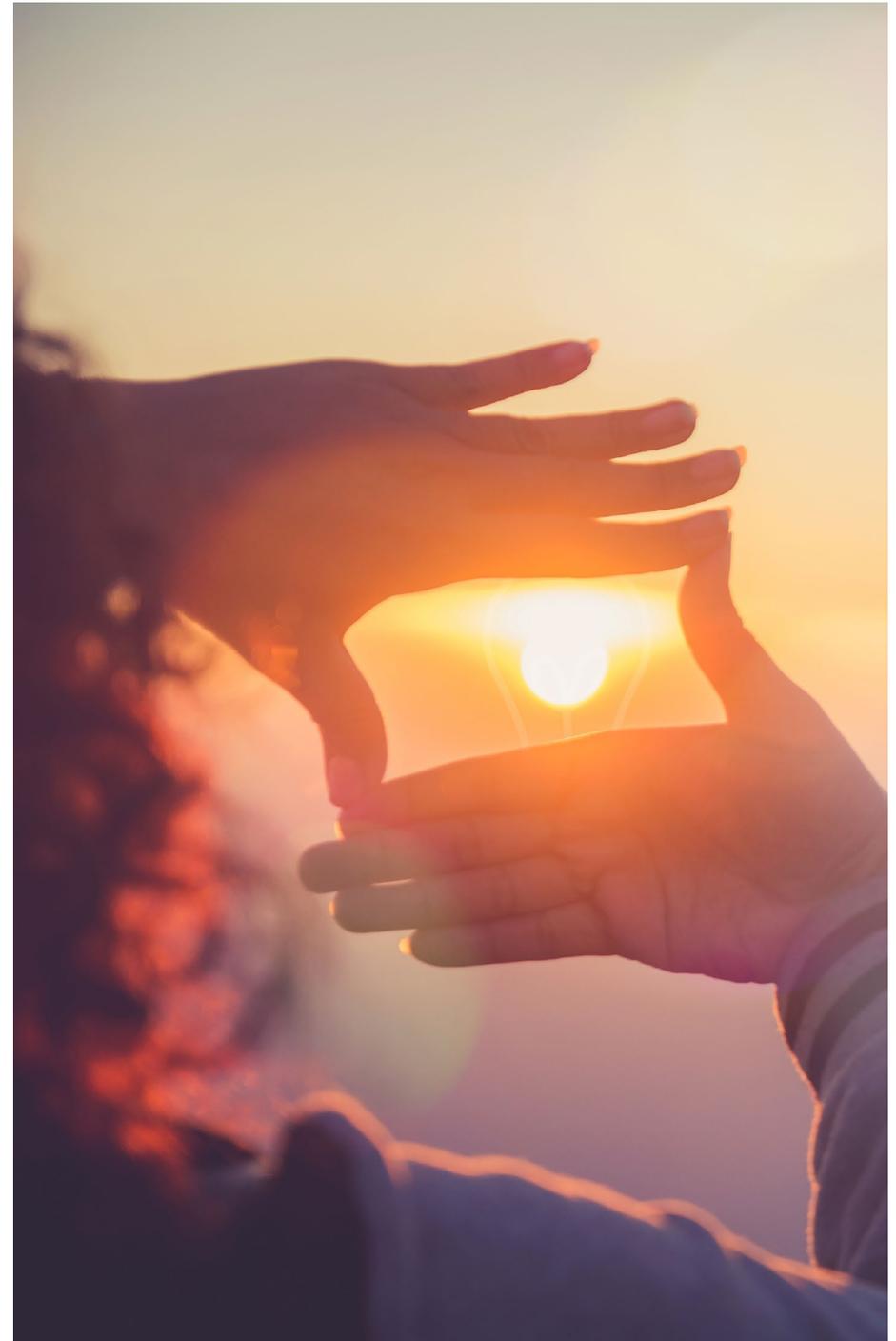
- ⇒ Les politiques climatiques des administrations fédérale et régionales, telles que l'élimination des centrales au charbon et les systèmes de tarification du carbone.
- ⇒ La baisse du coût de production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques, particulièrement dans le cas des énergies solaire et éolienne.
- ⇒ L'infrastructure vieillissante et la dépendance au diesel des collectivités éloignées.



Résultats

Cette section présente les résultats des projections de l'Avenir énergétique 2020, dont l'attention est principalement centrée sur le scénario Évolution. Ces projections ne constituent pas des prévisions, mais bien une possibilité future fondée sur les hypothèses décrites dans la section précédente. De nombreux facteurs et incertitudes influenceront sur les tendances futures. Chaque section précise les principales incertitudes.

Pour une description des différentes manières d'accéder aux données sur lesquelles repose la présente analyse, le lecteur doit se reporter à la section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique ».



Macroéconomie

L'économie joue un rôle de premier plan dans le portrait énergétique. La croissance économique et démographique, la production industrielle, l'inflation ou les taux de change sont autant de facteurs qui influent sur l'offre et la demande d'énergie.

À court terme, nous supposons que les effets de la COVID-19 seront plus marqués en 2020 et qu'une reprise graduelle s'amorcera en 2021. Comme le montre la figure R.1, le PIB total recule de 6,0 % en 2020¹², croît de 4,4 % en 2021 et revient aux niveaux pré-pandémiques en 2022.

Le tableau R.1 présente les projections à long terme des principales variables économiques. À cet égard, le scénario Évolution établit à 1,4 % la croissance économique réelle pendant toute la période de projection. La croissance projetée au cours de la période est plus faible que lors de la période de 1990 à 2018, et ce, pour diverses raisons, dont le vieillissement de la population et le ralentissement de la croissance économique à l'échelle mondiale.

PRINCIPALES INCERTITUDES :

Macroéconomie



Reprise après la COVID-19 – La reprise après la pandémie de la COVID-19 constitue un facteur d'incertitude important pour la croissance macroéconomique mondiale, nord-américaine et canadienne.



Demande internationale de biens canadiens – La demande internationale de biens canadiens a une incidence sur les secteurs axés sur l'exportation. Une accélération ou un ralentissement de la croissance économique aux États-Unis, principal partenaire commercial du Canada, aurait des conséquences sur les projections de croissance au pays en matière d'économie et de demande d'énergie.



Croissance économique mondiale – La croissance économique mondiale a des répercussions sur de nombreux éléments qui sont importants pour l'économie canadienne, notamment le prix des produits de base et la demande d'exportations énergétiques et non énergétiques du Canada.



Grands projets d'infrastructure – Dans un certain nombre de provinces, les projets dans les secteurs du pétrole et du gaz naturel, des mines ou de l'électricité jouent sur les projections macroéconomiques. Selon le rythme des aménagements à venir à ce chapitre, qui constitue une inconnue, la croissance économique pourrait s'en trouver accélérée ou freinée et les tendances énergétiques pourraient s'en ressentir.

Figure R.1 :

Baisse marquée du PIB en 2020 et reprises

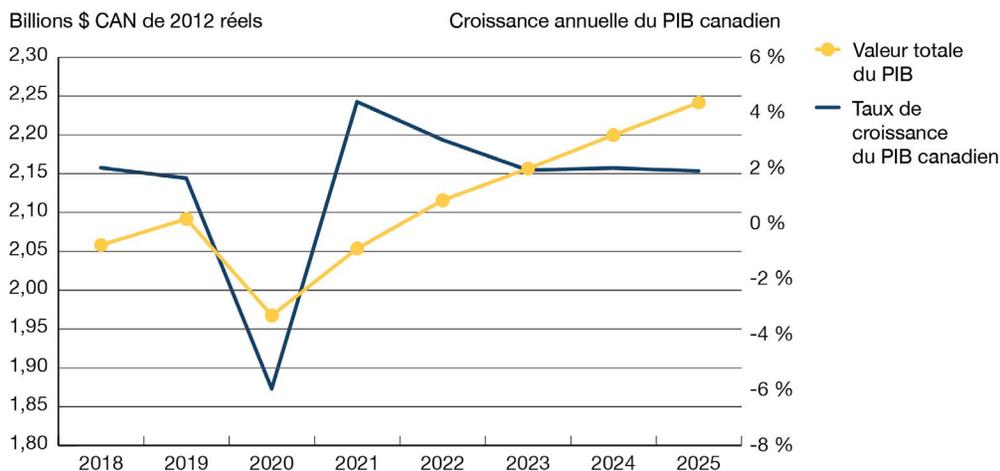


Tableau R.1 : Indicateurs économiques, historiques, scénario Évolution et scénario de référence

Croissance annuelle moyenne, sauf indication contraire.

Indicateurs économiques	1990 à 2018	Scénario Évolution (2019-2050)	Scénario de référence (2019-2050)
Produit intérieur brut réel	2,7 %	1,41 %	1,56 %
Population	1,0 %	0,8 %	0,8 %
Inflation	1,7 %	1,9 %	2,0 %
Taux de change (\$ CAN / \$ US) – moyenne	0,81	0,77	0,79
Superficie résidentielle	2,1 %	1,5 %	1,5 %
Superficie commerciale	1,8 %	1,6 %	1,7 %

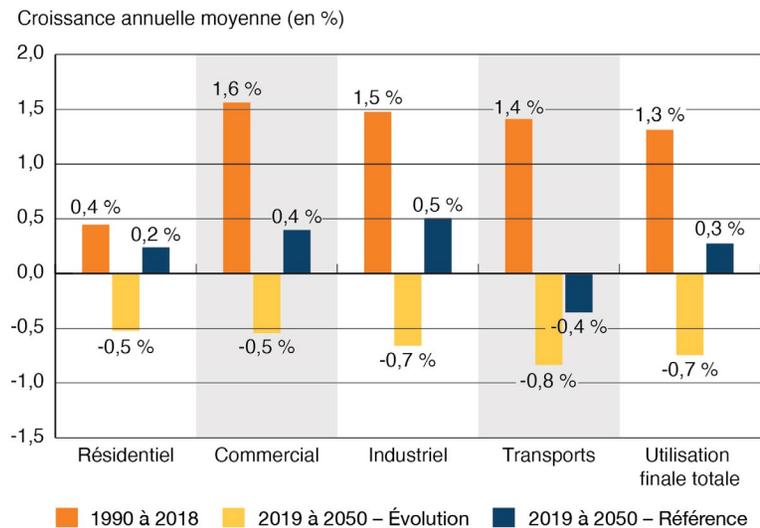
Demande d'énergie

La présente section traite particulièrement de la [demande d'énergie secondaire](#) pour ce qui est de la consommation d'énergie selon le secteur de l'économie. Elle s'intéresse à la demande d'énergie primaire quand il est question de la consommation d'énergie dans l'ensemble de l'économie. La demande pour utilisation finale comprend l'électricité, bien que le combustible utilisé pour produire celle-ci soit pris en compte dans la [demande primaire](#). Les données historiques, principalement tirées du tableau [disponibilité et écoulement d'énergie](#) de Statistique Canada, sont étoffées par certains renseignements obtenus d'ECCC, de Ressources naturelles Canada et de diverses sources provinciales.

À court terme, la consommation d'énergie suit les tendances macroéconomiques et recule de 5,6 % en 2020; elle se rétablit ensuite au cours des deux années suivantes. Une fois la reprise complétée, le scénario Évolution prévoit que la consommation d'énergie au Canada diminuera jusqu'en 2050. Les figures R.2 et R.3 présentent une ventilation de la consommation d'énergie selon le secteur; on y relève des baisses dans tous les secteurs, les plus marquées étant dans le secteur industriel (y compris le pétrole et le gaz en amont) et les transports. Ces reculs sont attribuables à des facteurs comme l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'électrification graduelle du secteur des transports¹³ et diverses politiques comme la tarification du carbone. La croissance économique et les augmentations à court terme de la production de pétrole brut et de gaz naturel (abordées plus loin dans la présente section) exercent une certaine pression à la hausse sur la consommation d'énergie. En revanche, la croissance économique est plus lente que les tendances historiques, et la production de pétrole brut et de gaz naturel finit par diminuer. Dans le scénario de référence, l'absence de mesures supplémentaires au-delà des politiques actuelles en matière de changements climatiques, la hausse de la production de pétrole brut et de gaz naturel et l'électrification moins marquée mènent à une croissance modérée de la demande dans la projection, bien qu'à des niveaux inférieurs à ceux enregistrés dans les dernières années.

Les tendances en matière de consommation d'énergie varient selon le secteur et selon le type d'énergie. Voir la figure R.4. Elles tiennent à plusieurs facteurs, dont les composantes macroéconomiques, les tendances de la production d'énergie, les améliorations de l'efficacité énergétique, les politiques, les progrès technologiques et l'évolution des marchés. Le secteur des transports se transforme en profondeur. Les produits pétroliers raffinés comme l'essence, le diesel et le carburacteur ont traditionnellement dominé ce secteur, une situation qui commence à changer dans le scénario Évolution. La réduction de la consommation de carburant, combinée à l'électrification, fait baisser la consommation d'énergie aux fins de transport pendant la période de projection. En ce qui concerne le transport des passagers, les véhicules électriques occupent graduellement plus de place, passant d'une petite part des véhicules de tourisme à une partie importante de l'éventail des modes de transport. Sous l'effet d'une diminution des coûts et du soutien croissant des politiques, les véhicules zéro émission, y compris les véhicules électriques à batterie et les véhicules électriques hybrides rechargeables, représentent la moitié des véhicules de tourisme achetés à l'horizon 2050. Le transport de marchandises par des véhicules électriques, en particulier des camions légers à moyens et à hydrogène (moyens à lourds), ainsi que le transport en commun de plus en plus électrifié (autobus électriques), augmente de façon constante dans les années 2030 et 2040.

Figure R.2 :
Diminution de la demande pour utilisation finale dans tous les secteurs dans le scénario Évolution

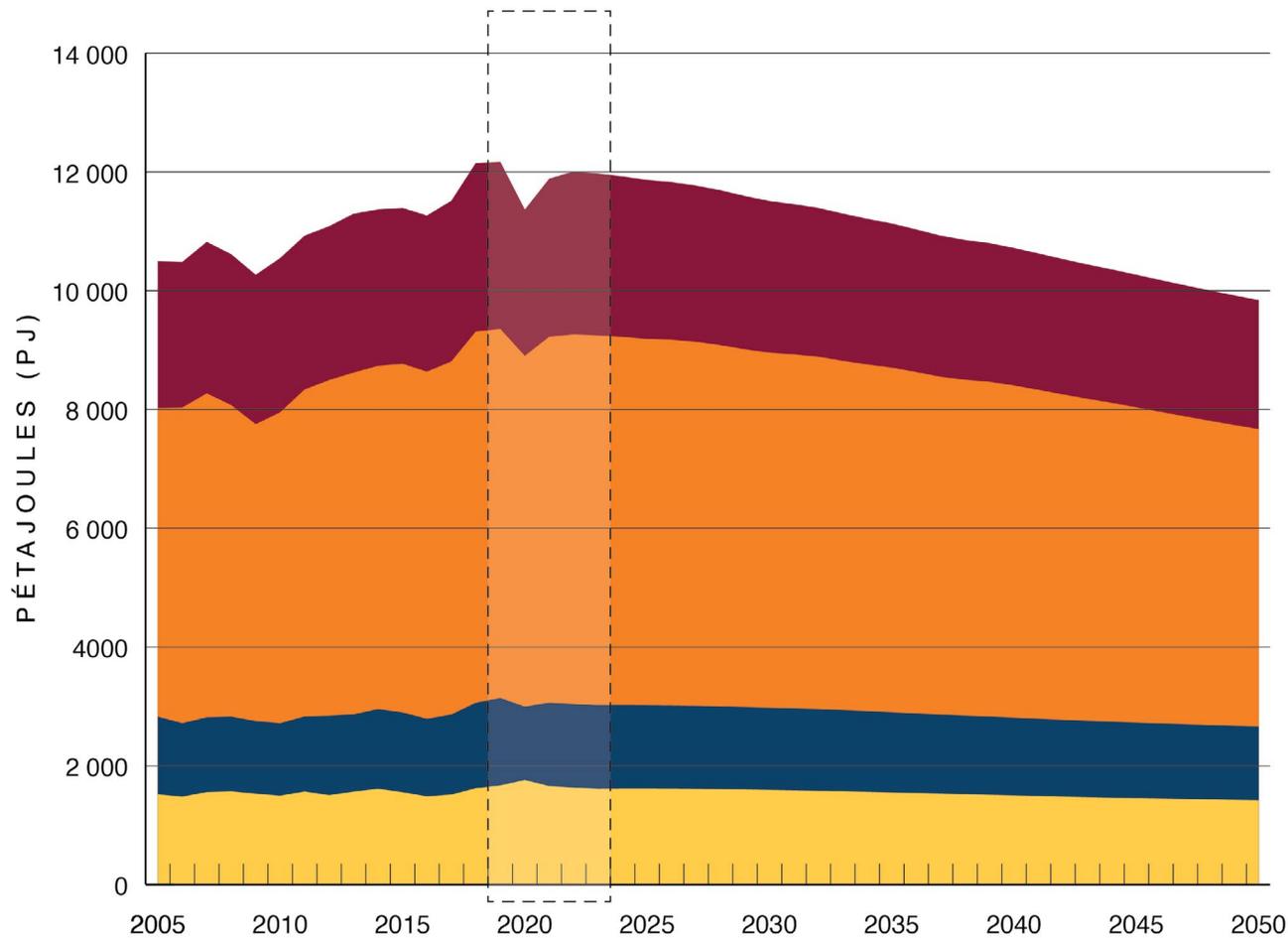


PRINCIPALES TENDANCES :

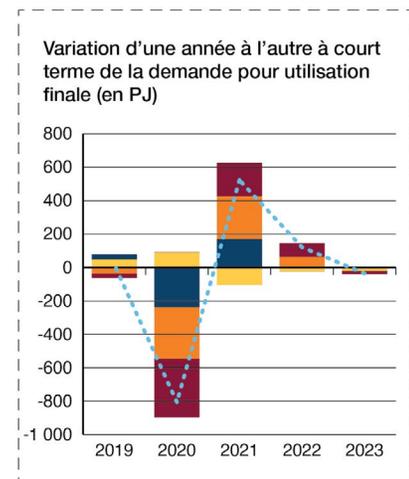
Demande d'énergie

- ➔ La consommation d'énergie diminue dans le scénario Évolution et augmente lentement dans le scénario de référence.
- ➔ Les taux de croissance historiques sont plus élevés que dans les deux scénarios.
- ➔ Le bouquet énergétique canadien continue d'évoluer. La consommation de gaz naturel et d'énergies renouvelables est en hausse, tandis que celle de charbon et de produits pétroliers raffinés est en baisse.
- ➔ La croissance de la consommation d'énergie ralentit comparativement à la croissance de la population et du PIB, ce qui suppose une baisse de la consommation d'énergie par personne et par dollar d'activité économique.

Figure R.3 :
Sommet de la consommation d'énergie en 2019,
puis régression à long terme dans le scénario Évolution



Gros plan sur les effets de la COVID-19



- Résidentiel
- Commercial
- Industriel
- Transports
- Demande totale

Dans la présente analyse, la demande primaire désigne la quantité totale d'énergie consommée au Canada. On calcule la demande primaire en additionnant l'énergie consommée afin de produire de l'électricité à la demande totale pour utilisation finale, puis en soustrayant la part de cette demande secondaire pour l'électricité.

La figure R.5 présente les projections de la demande primaire selon le combustible dans le scénario Évolution en regard de la demande primaire totale du scénario de référence. Dans le scénario Évolution, la demande totale diminue graduellement, en raison de la baisse de la consommation de combustibles fossiles. Celle du charbon recule, résultat de l'élimination progressive des centrales qui s'en approvisionnent. La demande de pétrole diminue à mesure que l'efficacité énergétique augmente et que l'électrification dans les transports accélère. La demande de produits pétroliers non énergétiques, comme l'asphalte, les lubrifiants et les charges d'alimentation, demeure relativement stable, ce qui soutient la demande globale de produits pétroliers. En ce qui concerne la demande de gaz naturel, elle affiche une croissance importante à court terme, stimulée par l'essor de la production de pétrole brut et de gaz naturel (deux grands utilisateurs de gaz naturel) ainsi que par son rôle grandissant dans la production d'électricité.

Entraînée par l'électrification accrue sur le plan de l'utilisation finale, la demande totale d'électricité augmente de façon constante dans le scénario Évolution. Cela se traduit par une demande stable d'énergie nucléaire et une croissance de l'énergie renouvelable, alors que de grands projets hydroélectriques sont menés à terme et que les coûts des énergies éolienne et solaire continuent de baisser. Les énergies renouvelables occupent une place de plus en plus grande dans le bouquet énergétique. L'apport accru de carburants renouvelables dans les combustibles liquides et le gaz naturel contribue aussi à soutenir la demande croissante des énergies renouvelables.

La hausse de la consommation d'énergie est beaucoup plus lente que la croissance de l'économie ou de la population canadienne, ce qui suppose une réduction de l'intensité énergétique, mesurée par la consommation d'énergie par personne ou par dollar de PIB réel. La figure R.6 présente un résumé. Selon le scénario Évolution, de 2019 à 2050, le PIB réel et la population connaissent une hausse respective de plus de 60 % et de 30 %. La consommation d'énergie primaire, pour sa part, diminue de 18 %. Les tendances observées permettent de projeter une baisse, de 2019 à 2050, de près de 50 % de la consommation d'énergie par dollar de PIB réel et de 37 % de la consommation d'énergie par personne.



Figure R.4 :

Tendances de la demande d'énergie pour utilisation finale selon le secteur et le combustible

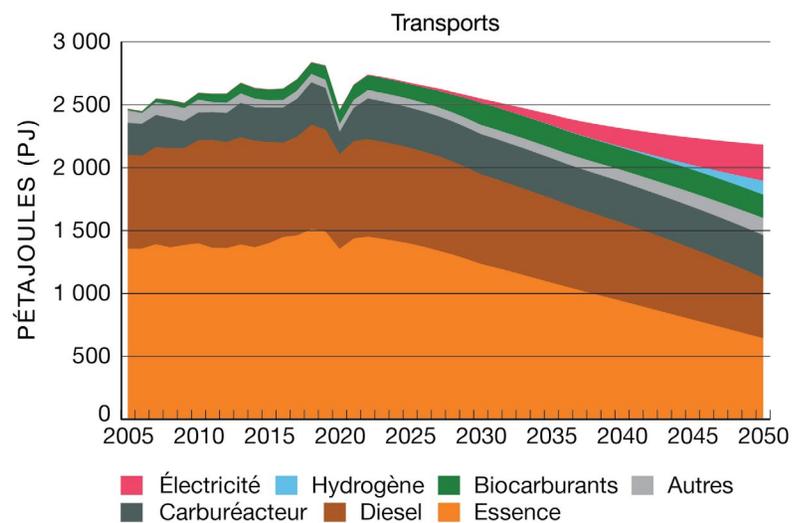
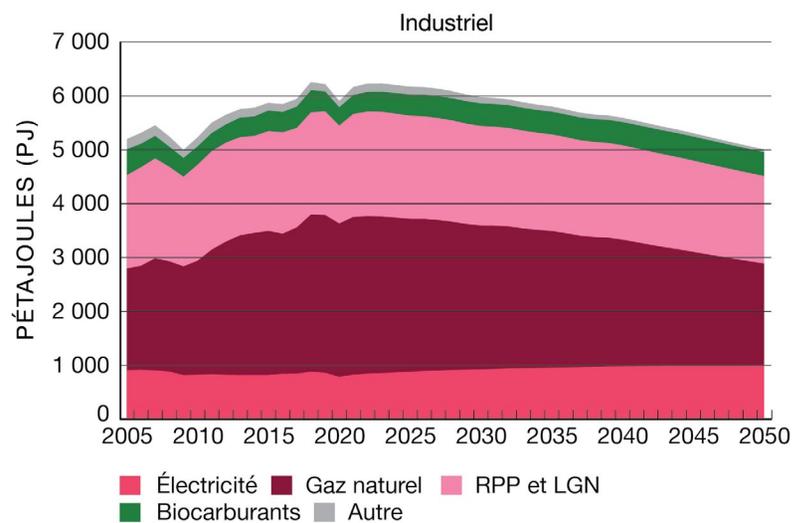
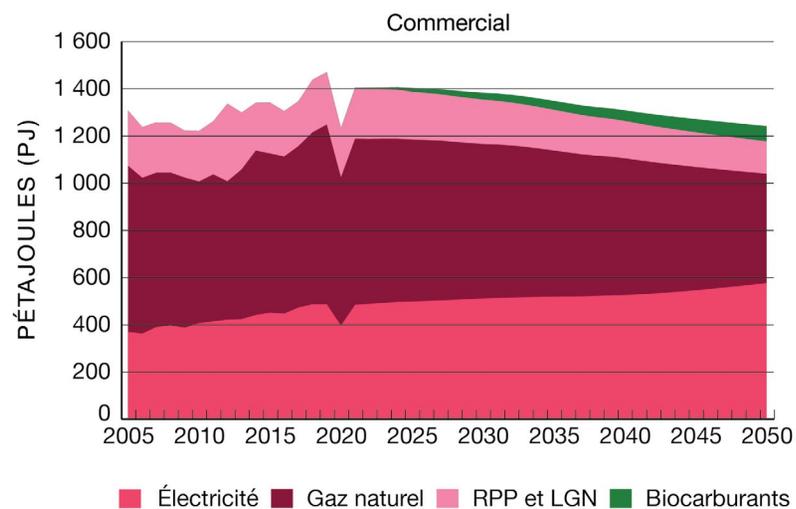
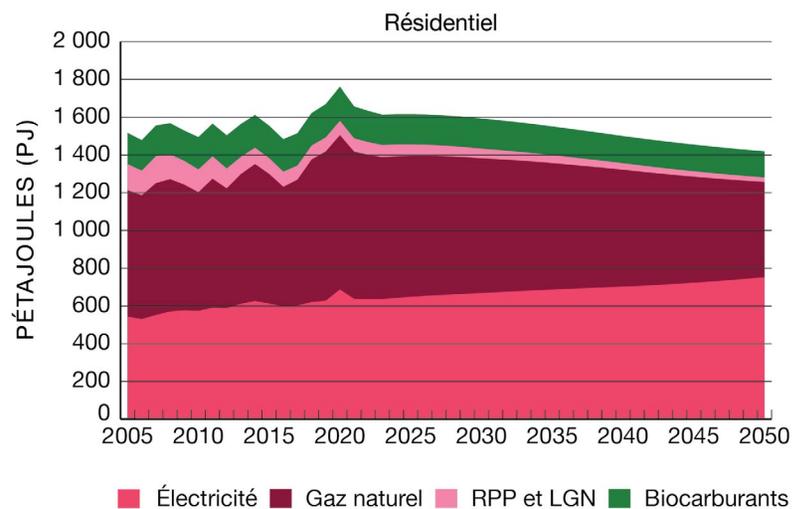


Figure R.5 :
Diminution graduelle de la demande primaire et accroissement de la part des énergies renouvelables dans le scénario Évolution

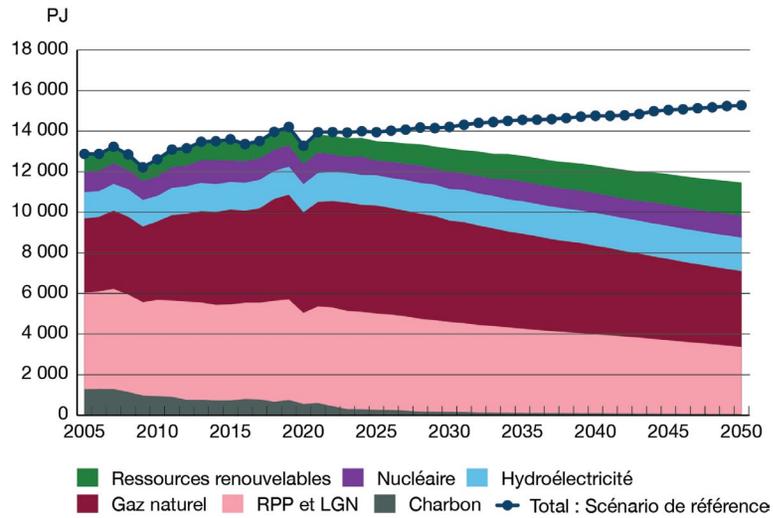
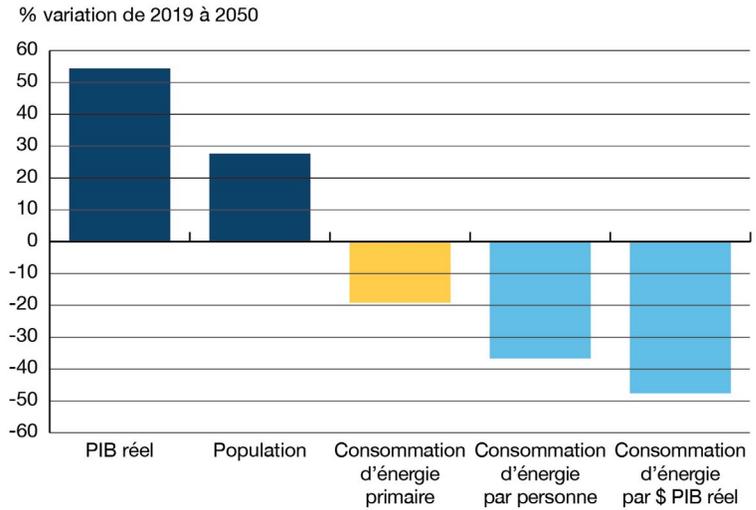


Figure R.6 :
Croissance de l'économie plus rapide que la consommation d'énergie, et diminution de l'intensité énergétique dans le scénario Évolution



PRINCIPALES INCERTITUDES :

Demande d'énergie



Influence de la technologie – La technologie peut avoir une influence considérable et difficile à prédire sur la filière énergétique. Le scénario Évolution continue de miser sur une utilisation accrue des technologies existantes et l'adoption de nouvelles. Le rythme et le type de nouvelles technologies adoptées peuvent différer grandement de ceux envisagés dans ce scénario.



Transformation du secteur pétrolier et gazier – Au cours des dix dernières années, le secteur pétrolier et gazier a subi des transformations rapides, tant dans les types de ressources exploitées que dans les technologies utilisées pour l'exploitation. Selon les aménagements et les technologies futurs, la consommation d'énergie dans ce secteur pourrait être supérieure ou inférieure à la projection.



Carburants de remplacement et nouvelles utilisations finales – Le scénario Évolution compte sur une transition vers l'électricité, soutenue par une utilisation accrue des énergies renouvelables. Il pose également comme hypothèse qu'il y aura une adoption modérée de l'hydrogène et du gaz naturel renouvelable. L'électrification plus rapide de l'économie ou la croissance des carburants de remplacement pourraient amener des tendances différentes de celles illustrées ici.



Pétrole brut

Le Canada produit du [pétrole brut](#) à des fins d'utilisation intérieure et d'exportation. La production moyenne de pétrole brut du pays a tourné autour de 4,9 millions de barils par jour (« Mb/j ») (784 milliers de mètres cubes par jour (« 10⁹m³/j »)) en 2019 et la croissance récente a surtout été due à la mise en service de nouvelles installations d'exploitation des sables bitumineux. La production provient principalement de l'Alberta et le reste, de la Saskatchewan et du large de Terre-Neuve-et-Labrador¹⁴.

La figure R.7 compare les perspectives de production de pétrole brut au Canada selon le type dans le scénario Évolution et la production totale du scénario de référence. Selon le premier, la production canadienne de pétrole brut atteint un sommet de 5,8 Mb/j en 2039 avant de reculer pour se situer à 5,3 Mb/j (836 10⁹m³/j) en 2050; cela représente une hausse de 7 % par rapport à 2019. À titre de comparaison, la production atteint un sommet de 7,2 Mb/j (1 137 10⁹m³/j) en 2045 dans le scénario de référence, sous l'effet d'hypothèses de prix plus élevés et de l'absence de mesures liées aux politiques nationales et mondiales en matière de changements climatiques.

PRINCIPALES TENDANCES :

Production de pétrole brut dans le scénario Évolution



La production augmente pendant la majeure partie de la période de projection, atteignant un sommet d'un peu plus de 5,8 Mb/j en 2039. Les hypothèses relatives à l'accroissement de la capacité de transport dans l'Ouest canadien et les prix rendent possible cette croissance. À plus long terme, la baisse des prix du pétrole brut fait fléchir la production.



De 2019 à 2040, la production de pétrole brut augmente de 20 %. De 2040 à 2050, elle diminue de 8 %.



La production de bitume par récupération in situ affiche une hausse de 37 % pendant la période de projection.

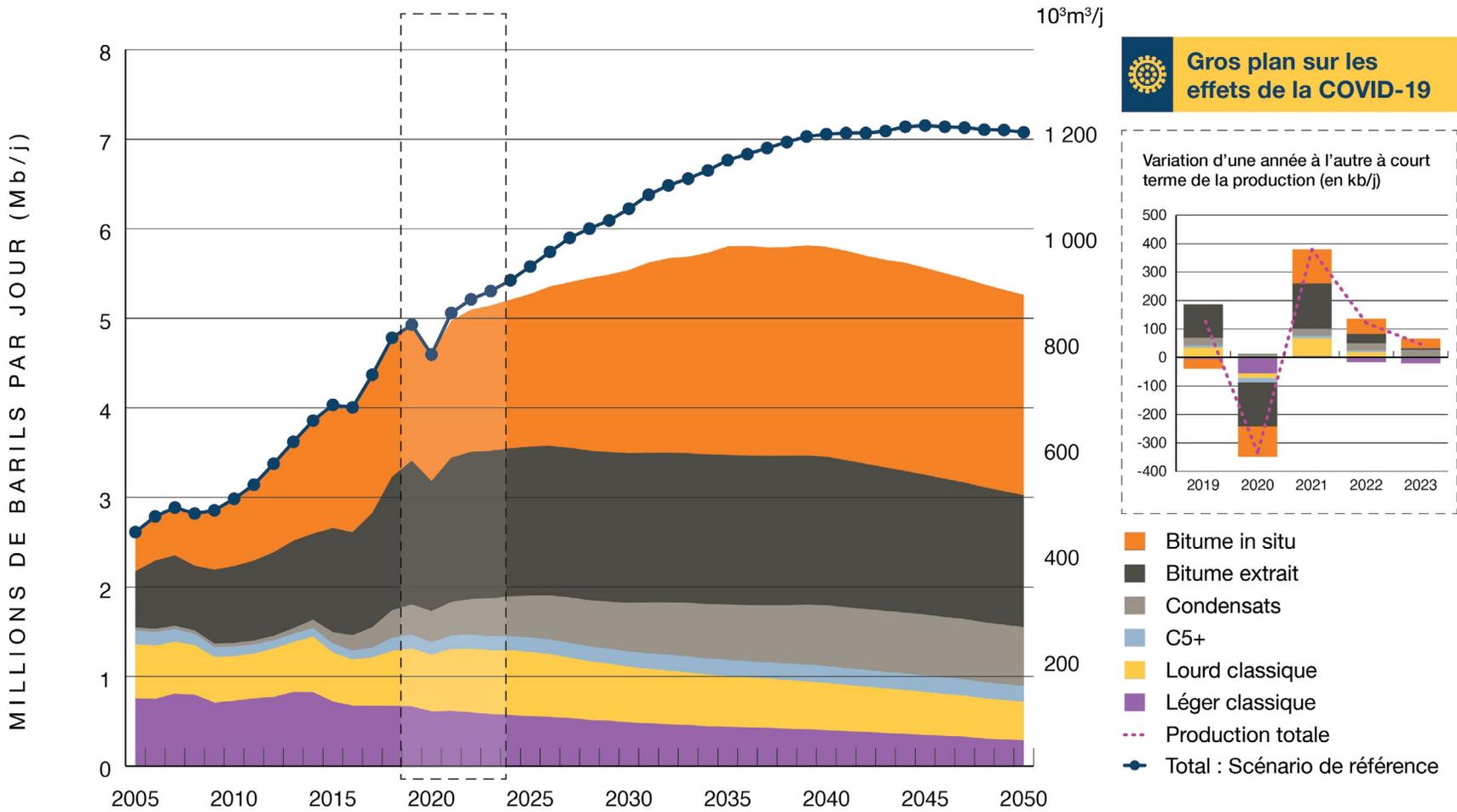


La production par extraction à ciel ouvert atteint un sommet de 1,7 Mb/j en 2026, puis recule à 1,5 Mb/j en 2050.



Figure R.7 :

Sommet de la production totale de pétrole brut en 2039, puis diminution jusqu'en 2050, dans le scénario Évolution





La croissance de la production tirée des sables bitumineux se poursuit à court terme, sous la poussée de l'entrée en service de nouvelles phases de projets de récupération in situ. La production atteint un sommet en 2039, puis recule quelque peu jusqu'en 2050 dans le scénario Évolution, comme le montre la figure R.8. Ces ajouts sont rentables compte tenu des prix avancés dans le scénario Évolution. Cette rentabilité tient également à des améliorations technologiques qui accroissent la productivité.

La production de pétrole [classique](#), de [réservoirs étanches](#) et de [schiste](#) se répartit entre le pétrole léger et le pétrole [lourd](#), selon la [densité API](#). En 2019, 49 % de la production de pétrole classique de l'Ouest canadien tombait dans la seconde catégorie; le pétrole léger comptait pour le reste, à 51 %. La croissance de la production enregistrée à court terme dans ces catégories reste stable, en raison surtout de l'augmentation de la production de pétrole léger de réservoirs étanches en Alberta et de la hausse de la production de pétrole lourd en Saskatchewan. Si la production de pétrole de réservoirs étanches augmente, c'est principalement parce que les producteurs préfèrent cibler des puits qui ont un taux de production initiale élevé et un rendement du capital rapide. En Saskatchewan, la production de pétrole lourd suit une tendance haussière du fait que les coûts s'y rattachant y sont faibles et que les taux de production des puits y diminuent lentement. Voir la figure R.9.

À l'heure actuelle, la majeure partie des [condensats](#) provient de l'Alberta, bien que la croissance de la production de ceux-ci au cours de la période de projection soit en grande partie le fait de la Colombie-Britannique, où les producteurs se concentrent sur les formations de gaz naturel riche en liquides, comme celles de Montney et de Duvernay. Voir la figure R.10. Les condensats sont utilisés dans un certain nombre de procédés industriels, notamment comme [diluant](#) pour le [bitume](#) et le pétrole lourd.

Dans le scénario Évolution, la production extracôtière de Terre-Neuve fléchit graduellement, comme le montre la figure R.11. Aucune nouvelle découverte n'est envisagée dans ce scénario. D'autres découvertes et projets de mise en valeur pourraient modifier ces tendances.

Une tendance s'est dégagée récemment sur les marchés¹⁵ pétroliers canadiens dans laquelle la croissance de la production dans le BSOC a surpassé les augmentations de la capacité pipelinière. La figure R.12 illustre de manière détaillée l'offre disponible et la capacité de transport dans cette région. La capacité disponible correspond au volume de brut qu'un pipeline peut transporter en toute sécurité, compte tenu, entre autres, du type de brut, des interruptions de service – prévues ou non –, des contraintes en aval et des restrictions de pression.¹⁶

Les volumes de brut transportés par chemin de fer sont inclus, car les sociétés peuvent choisir ce mode de transport pour diverses raisons, notamment des engagements contractuels existants, la propriété de l'infrastructure requise et des ententes avec certaines raffineries.

Figure R.8 :

Croissance maximale de la production tirée des sables bitumineux in situ en 2039, puis légère diminution tout au long de la période de projection, dans le scénario Évolution

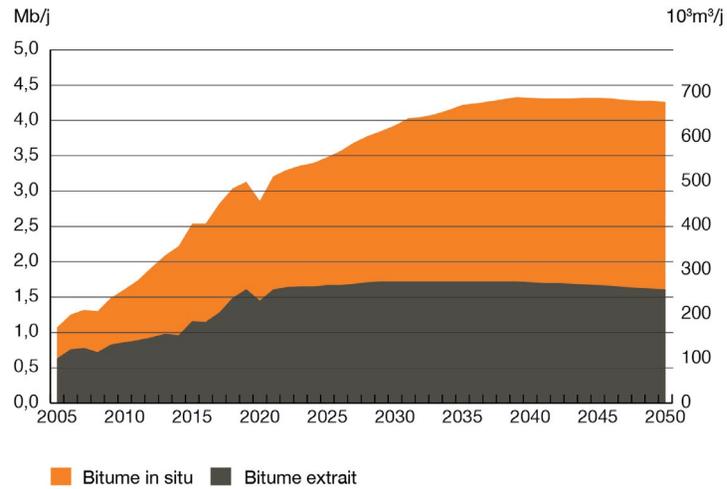


Figure R.9 :

Diminution constante de la production de pétrole classique pendant la période de projection, dans le scénario Évolution, après une brève reprise, en 2021, suite à la COVID-19

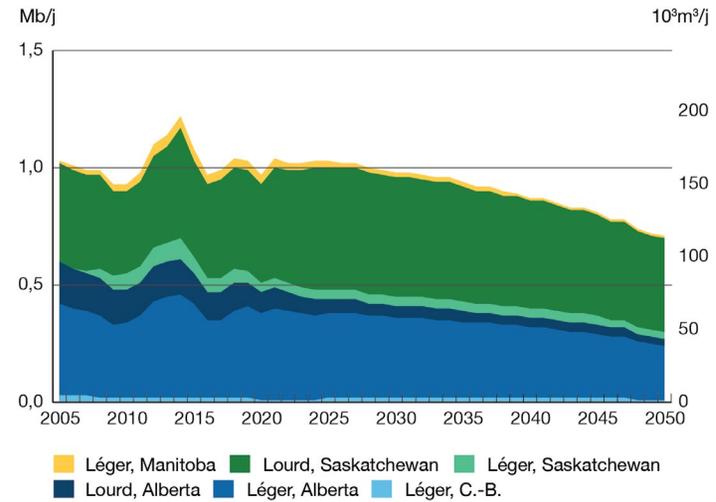


Figure R.10 :

Production de condensats stimulée par la demande croissante de diluants, dans le scénario Évolution

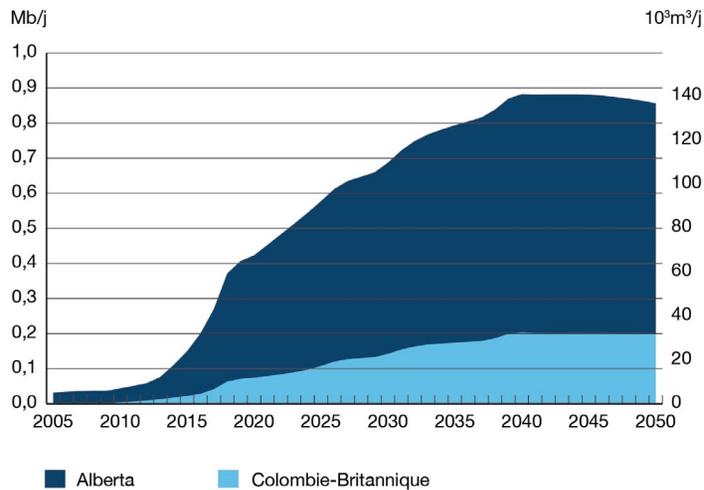


Figure R.11 :

Augmentation de la production de pétrole au large de Terre-Neuve à court terme, puis diminution constante jusqu'en 2050, dans le scénario Évolution

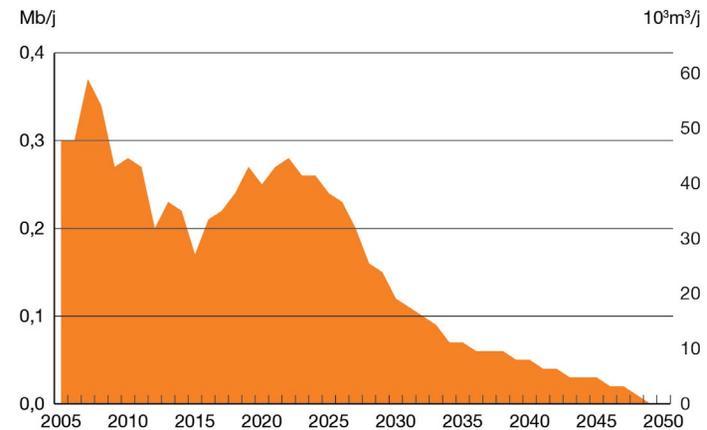
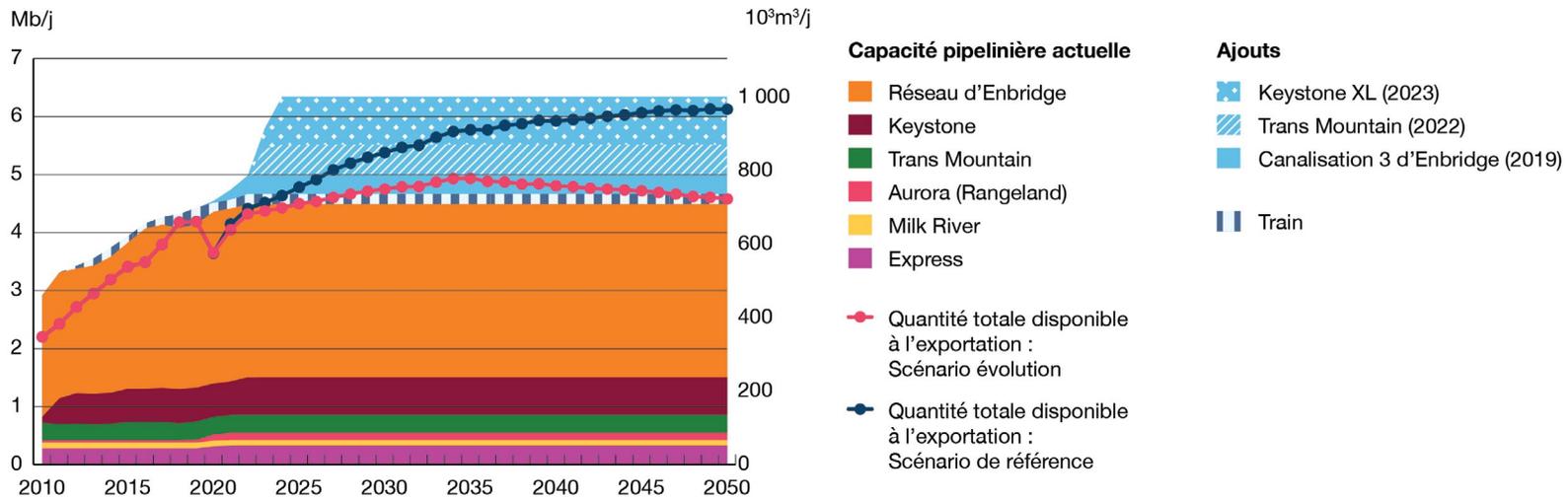


Figure R.12 :

Comparaison de la capacité des oléoducs et de l’approvisionnement total disponible à l’exportation – Scénarios Évolution et de référence



Note : Même si le scénario Évolution prévoit que, dans un certain nombre d’années, le pétrole brut disponible pour l’exportation pourrait être considérablement inférieur à la capacité pipelinière totale, cela ne doit pas être interprété comme si le rapport sur l’avenir énergétique en concluait qu’un pipeline devrait ou non être construit. Le rapport n’évalue pas les nombreux facteurs qui permettent d’évaluer si un pipeline est requis, notamment la valeur de l’accès à de nouveaux marchés et l’apport d’une capacité pipelinière de réserve afin de pouvoir réagir à des changements temporaires ou durables sur les marchés.

Les volumes à transporter et les dates de mise en service de la capacité supplémentaire aux réseaux existants supposés sont ceux annoncés par les exploitants de ces pipelines. Ainsi, les ajouts de capacité et les dates de mise en service des trois pipelines dont fait mention le tableau R.2 dépendront des décisions des exploitants.

Tableau R.2 : Ajouts de capacité de transport de brut annoncés

	<u>Canalisation 3 d'Enbridge</u>	<u>Keystone XL</u>	<u>Agrandissement du réseau de Trans Mountain</u>
Année annoncée pour la mise en service	2019	2023	2022
Première année de service à plein régime	2021	2023	2023
Pleine capacité (kb/j)	370	830	540

Explorez la production de pétrole brut

Des données et des analyses sur la production de pétrole brut sont disponibles par région, type et scénario. Consultez notre outil de visualisation, *Explorer l'avenir énergétique du Canada*. Le lecteur trouvera également un résumé spécialisé de la production de pétrole dans les suppléments *Production tirée des sables bitumineux* et *Production de pétrole classique, de réservoirs étanches et de schistes*.



Nouvelles technologies pour l'exploitation des sables bitumineux

Le scénario Évolution suppose que l'amélioration des méthodes d'extraction et de valorisation des projets existants se poursuit au même rythme que dans les dernières années, ce qui se traduit par une nette diminution des émissions par baril.

L'essentiel de la croissance de la production tirée des sables bitumineux consiste en des agrandissements d'installations existantes. À la fin de la période de projection, ces agrandissements comptent pour 15 % de la production totale tirée des sables bitumineux, soit un peu plus de 600 kb/j. Une partie de la croissance vient aussi de nouvelles installations. Aucune nouvelle installation d'extraction à ciel ouvert ou de valorisation des sables bitumineux n'est mise en service pendant la période de projection. Cependant, les nouvelles installations de récupération in situ représentent 8 % de la production totale des sables bitumineux, soit 340 kb/j, de 2019 à 2050.

On pose comme hypothèse que les nouvelles installations ou les agrandissements qui entrent en production après 2025 font usage des technologies¹ suivantes pour réduire l'intensité de leurs émissions.

Vapeur et solvants purs : Injection de solvants chauffés (habituellement un mélange de liquides de gaz naturel (« LGN ») dans le réservoir pour remplacer les chaudières actuellement utilisées pour produire de la vapeur, ce qui réduit les émissions. Ce procédé laisse aussi dans le réservoir certains des éléments moins souhaitables du bitume (asphaltènes).

Extraction en fosse : Procédé en cours de développement par Canadian Natural Resources Limited à sa mine Horizon Oil Sands, qui consiste à séparer le minerai de sables bitumineux en ses composantes, dans la fosse d'extraction (à la mine). Cette méthode nécessite comparativement moins d'équipement lourd et d'électricité, ce qui réduit les émissions par baril.

Ces deux procédés pourraient aussi réduire le coût par baril de production de bitume, aidant ainsi à neutraliser les coûts plus élevés de conformité environnementale et les prix plus bas des produits de base envisagés dans ce scénario. Les solvants purs pourraient aider à réduire les coûts par baril de 3,40 \$, tandis que la réduction attribuable à l'extraction en fosse pourrait atteindre 2,00 \$ par baril.

Les deux procédés décrits ci-dessus pourraient augmenter la productivité des projets par rapport à ceux de récupération in situ classique. Les estimations varient. Certaines ne procurent aucune hausse notable de la productivité, tandis que d'autres, comme [l'eMVAPEX](#) de MEG Énergie, affichent une hausse pouvant atteindre 76 %. Pour les besoins des projections, il a été décidé de ne pas modéliser une hausse de la production associée aux technologies.

¹ Il existe de nombreuses technologies possibles pour réduire l'intensité des émissions associées à l'extraction des sables bitumineux. La section « Vers un bilan zéro » renferme plus de renseignements sur la production tirée des sables bitumineux.



PRINCIPALES INCERTITUDES :

Production de pétrole brut dans le scénario Évolution



Demande future de pétrole brut : La pandémie de la COVID-19 continue de faire peser des incertitudes sur les projections à court et à long terme. La vigueur avec laquelle les économies dans le monde reviennent à des niveaux de consommation d'énergie plus conformes aux moyennes des cinq dernières années, et le moment où cela se produira, constitue une grande incertitude au sujet de la demande future de pétrole brut. La lutte contre les changements climatiques à l'échelle mondiale et son incidence sur la demande et les prix du pétrole brut constituent une autre incertitude importante.



Avancées technologiques visant les sables bitumineux : La nécessité de réduire les émissions de GES et les coûts sont deux facteurs importants dans la mise en valeur future d'installations d'exploitation des sables bitumineux. On met actuellement au point des technologies qui s'attaquent à ces deux composantes, mais leur adoption éventuelle est incertaine. Comme dans les éditions précédentes de l'Avenir énergétique, le présent rapport suppose que les sociétés continuent d'œuvrer à la réduction des coûts et des émissions de GES de leurs activités.



Capacité de transport dans l'Ouest canadien : L'Avenir énergétique 2020 présume qu'au cours de la période de projection, il existe une capacité de transport supplémentaire pour acheminer la production en hausse, en l'occurrence une nouvelle infrastructure pipelinière. En outre, les progrès technologiques qui se traduisent soit par une augmentation de la quantité de pétrole pouvant être transportée par l'infrastructure existante, soit par une réduction de la quantité de diluant nécessaire pour transporter le bitume pourraient jouer un rôle plus important à l'avenir.



Considérations environnementales, sociales et de gouvernance (« ESG ») : Les investisseurs se tournent maintenant vers les entreprises dont les valeurs concordent avec leurs critères sur les plans environnemental et social et sur le plan de la gouvernance¹⁷. Les organisations qui intègrent des cadres ESG à leurs valeurs fondamentales peuvent renforcer leur résilience aux pressions économiques et environnementales¹⁸. La mesure dans laquelle ces considérations influent sur l'évolution future des investissements en amont pourrait modifier les tendances relatives à la production dans les années à venir.



Gaz naturel

Le Canada produit du [gaz naturel](#) à des fins d'utilisation intérieure et d'exportation. La production canadienne moyenne de [gaz naturel commercialisable](#) s'est établie en moyenne à 15,7 Gpi³/j, ou 445 millions de mètres cubes par jour (« Mm³/j »), en 2019.

La production de gaz naturel de l'Alberta est demeurée relativement stable depuis quelques années, tandis que celle de la Colombie-Britannique a augmenté de façon constante depuis 2010. Divers facteurs sont à l'origine de la hausse, notamment les suivants :

- les forages visant à évaluer les ressources gazières en vue de soutenir les exportations de [GNL](#) à partir de la côte Ouest du pays;
- les liquides de gaz naturel présents dans la formation de réservoirs étanches Montney, qui motivent les activités de forage et de production, malgré la baisse des prix.

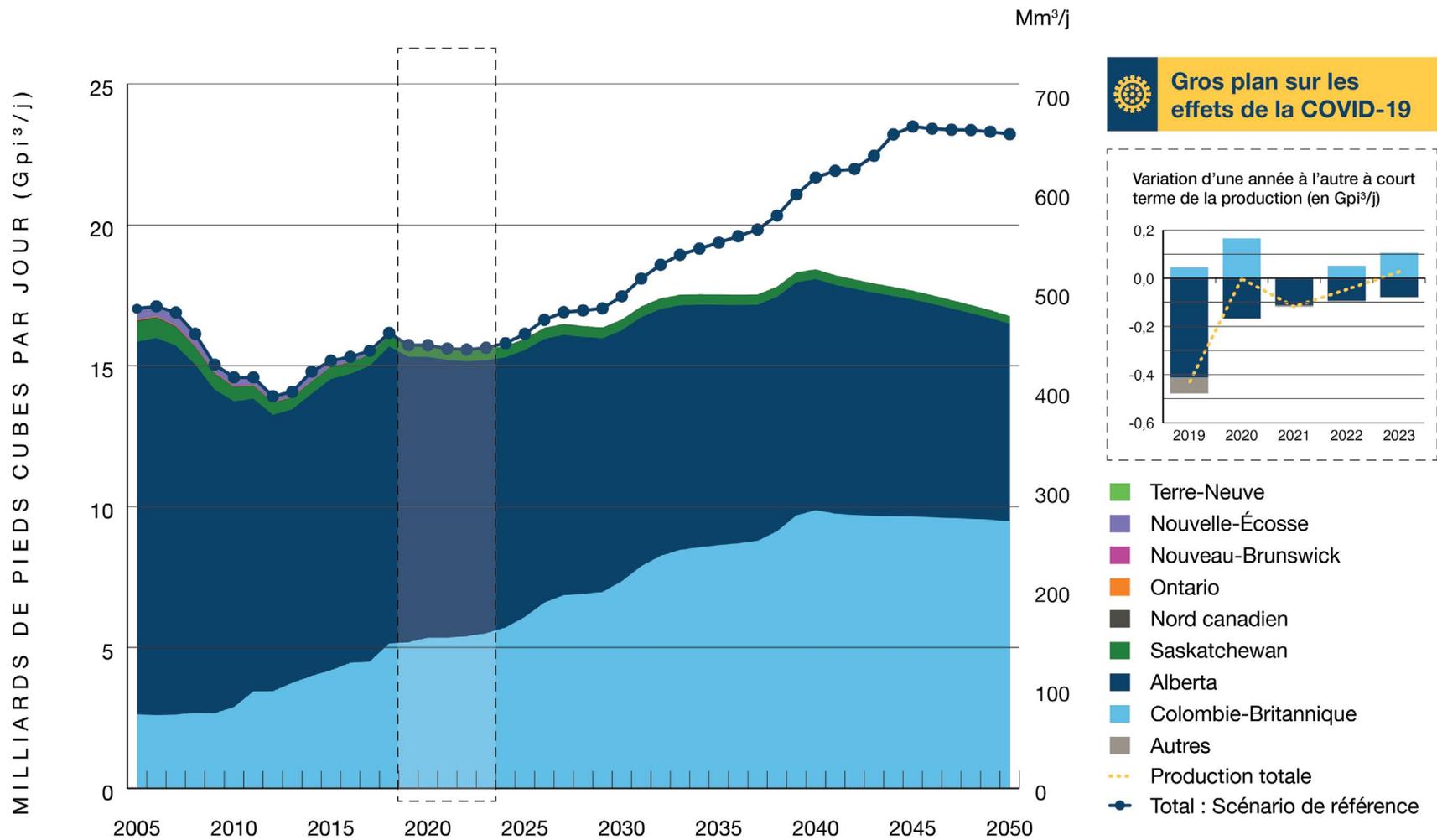
Dans le scénario Évolution, la production de gaz naturel provenant de nouveaux puits suffit tout juste à compenser la diminution de la production des puits existants, à court terme. Il s'ensuit que la production totale ne bouge pas jusqu'en 2025. À plus long terme, la hausse des prix et le démarrage des exportations de GNL justifient des dépenses en immobilisations plus élevées et entraîne un regain de la production. Il en résulte une augmentation du nombre de puits et de la production de gaz naturel dans le BSOC, qui atteint un sommet de 18,4 Gpi³/j (521,4 Mm³/j) en 2040. Par la suite, on s'attend à qu'il n'y ait pas de nouvelles exportations de GNL et que les prix soient trop bas pour justifier des forages suffisants pour compenser l'épuisement des puits existants. Comme le montre la figure R.13, la production diminue continuellement pour s'établir à 16,8 Gpi³/j (474,4 Mm³/j) en 2050. En l'absence d'une production supplémentaire pour soutenir les exportations de GNL, la production diminuerait constamment pendant la période de projection pour s'établir à 13,0 Gpi³/j (369 Mm³/j) en 2050.

Dans le scénario de référence, les prix plus élevés du gaz et les hypothèses d'exportations de GNL plus élevées se traduisent par une hausse continue de la production de gaz naturel à plus long terme, qui atteint 23,5 Gpi³/j (665,0 Mm³/j) en 2045, puis se stabilise. Les projections du scénario de référence sont étayées par des prix plus élevés, l'absence de mesures futures de lutte contre les changements climatiques aux échelles nationale et mondiale et des exportations de GNL plus fortes.



Figure R.13 :

Sommet, en 2040, de la production totale de gaz naturel dans le scénario Évolution et hausse à long terme dans le scénario de référence



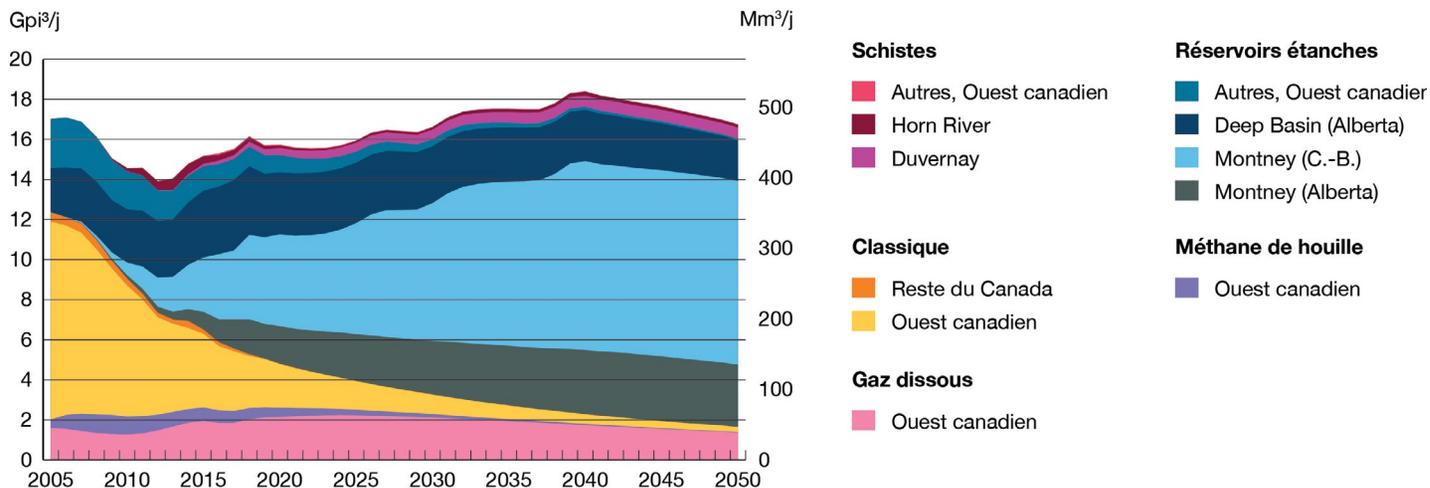
La figure R.14 montre la production de gaz naturel selon le type de produit dans le scénario Évolution. La production s'accroît sous l'effet de la production de [gaz naturel de réservoirs étanches](#) de la formation de Montney, tant en Alberta qu'en Colombie-Britannique, qui a grossi de manière importante au cours des cinq dernières années. La production de gaz naturel de réservoirs étanches dans la formation Deep Basin, en Alberta, diminue modérément. On observe une légère croissance de la production de [gaz de schiste](#) dans les formations de Duvernay et de Horn River; la production de [gaz dissous](#) quant à elle diminue légèrement. La production de [gaz naturel classique](#) et de [méthane de houille](#) diminue au cours de la période de projection.

Les exportations de gaz naturel ont augmenté au cours des dernières années, surtout vers l'Ouest des États-Unis. Les importations, quant à elles, ont été relativement stables depuis environ dix ans, tournant autour de 2 à 3 Gp³/j (56 à 85 Mm³/j). Elles pourraient se relever à mesure que s'accroît la capacité de transport par pipeline du bassin appalachien, dans le Nord-Est des États-Unis, vers le carrefour Dawn, en Ontario.

La figure R.15 montre les exportations nettes projetées, qui correspondent à la production de gaz naturel du Canada moins la demande¹⁹ intérieure dans le scénario Évolution. Elle illustre également la demande, la production et les exportations présumées de GNL au Canada. Au début des années 2020, la hausse de la demande et la stagnation de la production de gaz naturel font reculer les exportations nettes²⁰. À mesure que la demande intérieure diminue et que la production augmente après 2025, les exportations nettes reprennent de la vigueur. Les exportations de GNL expliquent en grande partie la hausse des exportations nettes. Les exportations nettes restantes se font par pipeline vers les États-Unis, dont certaines pourraient aussi devenir des exportations supplémentaires de GNL à partir de terminaux aux États-Unis.

Figure R.14 :

Production de gaz naturel selon le type stable; poursuite de l'augmentation dans la formation de Montney, dans le scénario Évolution



PRINCIPALES TENDANCES :

Production de gaz naturel



Les prix modestes du gaz naturel font en sorte que la production plafonne à court terme.



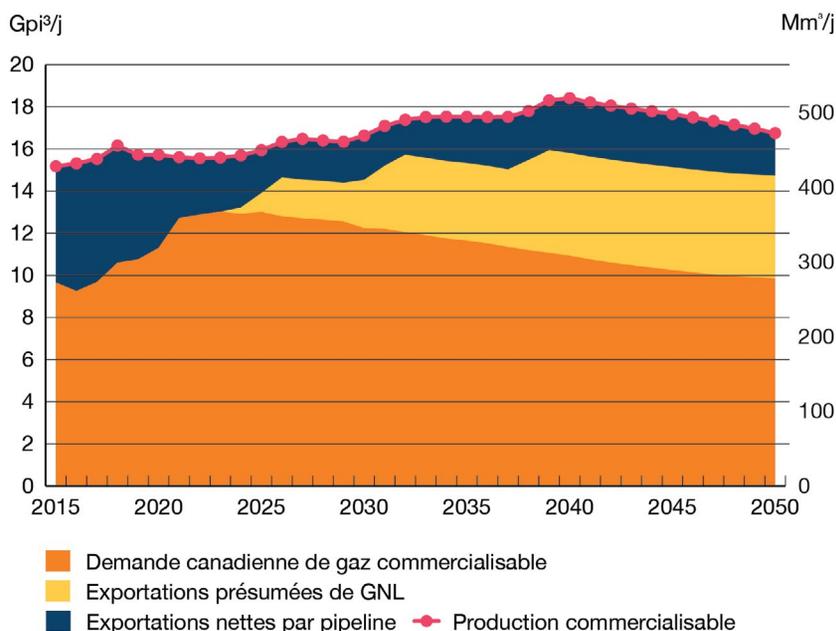
Les hypothèses concernant les projets d'exportation de GNL, l'aménagement d'infrastructures et les prix à long terme soutiennent l'augmentation de la production jusqu'en 2040, qui diminue par la suite.



La majeure partie de la croissance de la production provient du gaz de réservoirs étanches de la formation de Montney.

Figure R.15 :

Importance croissante des exportations de GNL dans le bilan de l'offre et de la demande de gaz naturel découlant d'une diminution à long terme de la demande intérieure, dans le scénario Évolution



PRINCIPALES INCERTITUDES :

Production de gaz naturel



Prix du gaz naturel à l'avenir : Selon la tendance suivie par les prix, à la hausse ou à la baisse, les résultats seraient tout à fait différents dans les deux scénarios de l'Avenir énergétique 2020.



Prix d'escompte du gaz naturel canadien : La présente analyse repose sur la double hypothèse qu'à long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et que l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins. Plusieurs ajouts de capacité sont prévus dans le BSOC pour désengorger les pipelines et accroître les exportations. Les écarts plus grands entre le prix du gaz naturel au Canada et au carrefour Henry pourraient se traduire par une réduction de la production gazière à long terme.



Exportations de GNL : Il est possible que les conditions commerciales sur la scène mondiale et les coûts de construction d'un ajout de capacité d'exportation de GNL changent à l'avenir, ce qui influencerait sur les volumes de GNL exportés depuis le Canada dans les deux scénarios de l'Avenir énergétique 2020.



Considérations environnementales, sociales et de gouvernance (« ESG ») : Les investisseurs se tournent maintenant vers les entreprises dont les valeurs concordent avec leurs critères sur les plans environnemental et social et sur le plan de la gouvernance.²¹ Les organisations qui intègrent des cadres ESG à leurs valeurs fondamentales peuvent renforcer leur résilience aux pressions économiques et environnementales²². La mesure dans laquelle ces considérations influent sur l'évolution future des investissements en amont pourrait modifier les tendances relatives à la production dans les années à venir.

Liquides de gaz naturel

Les **LGN** sont produits en même temps que le gaz naturel. La production de gaz naturel est la principale source de LGN au Canada. La demande de certains LGN ajoute de la valeur à la production de gaz naturel et stimule son augmentation. À la tête d'un puits, le gaz naturel brut est majoritairement composé de méthane, mais il renferme souvent des LGN comme **l'éthane**, le **propane**, des **butanes**, des condensats et d'autres pentanes. En 2019, 1 193 kb/j (190 10³m³/j) de LGN ont été produits au Canada.

La figure R.16 montre que la production de LGN augmente de 40 % au cours de la période de projection selon le scénario Évolution, La hausse étant presque entièrement attribuable aux condensats, dont les volumes doublent d'ici 2050. La demande de condensats a eu et continuera d'avoir une incidence sur le nombre de forages ciblant du gaz naturel riche en LGN. Des condensats, ainsi que des butanes, sont en effet ajoutés au bitume afin de le diluer et d'en faciliter le transport par pipeline et par wagon-citerne.

La production de propane et de butanes, qui suit la production de gaz naturel, s'accroît au cours de la période dans le scénario Évolution. La demande de LGN s'intensifie à moyen terme du fait d'une hausse de la consommation du secteur pétrochimique albertain et des exportations de propane et de butanes.

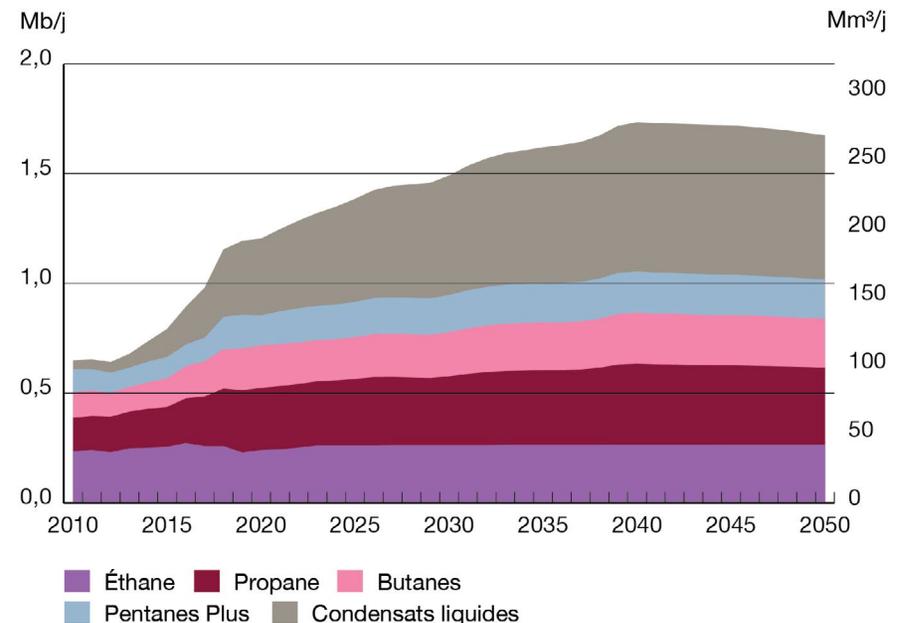
Précisions supplémentaires sur les projections relatives au pétrole brut, au gaz naturel et aux LGN

La section Annexes de données de l'Avenir énergétique 2020 fournit d'autres données sur la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN. Les ensembles contiennent des données supplémentaires (géographiques, mensuelles) sur la production et les tendances de forage.

La section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique » présente également de plus amples renseignements et ensembles de données.

La majeure partie de l'éthane est extrait aux **grandes installations de traitement de gaz naturel** ponctuant les principaux gazoducs de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. En 2019, il représentait 19 % de la production de LGN du pays. La production d'éthane n'augmente que lentement jusqu'en 2050 dans le scénario Évolution, parce que l'extraction du liquide est essentiellement limitée par la capacité des installations pétrochimiques de l'Alberta. Les surplus sont réintroduits dans le flux gazeux du réseau à des fins de consommation finale sous forme de gaz naturel.

Figure R.16 : **Croissance de la production de liquides de gaz naturel due aux condensats, dans le scénario Évolution**



PRINCIPALES INCERTITUDES :

Liquides de gaz naturel



Gaz naturel : Les LGN sont un sous-produit du gaz naturel, ce qui fait que les incertitudes dont il est question dans la section sur le gaz naturel valent également pour les projections visant les LGN.



Sables bitumineux : La demande de condensats et de butanes à des fins de fluidification dépendra du rythme de croissance de la production de brut lourd et de la production tirée des sables bitumineux, de même que des quantités de diluant nécessaires. De manière similaire, le recours aux solvants pour réduire les besoins en vapeur liés à l'exploitation des sables bitumineux pourrait avoir des répercussions sur la demande de propane et de butanes, sur le prix de ceux-ci, ainsi que sur la mesure dans laquelle les futurs forages gaziers ciblent ces liquides.

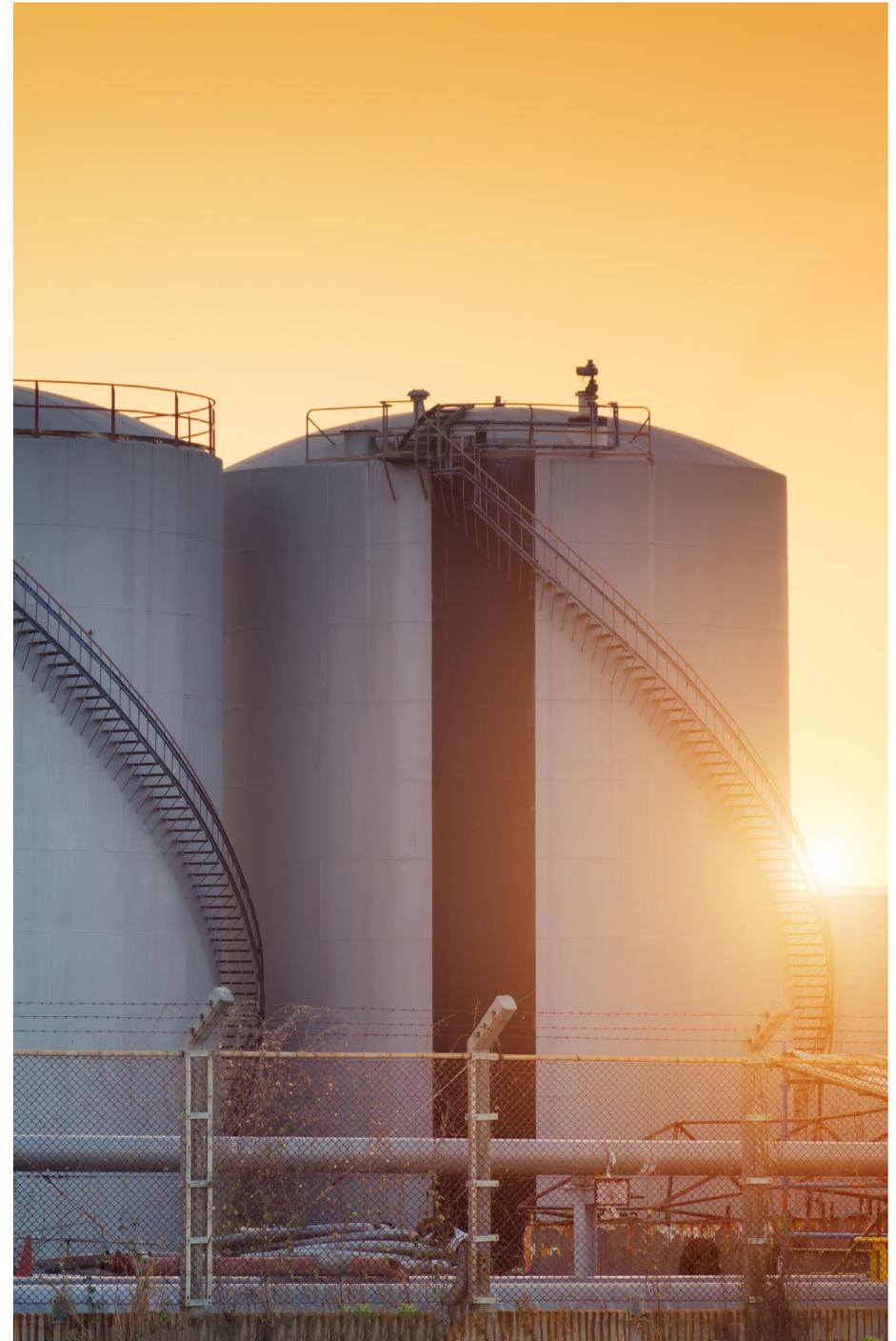


Mise en valeur pétrochimique : La récupération d'éthane et de propane pourrait progresser davantage si l'on ajoutait à la capacité de production pétrochimique utilisant l'un des deux liquides comme charge d'alimentation. Cela pourrait provenir de programmes gouvernementaux, comme les mesures incitatives au crédit de redevances pour les installations pétrochimiques dans le cadre du [programme de diversification pétrochimique](#) de l'Alberta.



Marché mondial d'exportation de gaz de pétrole liquéfié :

Plusieurs grandes installations ont été approuvées par les organismes de réglementation provinciaux et fédéraux en vue de l'exportation de GPL depuis la côte de la Colombie-Britannique. Des exportations de propane ont commencé en mai 2019, et les butanes ont aussi été intégrés au mélange de GPL en avril 2020. Au cours de la période à l'étude, le propane représentera probablement la majorité des GPL qui seront exportés. La quantité et la composition du flux de gaz de pétrole liquéfié exporté à partir de ces installations terminales pourraient avoir une incidence sur le prix intérieur des LGN et rendre plus attrayants les forages ciblant du gaz naturel riche en liquides.



Électricité

Dans le scénario Évolution, la demande d'électricité pour la consommation finale croît de façon constante, comme le montre la figure R.17. Cela s'explique par un essor dans tous les secteurs, en particulier celui des transports, où l'électrification offre une solution de recharge dans un secteur longtemps dominé par les produits pétroliers raffinés. À l'heure actuelle, l'électricité représente environ 16 % de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada. Dans le scénario Évolution, la demande d'électricité grandit à un taux annuel moyen de 1 % pendant la période de projection, portant ainsi la demande d'électricité pour utilisation finale à 27 % d'ici 2050. Voir la figure R.18. La demande d'électricité monte d'environ 35 % au cours de la période de projection, en dépit du fait que la consommation globale d'énergie fléchit, comme il a été mentionné précédemment dans la section sur la demande d'énergie.



Figure R.17 : **Croissance constante de la demande d'électricité, dans le scénario Évolution**

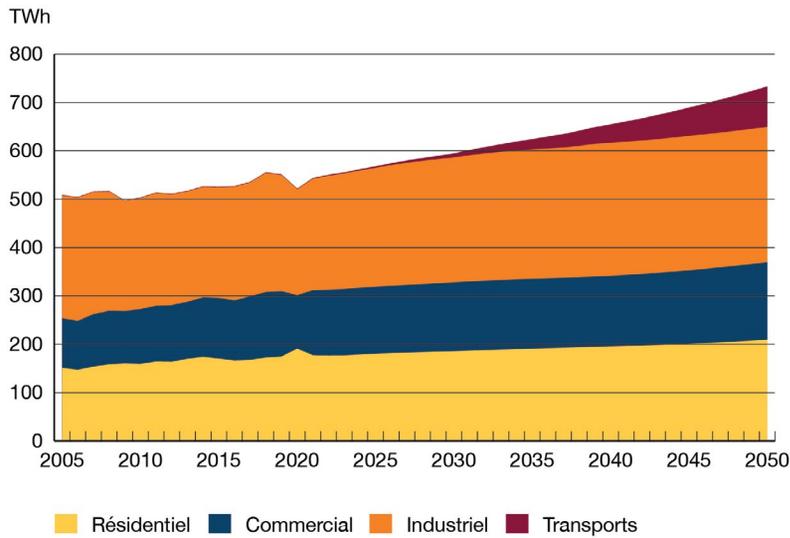


Figure R.18 : **Part de la demande d'électricité pour utilisation finale selon le secteur et total, dans le scénario Évolution**

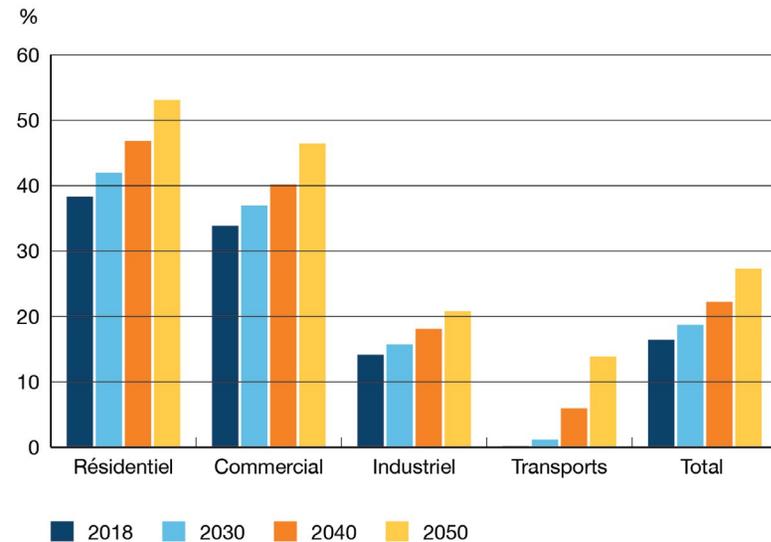
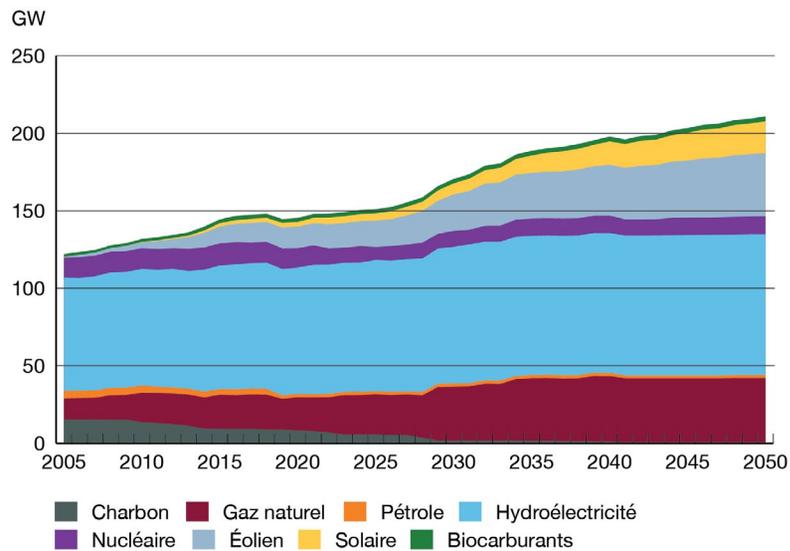




Figure R.19 :

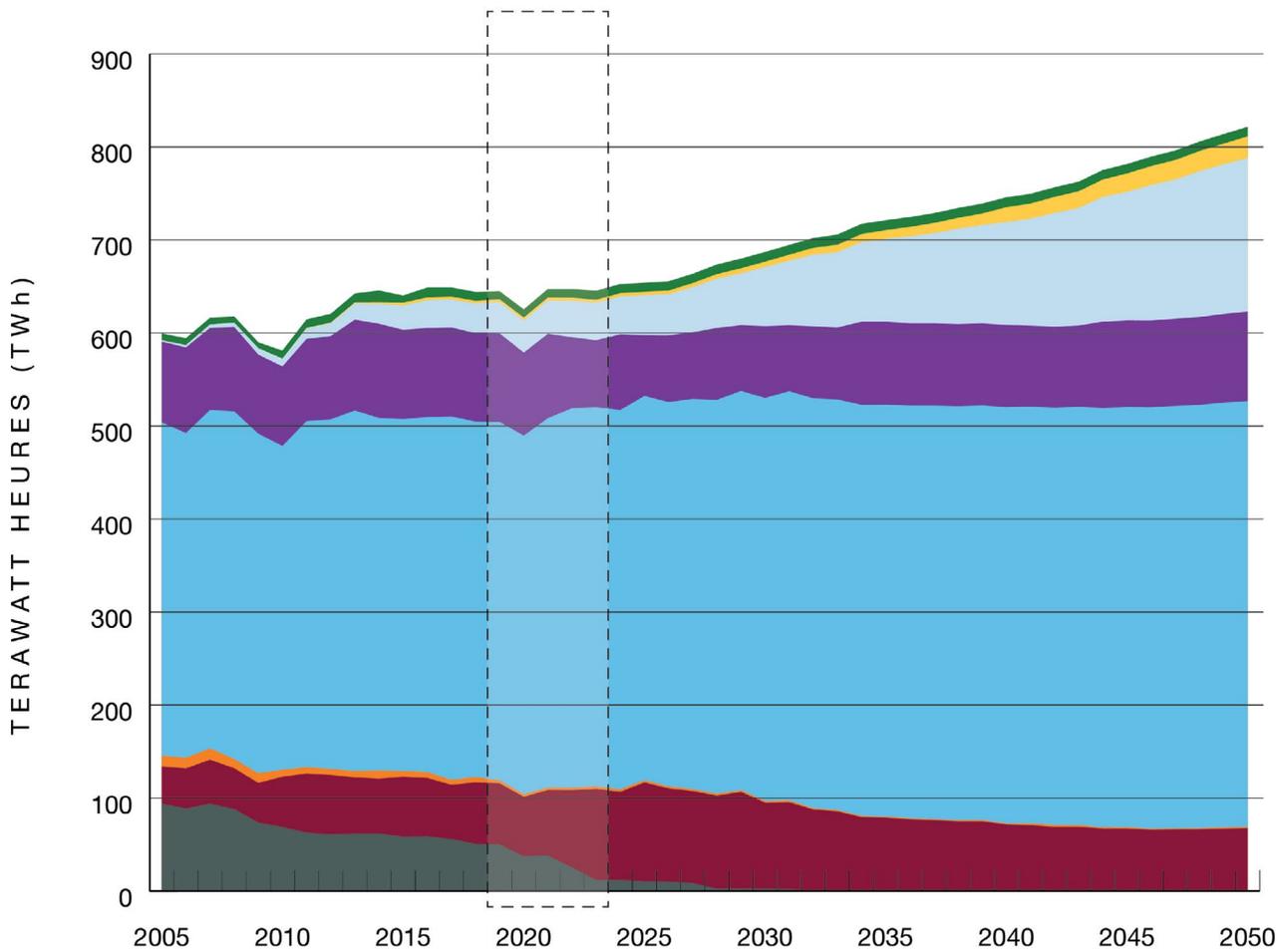
Croissance marquée de la capacité installée de production d'électricité, dans le scénario Évolution



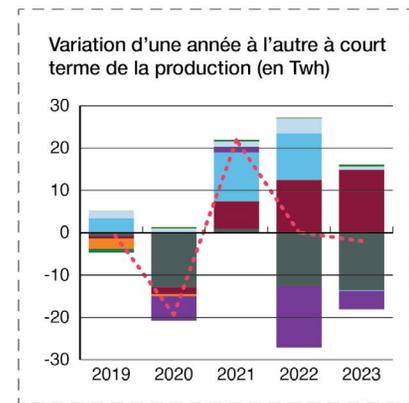
La demande d'électricité influe sur la croissance et la composition des combustibles et des technologies servant à produire l'électricité. Le Canada dispose d'un potentiel considérable de ressources renouvelables, dont l'hydroélectricité, l'éolien, la biomasse et l'énergie solaire. La capacité de production d'électricité et les tendances en la matière ont subi de profonds changements au cours des dix dernières années et les projections de la présente analyse continuent d'évoluer. La figure R.19 montre la capacité installée totale au Canada selon le type de combustible, et la figure R.20, la production d'électricité selon le type de combustible. Au début de la période de projection, les énergies renouvelables et le gaz naturel remplacent la production au charbon. À plus long terme, la chute des coûts entraîne une forte croissance des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. La part des énergies renouvelables et du nucléaire dans le bouquet électrique passe de 81 % aujourd'hui à 90 % à l'horizon 2050²³.

Figure R.20 :

Évolution de la production d'électricité selon le type de combustible primaire, dans le scénario Évolution



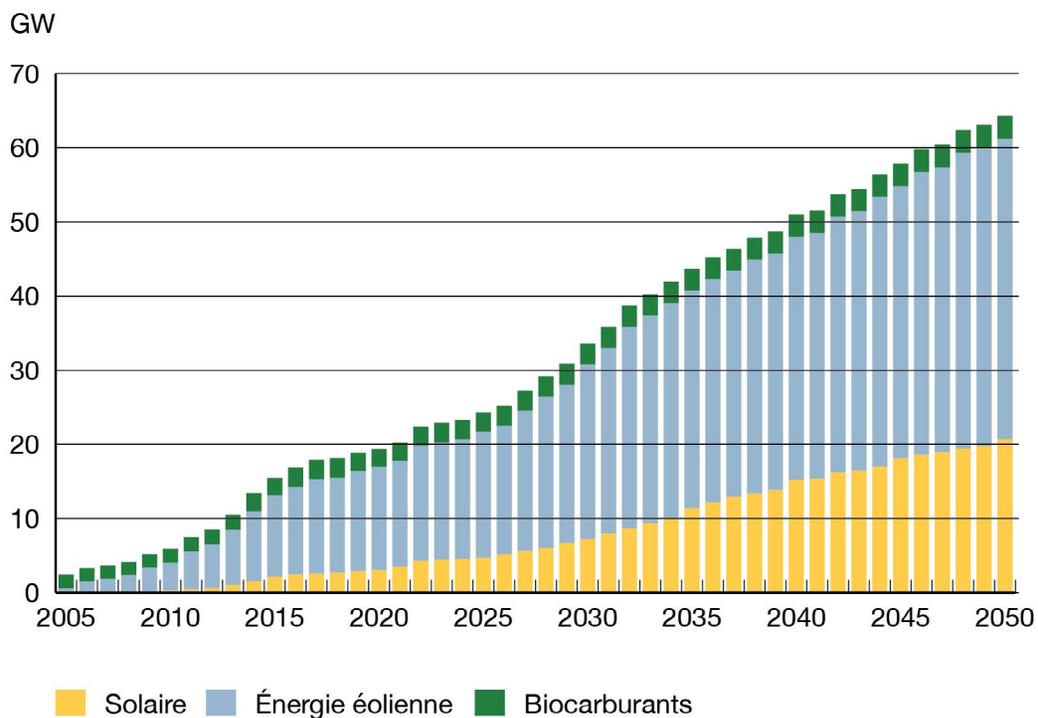
Gros plan sur les effets de la COVID-19



- Biocarburants
- Solaire
- Éolien
- Nucléaire
- Hydroélectricité
- Pétrole
- Gaz naturel
- Charbon
- Production totale

L'essor des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques tient à la baisse des coûts, aux [avancées technologiques](#) et à une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable variable (« ERV »), comme l'éolien et le solaire. La figure R.21 révèle que d'ici 2050, la capacité totale de production des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques dans le scénario Évolution triple par rapport à 2018. La capacité totale de production d'énergie éolienne passe à 40 GW et celle de l'énergie solaire s'établit à 20 GW.

Figure R.21 :
Accroissement de la capacité de production tirée des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques, dans le scénario Évolution



L'intégration de la production croissante de ressources variables, comme les énergies éolienne et solaire, est accomplie de plusieurs façons dans le scénario Évolution. D'autres formes d'énergie, comme l'hydroélectricité et le gaz naturel, viennent en renfort aux énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques. Dans le scénario Évolution, l'interconnexion entre les provinces se fait plus courante, notamment entre le Manitoba et la Saskatchewan et entre l'Alberta et la Colombie-Britannique. Cette capacité supplémentaire d'échange d'électricité aide les régions à intégrer de plus grandes quantités d'énergie variable. Enfin, le scénario Évolution table sur environ 3 GW de stockage d'énergie à grande échelle dans des batteries, résultat de la chute des coûts de stockage ainsi que de ceux des énergies renouvelables, en particulier de l'énergie solaire. Le stockage est particulièrement important pour les gros ajouts d'énergie solaire.

Avec l'apport croissant de la production des énergies renouvelables variables, qui entraîne des variations d'heure en heure, et même de minute en minute, il devient de plus en plus critique d'équilibrer la production et la consommation d'électricité. La figure R.22 illustre la production simulée, pendant des périodes de 24 heures en hiver et en été, pour 2030 et 2050, selon le scénario Évolution. Les provinces sont généralement regroupées par région; c'est le cas du Manitoba, de la Colombie-Britannique et du Québec, qui ont des combinaisons à domination hydroélectrique comparables.

Bien que la production à partir d'énergies solaire et éolienne varie au fil des journées simulées, d'autres sources de production s'y ajoutent pour répondre aux besoins. Dans les régions où la part des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques est faible, la composition de la production demeure relativement constante. La composition et les niveaux de production varient selon les saisons, la production solaire étant beaucoup plus grande en été.

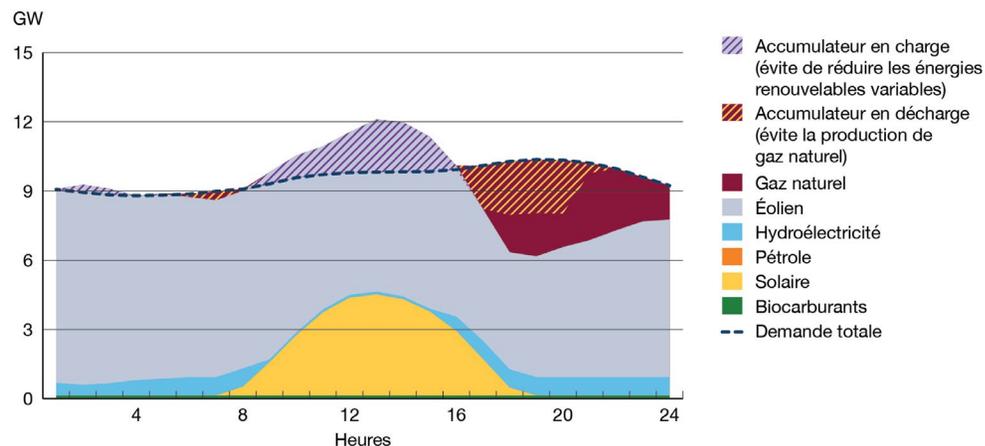
Rappelons que les projections relatives à la production horaire sont des simulations ne visant qu'à donner un exemple parmi de nombreuses possibilités. Elles ne visent pas à prédire l'avenir, mais plutôt à illustrer une possibilité. La demande d'électricité, l'ensoleillement et la vitesse du vent peuvent varier grandement d'une heure à l'autre et d'un jour à l'autre, ce qui peut donner lieu à de nombreux résultats possibles et différents en ce qui concerne la demande d'électricité et la production d'énergie renouvelable.

Stockage à grande échelle dans des batteries

Le scénario Évolution suppose un recours graduel au stockage à grande échelle dans des batteries, qui atteint près de 3 GW en 2050 pour l'ensemble du pays. Divers facteurs expliquent cette situation, dont la chute des coûts des batteries et de l'énergie renouvelable variable, ainsi que la poursuite de la lutte contre les changements climatiques.

L'intégration de plus de sources d'énergie renouvelable variable offre un important potentiel de stockage. La figure ci-dessous donne un exemple de simulation de la façon dont cela pourrait se faire. Elle repose sur la composition de la capacité de l'Alberta selon le scénario Évolution en 2050, pour une journée de forte production éolienne. Dans cet exemple, les grandes quantités d'énergie solaire produite en milieu de journée et la production éolienne considérable mènent à un excédent. Sans une capacité de stockage, cette production d'énergie renouvelable serait inutilisée (réduite), mais lorsque le stockage est disponible, cette énergie peut recharger des batteries (illustrées dans un motif violet / gris). Plus tard dans la journée, lorsque la production d'énergie solaire diminue, l'énergie stockée durant la journée dans des batteries peut être utilisée pour compenser la production d'électricité au moyen de gaz naturel, qui serait autrement nécessaire pour répondre aux besoins de charge (illustrées dans un motif jaune / marron).

Exemple simulé de stockage permettant une plus grande intégration des énergies renouvelables en Alberta, 2050¹

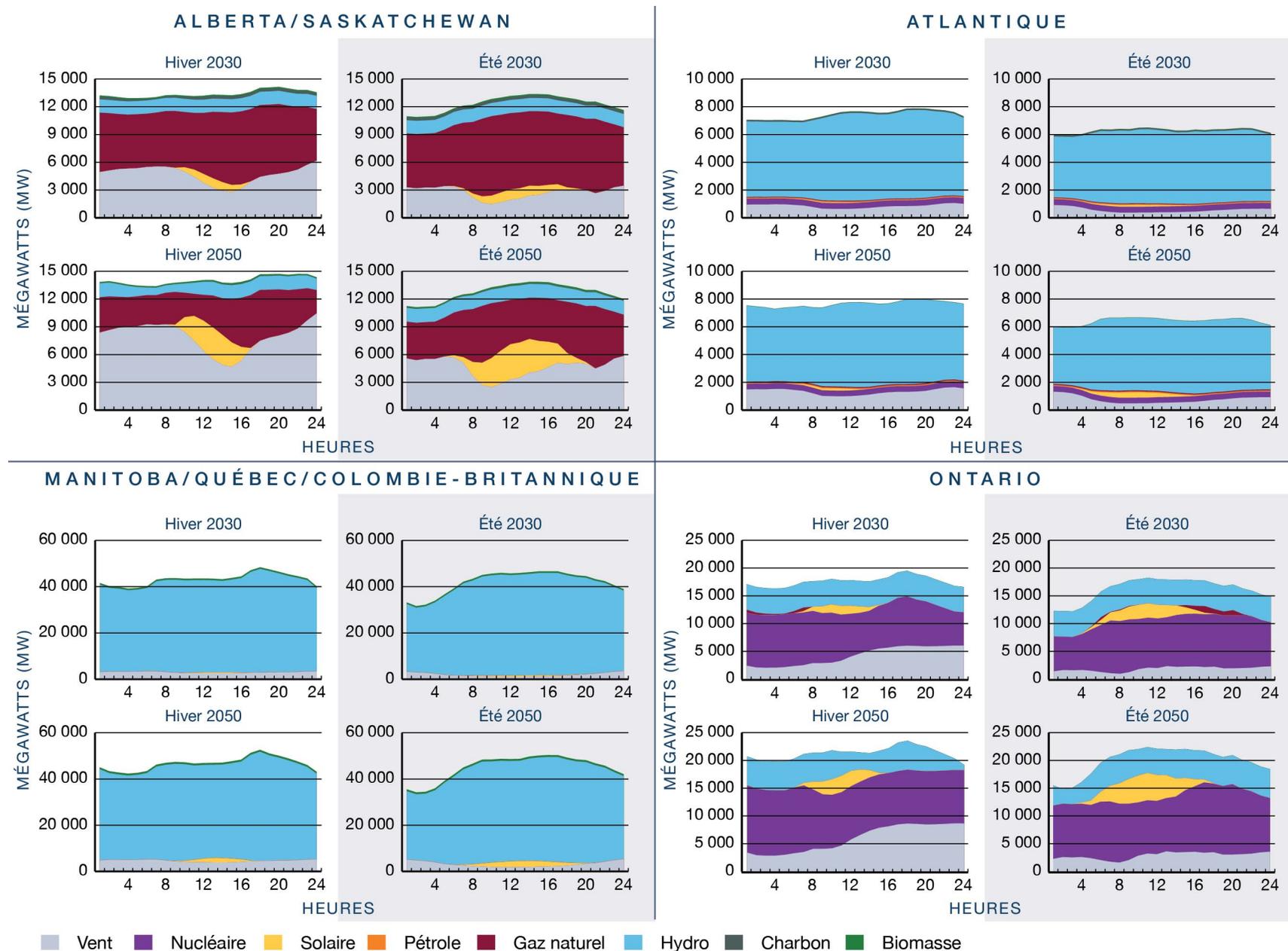


Outre l'intégration des énergies renouvelables, le stockage a de nombreuses autres applications possibles, dont la régulation de la tension et l'exploitation du réseau, la possibilité de faire un arbitrage économique (recharge quand le coût l'électricité est faible et vente quand les prix sont plus élevés) et la possibilité de contribuer à l'efficacité du réseau (recharger avec une production de gaz naturel à cycle combiné plus efficace, mais moins flexible, et décharger pour réduire le besoin de production de gaz naturel à cycle simple plus souple, mais moins efficace).

¹ Exclut la production pour usage personnel, comme la cogénération industrielle.

Figure R.22 :

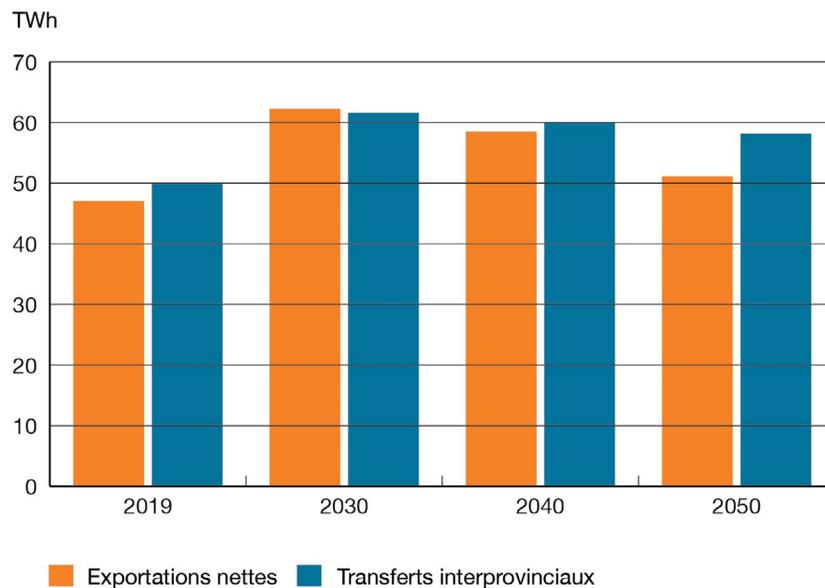
Profils horaires simulés de l'électricité, 2030 et 2050



Le Canada est un exportateur net d'électricité vers les États-Unis. De grandes quantités d'électricité sont aussi échangées entre les provinces, particulièrement dans l'Est du pays. Il arrive que les exploitants raccordent différents réseaux afin de tirer parti des particularités régionales dans le bouquet électrique et de l'énergie renouvelable disponible pour répondre à la demande de pointe. La figure R.23 montre les exportations nettes projetées du Canada, de même que le volume de l'ensemble des échanges entre les provinces. Ces échanges demeurent relativement faibles comparativement à la production totale²⁴.

Figure R.23 :

Tendance à la hausse des exportations nettes et du commerce interprovincial d'électricité par rapport à 2019 dans le scénario Évolution



PRINCIPALES TENDANCES :

Production d'électricité



Les technologies favorisant la transition du Canada à une économie à faibles émissions de carbone font une percée dans la filière énergétique, tout spécialement dans la production d'électricité.



Des ajouts de capacité de production d'électricité à partir de gaz naturel et d'énergies renouvelables sont faits et la plupart des réacteurs sont remis à neuf.



Les centrales au charbon sont éliminées graduellement.



La part des énergies renouvelables et du nucléaire dans le bouquet électrique passe de 81 % aujourd'hui à 90 % à l'horizon 2050.

PRINCIPALES INCERTITUDES :

Production d'électricité



Future réduction des coûts en capital liés aux installations de production :

Les coûts en capital liés aux installations de production, qui varient selon les ressources, sont un facteur de poids au moment de déterminer ce qui sera construit, tout particulièrement avec l'évolution rapide des technologies comme l'éolien, le solaire et le stockage dans des batteries.



Croissance de la demande d'électricité :

Il s'agit d'un facteur de premier plan pour déterminer l'offre future. C'est ainsi que les incertitudes relevées dans la section sur la demande d'énergie valent aussi pour les projections de l'approvisionnement en électricité.



Développement des marchés d'exportation :

Les politiques climatiques, le prix de l'essence, l'électrification et la décarbonisation des différents marchés d'exportation de l'électricité sont autant de facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les projets futurs et l'aménagement d'interconnexions de transport.

Charbon

Le Canada produit deux grands types de charbon : [thermique](#) et [métallurgique](#). La production de charbon thermique est liée à la consommation qui en est faite dans le secteur de l'électricité, surtout en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. Le second type est principalement destiné aux aciéries, au pays et à l'étranger. Le Canada exporte la majeure partie du charbon métallurgique qu'il produit, ce qui fait que les tendances futures sont associées à la demande mondiale et aux prix.

La figure R.24 montre la production et la consommation de charbon du Canada en 2018. Le charbon thermique représentait 88 % de la consommation totale du pays. Dans le scénario Évolution, la demande se contracte de 89 % pendant la période de projection, passant de 30 millions de tonnes (« Mt ») en 2018 à un peu plus de 3 Mt en 2050. La tendance baissière est principalement le résultat de la mise hors service de centrales au charbon classiques d'ici 2030, afin de respecter la réglementation adoptée à cet égard. Une partie de la demande industrielle demeure.

La demande intérieure de charbon métallurgique utilisé dans les aciéries recule au cours de la période : à 2,5 Mt en 2018, elle passe à moins de 0,7 Mt en 2050. Dans le scénario Évolution, la production totale de charbon métallurgique au pays fléchit d'environ 29 Mt à 22 Mt entre 2018 et 2050. De 55 Mt en 2018, la production totale de charbon tombe à 24,5 Mt en 2050.

PRINCIPALES INCERTITUDES :

Charbon

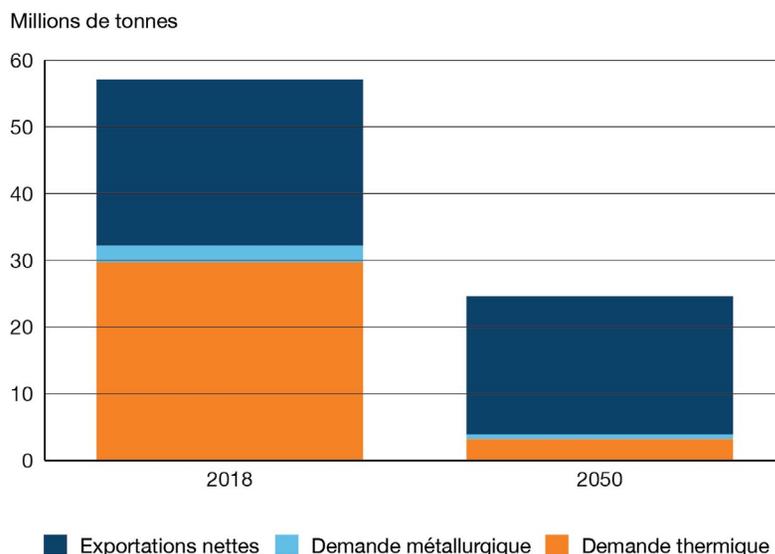


Prix et développement à l'échelle mondiale : Les fluctuations futures des prix du charbon métallurgique sur les marchés mondiaux et le rythme de développement des marchés d'exportation constituent des incertitudes majeures pour la production canadienne de charbon.



Politiques climatiques : Les politiques climatiques du Canada, tout autant que celles des pays importateurs de charbon canadien, pourraient avoir des effets importants sur la production de charbon thermique et métallurgique au pays.

Figure R.24 :
Tendances de la production et de l'utilisation de charbon au Canada dictées par la baisse de la demande thermique, dans le scénario Évolution



Émissions de gaz à effet de serre

À l'heure actuelle, au Canada, il existe un lien étroit entre la consommation d'énergie et les émissions de GES. Les plus récentes projections officielles en matière d'émissions de GES sont publiées dans les [rapports nationaux du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques](#)²⁵.

Les émissions de GES du Canada sont principalement attribuables à l'utilisation de combustibles fossiles, lesquels produisent la majeure partie de l'énergie utilisée pour le chauffage des foyers et des commerces, le transport des marchandises et des personnes et le fonctionnement de l'équipement industriel. Les émissions associées à l'énergie représentaient 82 % de toutes les émissions de GES au Canada en 2018²⁶. Exception faite des ressources énergétiques, on retrouve la manutention des déchets ainsi que les procédés agricoles et industriels au nombre des responsables de la tranche restante des émissions.

PRINCIPALES TENDANCES :

Consommation de combustibles fossiles et émissions de GES



Dans l'ensemble, la consommation de combustibles fossiles diminue dans le scénario Évolution.



Le gaz naturel, le pétrole et le charbon empruntent des voies futures distinctes.



L'intensité des émissions liées à la consommation de combustibles fossiles diminue en raison de l'élimination progressive du charbon et de l'adoption à long terme du captage et du stockage du carbone (« CSC »).

Le scénario Évolution respecte-t-il les engagements du Canada en matière de changements climatiques?

Le scénario Évolution présente des perspectives de l'offre et de la demande d'énergie au Canada en partant du principe général que la filière énergétique poursuit sa transition à son rythme passé. Cela contraste avec le scénario de référence, qui projette cette même filière telle qu'elle se présente aujourd'hui. Les projections récentes d'ECCC montrent que le Canada fait des progrès en vue d'atteindre les cibles climatiques à court terme, en particulier dans son scénario « avec des mesures supplémentaires », mais qu'il reste du travail à faire pour les atteindre. Puisque le scénario Évolution inclut un cadre stratégique semblable, les lecteurs peuvent tirer des conclusions comparables de notre analyse des tendances changeantes de la consommation d'énergie au Canada dans ce scénario. Le gouvernement du Canada a annoncé qu'il s'engageait à renforcer les mesures actuelles de réduction des GES et à en adopter de nouvelles, afin de dépasser l'objectif de réduction des émissions du Canada pour 2030 et de commencer à œuvrer pour atteindre zéro émission nettes en 2050.

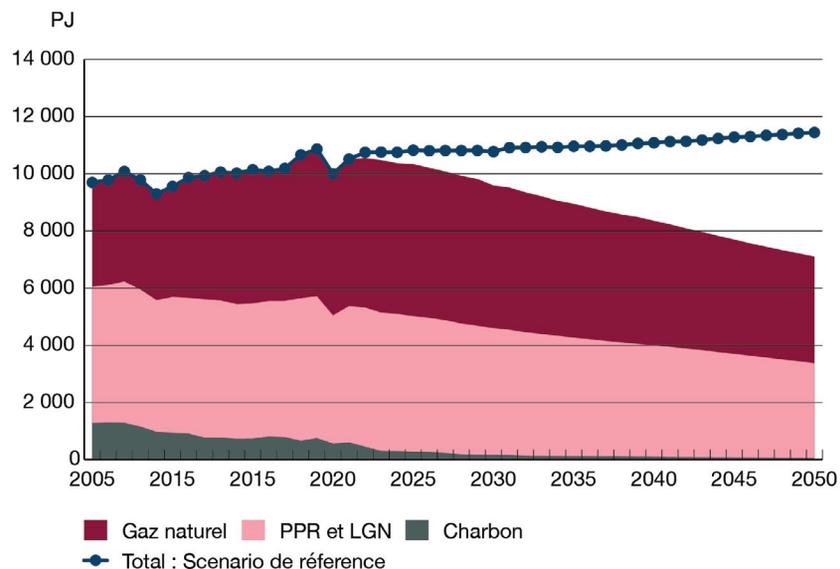
Il est également manifeste que les objectifs plus ambitieux du Canada, comme l'atteinte de la carboneutralité en 2050, nécessiteront une transition plus rapide que celle observée dans le passé, et aussi plus rapide que l'hypothèse du scénario Évolution. Dans cette optique, une section intitulée « Vers un bilan zéro » a été ajoutée à l'Avenir énergétique 2020.

Le présent rapport met l'accent sur les résultats futurs possibles pour la filière énergétique du Canada. Il ne doit pas être considéré comme une évaluation ou une voie à suivre pour respecter les engagements du Canada en matière de changements climatiques. ECCC produit l'analyse officielle des perspectives et des résultats actuels du Canada concernant les émissions par rapport à ses engagements au chapitre des changements climatiques. L'analyse la plus récente se trouve dans le [quatrième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques](#) établi par ECCC.

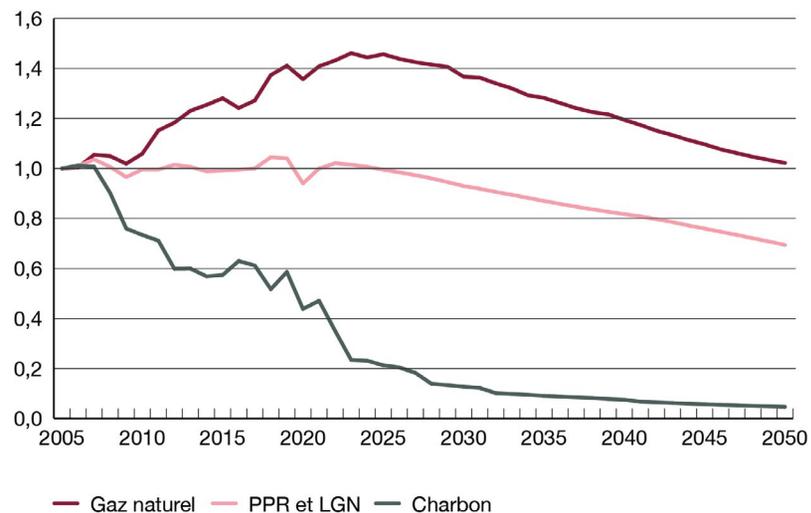
La figure R.25 montre la consommation canadienne totale de combustibles fossiles dans le scénario Évolution, selon le type de combustible (et comparativement au total du scénario de référence), ainsi que la croissance par rapport aux niveaux de 2005 pour les types de combustibles. La consommation totale de combustibles fossiles recule de 35 % entre 2019 et 2050, mais l'évolution varie grandement selon le type. L'essor rapide du gaz naturel se poursuit au début de la période de projection, puisqu'il joue un rôle toujours plus important dans la production d'électricité et dans l'accroissement de la production tirée des sables bitumineux. La consommation de produits pétroliers raffinés fléchit graduellement tout au long de la période à l'étude. Dans les premières années, cela est attribuable aux améliorations de l'efficacité qui voient le jour et au recours accru au mélange de biocarburants; à long terme, ce phénomène tient à l'électrification plus grande du secteur des transports. L'élimination progressive du charbon de la production d'électricité d'ici 2030 se traduit par un recul considérable de sa production pendant la période de projection.

Figure R.25 :

Baisse constante de la demande totale de combustibles fossiles dans le scénario Évolution et augmentation graduelle dans le scénario de référence



Variation par rapport à 2005 (indice, 2005=1)



La figure R.26 illustre la variation de la consommation intérieure totale de combustibles fossiles par personne et par dollar de PIB réel par l'indexation de ces indicateurs à une année de base (2005). En regard de 2005, les deux indicateurs diminuent énormément. À l'horizon 2050, la consommation de combustibles fossiles par personne correspond à environ la moitié de ce qu'elle était en 2005, et celle par dollar de PIB réel diminue de plus de 60 %.

L'évolution des parts des combustibles fossiles consommés amène une baisse des émissions de GES par unité d'énergie produite à partir de ces combustibles dans le scénario Évolution, en particulier avec le recul de la consommation de charbon jusqu'en 2030. Le déploiement de la technologie de [captage et stockage du carbone \(« CSC »\)](#) dans les

installations industrielles réduit également l'intensité des GES associés à la consommation de combustibles fossiles à long terme. Comme l'indique la figure R.27, en 2050, l'intensité des émissions attribuables aux combustibles fossiles s'établit à 19% de moins qu'en 2019 et à 25% de moins qu'en 2005. En tenant compte des réductions des émissions non attribuables à la combustion, notamment les émissions de méthane, puis en incluant les droits d'émission achetés en dehors du pays (par exemple par le Québec, dans le cadre de l'entente de plafonnement et d'échange conclue avec la Californie), il serait possible de réduire encore plus cette intensité.

Figure R.26 :

Baisse constante de la demande de combustibles fossiles par personne et par dollar de PIB réel, dans le scénario Évolution

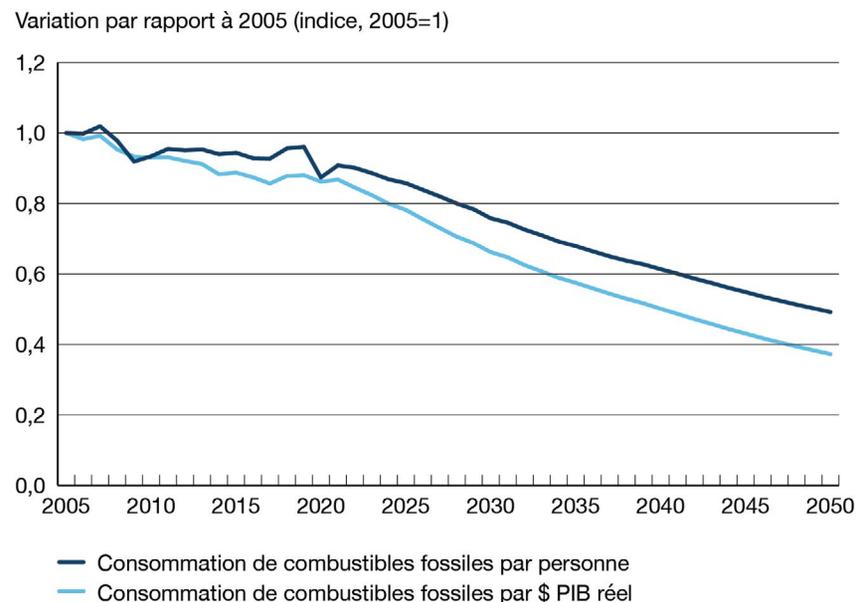
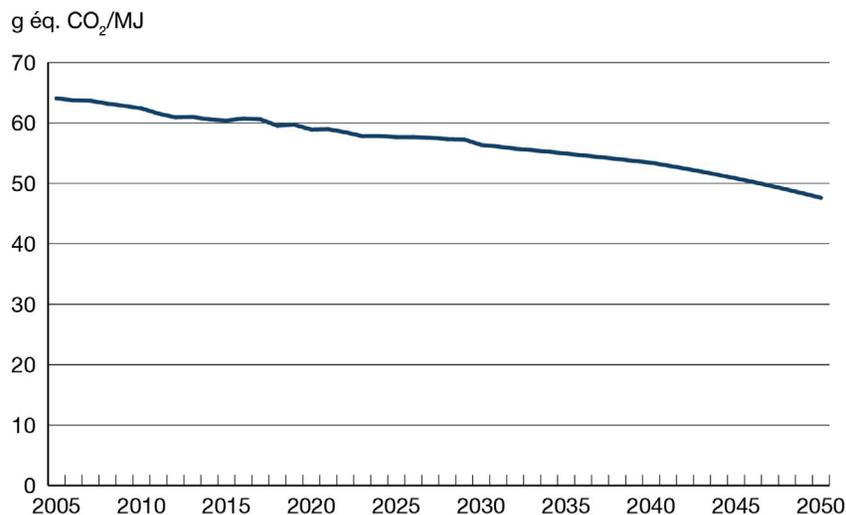


Figure R.27 :

Baisse de l'intensité des émissions des combustibles fossiles en raison de la plus grande part de gaz naturel, de la réduction de celle du charbon et d'une plus grande adoption du CSC, dans le scénario Évolution



Captage, utilisation et stockage de CO₂

[On trouve au Canada plusieurs projets de CSC d'envergure commerciale.](#)

C'est le cas de la [centrale électrique Boundary Dam](#), entrée en exploitation en 2014, du [projet Quest](#), qui capte le CO₂ de l'usine de valorisation de Shell à Scotford, en Alberta, et de l'[Alberta Carbon Trunk Line](#), un pipeline de 240 km de long qui transportera du CO₂ d'une zone industrielle au nord d'Edmonton vers des projets de récupération assistée des hydrocarbures dans le centre de la province. Sa capacité est de presque 15 Mt par année pour permettre d'y greffer ultérieurement d'autres projets de CSC.

Le CSC pourrait être une carte importante dans la transition énergétique mondiale. Il s'agit d'un groupe de technologies qui suscite beaucoup d'intérêt, mais aussi dont les progrès sont mitigés. Le rapport de 2019 de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE ») intitulé *Tracking Clean Energy Progress* indique que le CSC n'est « pas sur la bonne voie ». Le récent rapport de l'AIE intitulé *Energy Technology Perspectives 2020* souligne l'importance du CSC en le qualifiant de secteur technologique clé pour aider la planète à atteindre une décarbonisation profonde.

Le scénario Évolution table sur des progrès dans ce domaine au cours de la deuxième moitié de la période de projection, en posant comme hypothèse qu'on observera une dynamique semblable à l'échelle mondiale, en particulier à l'approche du milieu du siècle, qui débouchera sur la mise au point de technologies, des enseignements et une réduction des coûts. Au Canada, le déploiement du CSC dans le scénario Évolution repose sur les majorations présumées de la tarification du carbone présentées dans la section « Hypothèses ». Les coûts du CSC sont souvent exprimés en dollars par tonne. Les estimations sont incertaines et peuvent varier considérablement selon l'industrie utilisant cette technologie. Le scénario Évolution suppose une augmentation graduelle du captage du carbone, qui se traduit par une séquestration supplémentaire de 15 Mt par année en 2040, pour atteindre 30 Mt en 2050.

PRINCIPALES INCERTITUDES :

Émissions de GES



Avancées technologiques : L'adoption future de technologies sobres en carbone pourrait modifier ces tendances. L'adoption plus rapide des énergies renouvelables et l'accélération de l'efficacité énergétique, du stockage dans des batteries et d'autres technologies pourraient réduire plus rapidement la consommation de combustibles fossiles. Le déploiement accru de technologies comme le CSC pourrait affaiblir le lien entre la consommation de combustibles fossiles et les futures tendances des émissions, rendant possible, simultanément, une plus grande consommation de combustibles fossiles et une réduction des émissions.



Futures politiques climatiques : L'évolution des politiques climatiques au Canada sera un facteur important dans les tendances liées à l'utilisation de combustibles fossiles et aux émissions de GES. L'élaboration de politiques favorisant notamment la tarification du carbone, la réglementation de l'énergie et des émissions et le soutien des technologies émergentes pourrait avoir pour effet de modifier les projections.

Vers un bilan zéro



68

Aperçu d'un bilan zéro

Le Canada a récemment dévoilé des engagements plus ambitieux en matière de changements climatiques, notamment le dépassement des cibles d'émissions de 2030 et l'atteinte de la carboneutralité en 2050. Sur la scène internationale, le mouvement vers la lutte contre les changements climatiques continue de s'accroître, renforçant ainsi l'engagement pris à l'échelle mondiale dans l'Accord de Paris de 2015 d'atteindre la neutralité carbone dans la deuxième moitié du siècle²⁷. Le plan du Canada pour atteindre cet objectif en 2050, toujours en cours d'élaboration, établira des cibles de réduction des émissions sur cinq ans juridiquement contraignantes, fondées sur des conseils d'experts et des consultations menées auprès des Canadiens²⁸.

Les projections du scénario Évolution présentées dans la section « Résultats » révèlent des changements importants à la grandeur de la filière énergétique. Ces changements reflètent l'hypothèse fondamentale du scénario, à savoir que l'action climatique continue de s'intensifier, au moment où les efforts du Canada suivent ceux déployés à l'échelle mondiale vers une transition énergétique. Même si le scénario Évolution présente un portrait énergétique très différent de celui d'aujourd'hui, les combustibles fossiles constituent tout de même la plus grande composante du bouquet énergétique du Canada en 2050 et ces combustibles ne sont pas complètement dissociés des émissions grâce à des technologies comme le captage, l'utilisation et le stockage du carbone.

Étant donné que le scénario Évolution maintient le rythme récent des changements en matière de transition énergétique au Canada, le recours continu aux combustibles fossiles est un facteur important. Pour que le Canada atteigne ses objectifs de 2050, la cadence de la transition énergétique devra dépasser les seuils indiqués dans le scénario Évolution. La présente section traite des implications d'aller au-delà du scénario Évolution et d'amener la filière énergétique à la neutralité carbone. Nous commençons par définir la notion de « neutralité carbone » ou « zéro émission nettes ». Ensuite, pour mieux comprendre ce qu'une transition énergétique carboneutre pourrait signifier pour différents pans de l'économie, nous nous attachons à trois composantes du portrait énergétique du Canada : le transport routier des passagers, les sables bitumineux et les collectivités éloignées et du Nord. Pour chaque élément, nous faisons le point sur la situation actuelle et examinons les facteurs à prendre en considération dans la transition énergétique et les voies possibles à suivre, ainsi que les incertitudes liées à cette transition.

Qu'entend-on par « neutralité carbone »?

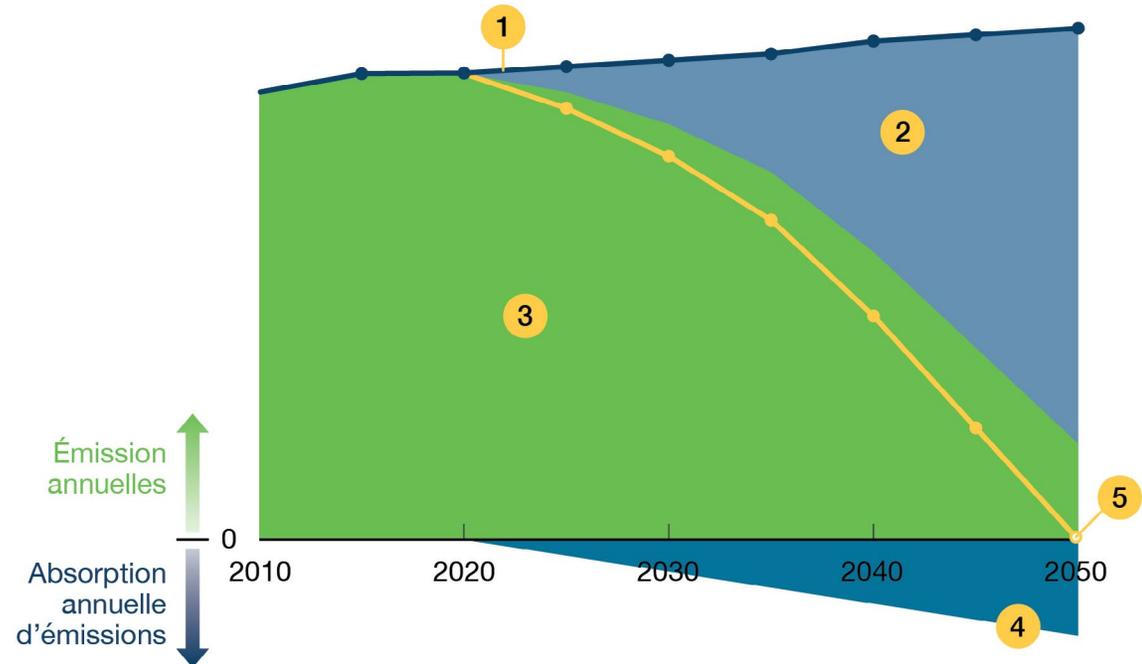
La neutralité carbone, aussi désignée « carboneutralité » et « zéro émission nettes » de GES signifie qu'il y a équilibre entre l'émission et l'élimination des GES d'origine humaine dans l'atmosphère. Elle ne veut pas pour autant dire qu'il faille nécessairement éliminer toutes les émissions partout. On peut plutôt équilibrer les émissions résiduelles en améliorant les puits biologiques et les technologies à émissions négatives. Pour un complément d'information, voir l'encadré « Élimination des gaz à effet de serre ».

La figure BZ.1 illustre de façon hypothétique des émissions nettes de GES au fil du temps, qui sont nulles en 2050. Dans cette illustration, la réduction des émissions par rapport au scénario de référence du maintien du statu quo (« atténuation ») après 2020 s'accélère avec le temps, à mesure que des technologies à émissions négatives sont mises au point et commercialisées, et que les puits biologiques sont améliorés.

De rapports récents, dont le rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (« GIEC »), intitulé *Réchauffement de 1,5°C de la planète* (en anglais), indiquent qu'il est probable qu'il soit nécessaire d'atteindre zéro émission nettes de GES à la grandeur de l'économie mondiale pour stabiliser les températures moyennes à la surface de la planète et éviter les pires effets des changements climatiques. Cela comprend les émissions provenant de l'utilisation des terres, de l'agriculture et de la production industrielle, en plus de la filière énergétique. Les cibles climatiques internationales, comme limiter l'augmentation de la température à l'échelle du globe bien en deçà de 2 °C, exigeront probablement que le secteur énergétique atteigne zéro émission nettes (ou même des émissions nettes négatives) plus tard au cours du siècle.²⁹ Les cibles de neutralité carbone donnent un point de convergence utile pour rattacher les cibles de température mondiales et leurs répercussions sur la transformation de la filière énergétique du Canada.

Figure BZ.1 :

Exemple illustrant le bilan des émissions de GES restantes après le recours à des technologies d'atténuation et à émissions négatives



- 1 Évolution des émissions selon le statu quo.** Représente la trajectoire d'émissions de GES hypothétiques si on ne continue pas à les réduire.
- 2 Mitigation.** Représente les réductions des émissions de GES par rapport à la trajectoire du maintien du statu quo.
- 3 Émissions restantes.** Émissions de GES restantes après les mesures d'atténuation.
- 4 Absorption d'émissions.** Absorption de GES par des technologies à émissions négatives ou des puits biologiques améliorés.
- 5 Émissions nettes.** Équilibre entre les émissions restantes et l'absorption d'émissions.

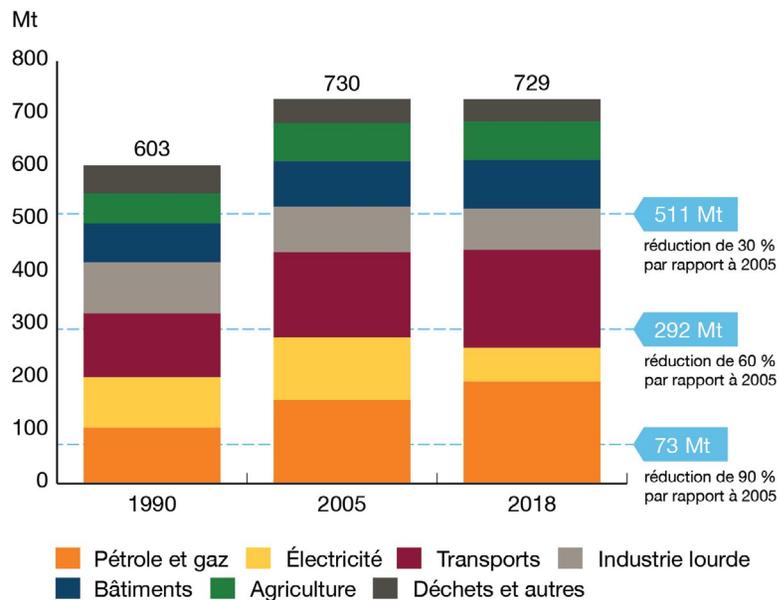
Qu'est-ce que cela implique?

L'équilibre exact entre l'élimination et l'émission de GES dans l'atmosphère en 2050 n'est pas encore net³⁰. Les technologies qui consomment de l'énergie et leur rôle dans l'économie sont incertains, tout comme leur profil général concernant les émissions. Le recyclage et l'élimination du carbone de l'atmosphère seront des activités importantes. Cependant, l'ampleur de l'amélioration des puits biologiques et du déploiement de technologies à émissions négatives demeure incertaine, et est actuellement mise en doute en raison du risque élevé perçu et des incertitudes entourant le marché³¹.

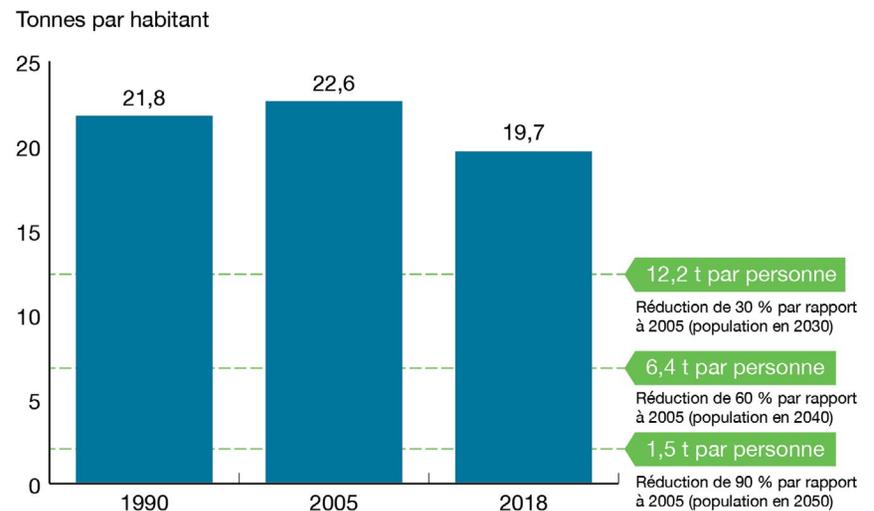
Ce qui est *certain*, c'est que la probabilité que le Canada atteigne son objectif ambitieux de zéro émission nettes augmente à mesure que les émissions du secteur énergétique baissent. Plus de 80 % des émissions de GES du Canada sont actuellement associées à la filière énergétique. Compte tenu de la diversité des profils actuels et passés du pays en matière d'énergie et d'émissions, une réduction considérable des émissions à la grandeur de ce secteur et de l'économie canadienne sera vraisemblablement nécessaire pour atteindre la neutralité carbone. La figure BZ.2 compare les émissions passées à des niveaux hypothétiques de réduction de 30 %, 60 % et 90 % et montre l'énorme écart entre les niveaux actuels et les réductions importantes qui pourraient être requises pour réaliser cet objectif, selon une étude récente³².

Figure BZ.2 :
Émissions canadiennes passées de GES par rapport aux réductions implicites de 30 %, 60 % et 90 %, par secteur (a) et par habitant (b)

(a) Émissions totales de GES par secteur



(b) Émissions par habitant



Afin de réduire considérablement les émissions de la filière énergétique, plusieurs dynamiques complémentaires devront probablement jouer un rôle prépondérant. Il sera essentiel d'accroître la part des sources d'énergie sans carbone et sobres en carbone, comme l'électricité à faibles émissions de carbone, utilisées dans l'ensemble de l'économie, tout comme l'apport des solutions démontrées dans les tendances actuelles en matière d'efficacité énergétique.³³ Malgré d'énormes améliorations sur le plan de l'économie d'énergie et de l'efficacité énergétique, les études révèlent que l'abandon des combustibles fossiles pour les remplacer par des solutions de recharge à faibles émissions de carbone sera crucial pour la décarbonisation profonde et à long terme de l'économie canadienne³⁴.

Certains usages de l'énergie, comme le transport de personnes, pourraient être relativement simples à décarboniser de façon économique d'ici 2050. Dans le cas d'autres sources d'énergie qui produisent des émissions, comme la production d'acier et de ciment, il est peu probable que ces émissions puissent être éliminées complètement. Elles sont susceptibles de persister, même après avoir fait de gros efforts d'atténuation, ce qui fait ressortir le rôle que pourrait jouer l'élimination des émissions de GES.

Élimination des émissions de gaz à effet de serre

Les technologies à émissions négatives et les puits biologiques améliorés retirent le CO₂ de leur source et de l'atmosphère et le stockent dans des réservoirs terrestres, océaniques ou géologiques.¹ Bien que ces méthodes soient hypothétiquement prometteuses, la plupart des évaluations concourent pour que les technologies à émissions négatives, en particulier, ne remplacent pas les méthodes classiques d'atténuation et d'adaptation, en raison des coûts élevés, du potentiel de risques et des incertitudes en jeu.² Une adoption à grande échelle de technologies à émissions négatives pourrait exiger une demande accrue d'énergie à faibles émissions de carbone, comme l'électricité et la biomasse durable. Il s'agit d'un élément important à prendre en considération dans une future filière énergétique carboneutre.

Méthodes d'élimination des GES notables :



Reboisement et boisement³ : Le carbone peut être emprisonné dans la biomasse par le repeuplement de forêts et de terrains boisés existants qui ont été épuisés ou par l'introduction d'arbres dans des zones qui n'ont jamais été boisées.



Séquestration du carbone dans le sol⁴ : Le carbone peut être absorbé de l'atmosphère et stocké dans des bassins de carbone du sol, principalement sous forme de carbone organique. Il existe diverses méthodes pour arriver à cette fin, notamment la remise en état de sols dégradés ou l'adoption à grande échelle de méthodes de conservation des sols en agriculture, par exemple, en réduisant la perte de carbone du sol dans certaines circonstances par le passage du travail du sol à la culture sans labour.



Bioénergie avec captage et stockage du carbone⁵ : Le carbone peut être capté et stocké grâce au stockage géologique ou à l'épandage sur le sol, l'énergie étant extraite de la biomasse par combustion, fermentation ou d'autres méthodes de conversion. Les facteurs qui limitent le recours à la bioénergie avec captage et stockage du carbone sont la disponibilité et la durabilité de la biomasse comme charge d'alimentation et la disponibilité de la capacité de stockage.



Captage direct dans l'air : Le carbone peut être capté au moyen de processus thermochimiques à des concentrations atmosphériques (plutôt qu'à des sources ponctuelles) pour produire un flux concentré de CO₂. Il peut ensuite être séquestré (entraînant ainsi une absorption des émissions) ou utilisé pour produire des combustibles synthétiques neutres en carbone. Le captage direct dans l'air étant énergivore, son résultat net sur les émissions dépend en grande partie de l'intensité carbonique de son combustible.

¹ IPCC AR5 – *Assessing Transformation Pathways*.

² IPCC AR5 – *Assessing Transformation Pathways*.

³ IPCC AR5 – *Agriculture, Forestry and Other Land Use*.

⁴ IPCC AR5 – *Agriculture, Forestry and Other Land Use*.

⁵ Pour un examen de la recherche sur la bioénergie avec captage et stockage du carbone et le captage direct dans l'air, voir la section 6.9 de l'IPCC AR5 intitulée *Assessing Transformation Pathways*.

Regard sur l'avenir

Il est manifeste que le Canada devra combiner combustibles sobres en carbone et efficacité énergétique à l'avenir; ce qui est moins évident, c'est la forme que prendra cet agencement. L'atteinte des cibles de neutralité carbone nécessitera une réduction considérable des émissions et l'absorption d'émissions de GES.

Dans le reste de la présente section, nous nous attardons sur les répercussions d'une transition vers une cible de neutralité carbone dans trois segments de la filière énergétique du Canada : le transport routier des passagers, les sables bitumineux et les collectivités éloignées et du Nord. Ces trois pans présentent une foule de défis et de possibilités dans la transition vers une filière énergétique à zéro émission nettes.



Leur analyse donne une idée de l'incidence d'une telle transition sur différentes composantes de la filière énergétique et fait ressortir quelques renseignements clés.



Le développement continu des technologies à faibles émissions de carbone sera essentiel à l'atteinte des objectifs de 2050. Notre analyse des trois composantes fait état de nombreuses technologies qui pourraient aider à réduire les émissions à divers degrés. Dans une filière énergétique carboneutre, l'équipement et les procédés employés pour fournir de l'énergie seront très différents de ceux d'aujourd'hui. Le rythme auquel les facteurs économiques s'améliorent pour des technologies comme les véhicules à émission zéro, les procédés de production sobres en carbone pour les sables bitumineux et la fiabilité de l'énergie à faible teneur en carbone pour les collectivités éloignées constitue un élément déterminant qui dictera le cheminement du Canada vers ses objectifs de 2050. La plupart de ces technologies consisteront en une réduction de la consommation de combustibles fossiles ou en une augmentation des sources d'énergie à émissions faibles ou nulles, ou les deux.



Les politiques seront un agent de changement de premier ordre. Les politiques gouvernementales joueront un rôle de premier plan dans la mise en place de mesures incitatives qui favoriseront l'adoption et la mise au point des technologies qui sont nécessaires. En l'absence de signaux politiques qui imposent une exigence ou valorisent la réduction ou l'élimination des émissions de GES, il est peu probable que les changements requis surviendront. Les politiques seront un agent du changement déterminant, certes, mais d'autres pourraient jouer un rôle important, notamment les préférences des consommateurs, les priorités des investisseurs et les considérations environnementales, sociales et de gouvernance, l'évolution des marchés énergétiques nationaux et mondiaux et les préoccupations régionales uniques. Pour que les politiques soient efficaces, elles devront tenir compte de ces éléments.



L'évolution de chaque composante de la filière énergétique dépendra de leurs particularités et des tendances nationales et internationales. Nous avons analysé trois composantes du portrait énergétique canadien de façon relativement isolée. Or, chacune d'elles est fortement tributaire de nombreux autres facteurs, qui débordent leur propre consommation d'énergie et leurs propres procédés de production. Dans le cas de l'exploitation des sables bitumineux, l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie à l'échelle mondiale, qui détermine les prix sur le marché, sera critique pour son avenir. En ce qui concerne le transport de personnes, les préférences des consommateurs, ainsi que l'établissement d'un marché mondial pour les véhicules à zéro émission, aideront à déterminer la composition future du parc de véhicules et la consommation d'énergie. Nombreux sont les enjeux sociaux et environnementaux importants des collectivités éloignées et du Nord, comme la qualité de l'air local, la fiabilité et le coût abordable de l'énergie; ce seront des facteurs clés de la transition énergétique.

Points saillants des domaines d'intérêt

Transport routier des passagers



Les tendances futures en matière de transport seront dictées par une combinaison de coûts des technologies, de préférences des consommateurs et de politiques.



Étant donné la part prépondérante que jouent les produits pétroliers dans les transports aujourd'hui, le scénario Évolution mise sur un changement majeur dans le transport des personnes : environ la moitié des nouveaux véhicules personnels vendus en 2050 sont des véhicules à zéro émission. Si leurs coûts diminuent plus rapidement, leur pénétration du marché est encore plus forte.

Sables bitumineux



Diverses solutions technologiques émergentes s'offrent pour réduire les émissions liées à l'exploitation des sables bitumineux.



Le marché plus vaste du pétrole brut, y compris la demande de produits pétroliers et les répercussions sur les prix du marché, ainsi que la compétitivité relative des sables bitumineux, seront des facteurs de premier plan dans les décisions d'investir ou non dans ces technologies.



Les considérations environnementales, sociales et gouvernance pourraient s'inviter de plus en plus dans l'adoption de technologies de réduction des émissions pour l'exploitation des sables bitumineux.

Collectivités éloignées et du Nord



Les collectivités éloignées et du Nord ont des réseaux énergétiques uniques et comptent davantage sur les produits pétroliers raffinés, comme le diesel, qu'ailleurs au Canada.



Bon nombre des avancées technologiques dans la filière énergétique en général, comme l'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse des coûts des énergies renouvelables, pourraient les aider à transformer leur bouquet énergétique. Toutefois, leurs besoins et leurs priorités particuliers influenceront sur la façon dont ces changements peuvent être adoptés.



Les collectivités éloignées et du Nord sont très différentes. Les coûts élevés de l'énergie, l'accès limité au transport, le climat froid, la qualité de l'air à l'échelle locale et le maintien de la fiabilité du réseau sans être raccordés aux réseaux nord-américains d'électricité ou de gaz naturel ne sont que quelques-uns des enjeux qui ont de l'importance pour ces collectivités. Les options en matière de réduction des GES devront refléter cette diversité et ces enjeux.

Transport routier des passagers

Profil énergétique du transport routier des passagers

Le secteur des transports est une importante source de demande d'énergie au Canada et regroupe de multiples sous-secteurs, en l'occurrence le transport des passagers, le transport des marchandises, le transport maritime et le transport aérien. La présente section s'intéresse au transport routier des passagers.

En 2018, la consommation d'énergie du secteur des transports a totalisé 2 840 PJ, soit près de 23 % de toute l'énergie consommée au Canada. De ce total, le transport des passagers autre qu'aérien comptait pour 1 170 PJ, soit 41 % de la consommation totale d'énergie de ce secteur, composée à 95 % de combustibles fossiles et en presque totalité d'essence. Étant donné la grande quantité de combustibles fossiles consommés par ce secteur, l'atteinte de la neutralité carbone suppose un changement majeur.

Dans le scénario Évolution de l'Avenir énergétique 2020, le transport de passagers opère un changement profond. La part des biocarburants mélangés à l'essence et au diesel augmente, l'économie de carburant s'améliore et, à long terme, les véhicules électriques occupent une part notable des ventes totales de véhicules. Cependant, comme on l'a vu dans le chapitre précédent, même si la consommation de combustibles fossiles diminue dans le secteur des transports, ces combustibles demeurent bien présents en 2050. La présente section examine la possibilité de changements encore plus profonds dans le secteur des transports dans l'optique d'atteindre zéro émission nettes en 2050 au Canada. Nous nous concentrons particulièrement sur le transport par véhicule personnel et la transition des véhicules à combustibles fossiles classiques aux véhicules électriques.

Figure PT.1 :

Augmentation de la part des ventes totales de VUS au Canada et diminution de celle des voitures

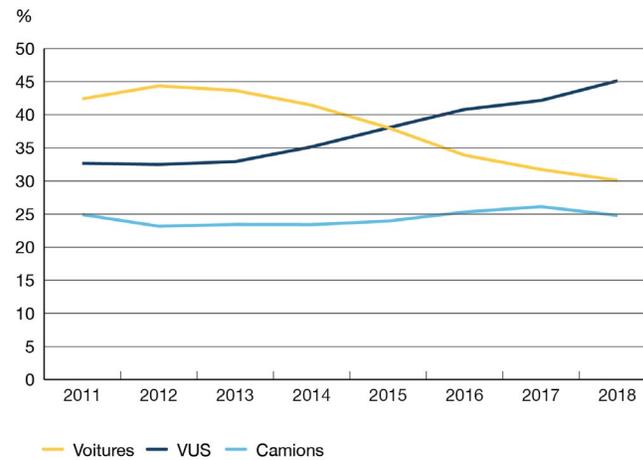
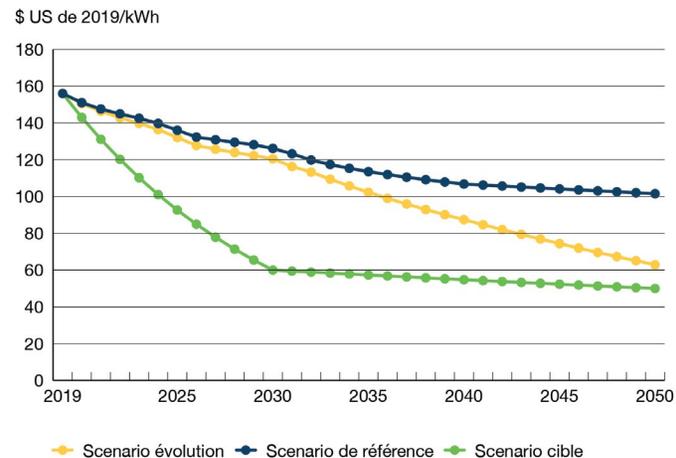


Figure PT.2 :

Hypothèse d'une diminution plus rapide des coûts des batteries dans le scénario Évolution par rapport au scénario de référence



Considérations relatives à la transition énergétique

De nombreux facteurs ont influé et continueront d'influer sur l'évolution de la consommation d'énergie dans les choix des véhicules personnels. Voici certains des plus importants.



Préférences des consommateurs : Les Canadiens achètent de plus en plus de gros véhicules comme les utilitaires sport (« VUS ») et les camions. La figure PT.1 illustre les parts de marché des voitures, des camions et des VUS. Depuis 2011, la part du marché des VUS a augmenté rapidement, passant de 58 % cette année-là à 70 % en 2018. Pendant ce temps, la part des voitures a chuté de 42 % à 30 %. Il faut aussi savoir que cette répartition varie d'une province à l'autre. Par exemple, en Saskatchewan, les ventes de VUS et de camions représentaient 85 % de toutes les nouvelles ventes, tandis que c'était au Québec qu'elle était la plus faible à 60 %. La répartition des types de véhicules est une variable importante dans la modélisation de l'adoption des véhicules zéro émission (« VZE »). En 2018, près de 2,5 % des nouveaux véhicules vendus étaient de tels véhicules. Cependant, à l'intérieur de cette catégorie, les ventes étaient principalement constituées de voitures, qui comptaient pour 77 % en 2018. Cet écart est attribuable aux différences dans l'offre de véhicules et au coût des VZE et des VUS. Le marché des [voitures zéro émission est mieux établi que celui des VUS](#) du genre, et celui des camions zéro émission est inexistant en ce moment.



Politiques : De nombreuses politiques peuvent influencer sur les tendances énergétiques dans le secteur des transports³⁵, que ce soit des normes relatives à l'économie de carburant, des exigences concernant le mélange de biocarburants, des normes sur les carburants à faible teneur en carbone et propres et des exigences se rapportant aux VZE. Le gouvernement fédéral accorde des subventions pour l'achat de véhicules électriques et investit dans l'infrastructure de recharge. Il s'est aussi donné comme objectif de faire en sorte que [la totalité des véhicules vendus au Canada d'ici 2040 soient des VZE](#), ce qui, comme d'autres cibles, n'est pas modélisé comme tel dans les scénarios Évolution ou de référence. L'atteinte de cet objectif est modélisée ici dans un scénario distinct, le scénario Cible 2040.



Avancées technologiques : On suppose que les coûts des batteries des véhicules électriques diminuent considérablement dans les scénarios Évolution et de référence (figure PT.2). Les réductions persistantes des coûts sont incertaines et pourraient être plus fortes³⁶ ou moins fortes³⁷ que l'hypothèse posée dans le scénario Évolution. La réduction ultime des coûts des batteries constituera un élément déterminant pour rendre les véhicules électriques concurrentiels sur le marché des véhicules personnels. Le type de VZE offerts en sera un autre. Comme il en est fait état plus haut, les VZE actuellement offerts sur le marché sont essentiellement des voitures. Toutefois, on s'attend à ce que le marché des VZE et des VUS connaisse un essor rapide au cours des prochaines années et à ce que les constructeurs automobiles proposent un plus grand choix de VZE. [L'élargissement de la gamme de VZE](#) ainsi que la rapidité de la recharge et la disponibilité de bornes de recharge constituent d'autres éléments qui pourraient jouer dans l'adoption future de ces véhicules.



Solutions de recharge au transport personnel : Les changements dans les habitudes de déplacement personnel pourraient aussi s'avérer cruciaux dans la décarbonisation du transport, par exemple le recours au transport en commun, la réduction des déplacements au profit d'une utilisation accrue des communications numériques et le remplacement d'infrastructures de transport par d'autres qui supplantent les véhicules automobiles, comme la marche ou le vélo.



Parc de véhicules : On entend par « parc de véhicules » le nombre total de véhicules immatriculés sur la route. À mesure que les véhicules arrivent à la fin de leur vie utile, ils sont retirés du parc et de nouveaux véhicules vendus s'y ajoutent. Les VZE nécessitent moins d'entretien que les véhicules à moteur à combustion interne (« MCI ») et devraient donc avoir une durée de vie plus longue. On s'attend à ce que celle des VZE soit en moyenne de 17 ans, comparativement à 12 ans pour les véhicules à MCI³⁸. Puisque les véhicules circulent pendant de nombreuses années, même si l'on ne vendait que des VZE, il faudrait encore un certain temps pour qu'il n'y ait plus de véhicules à MCI sur les routes.

Voies possibles de décarbonisation en profondeur

Dans le but d'explorer une décarbonisation plus profonde du transport de passagers, nous complétons les scénarios Évolution et de référence par un autre qui s'attache uniquement à ce secteur : le scénario Cible 2040. Ce dernier analyse la dynamique des ventes et du parc de véhicules dans l'optique d'atteindre l'objectif de 100 % des ventes de véhicules légers VZE³⁹ fixé par le gouvernement pour 2040. Bien que de nombreux facteurs puissent influencer sur l'adoption plus large des VZE, nous modélisons ce scénario en comptant sur une baisse plus marquée du coût des batteries. L'analyse du scénario Cible 2040 ne s'applique qu'aux ventes et aux parcs de véhicules personnels, comme il en est question dans la présente section. Nous n'avons pas modélisé ce scénario pour l'ensemble de la filière énergétique.

La figure PT.3 présente les résultats des trois scénarios. Les chiffres à gauche comparent la part des VZE et des véhicules à MCI dans les ventes totales au Canada. Les graphiques de droite montrent comment ces ventes se répercutent sur l'ensemble du parc de véhicules. Chaque année, en raison des ventes, de nouveaux véhicules s'ajoutent au parc, et les véhicules en fin de vie utile sont mis au rancart.

Des hypothèses différentes quant au coût des batteries produisent des résultats très différents, tant en ce qui concerne les ventes de VZE que leur parc. On observe un écart considérable entre le scénario de référence, qui ne suppose que des réductions modérées du coût des batteries et aucune nouvelle politique, le scénario Évolution et le scénario Cible 2040. À mesure que diminuent le coût des VZE dans les scénarios Évolution et Cible 2040, l'adoption des VZE s'accélère. Bien que d'autres facteurs, comme les politiques, puissent influencer sur la percée des VZE, le coût relatif de ceux-ci et des véhicules à MCI sera important dans la transformation du transport de passagers au Canada. La section principales incertitudes : « Transport de passagers » fait état d'autres incertitudes.

PRINCIPALES INCERTITUDES :

Transport des passagers



Coûts et avancées des technologies – Le coût de production des groupes de batteries est un facteur déterminant dans le coût des VZE. Les coûts de production hypothétiques des batteries sont présentés à la figure PT.2. Les coûts de production réalisés pourraient être beaucoup plus élevés, ou plus bas, dans les années à venir, ce qui influencerait sur le taux d'adoption des VZE. Le potentiel des véhicules autonomes/connectés pourrait aussi agir sur les tendances futures liées à la possession d'un véhicule, aux déplacements et à la consommation d'énergie.



Coût de l'énergie – Le coût de l'énergie, tant de l'essence que de l'électricité, aura une incidence sur l'attrait des VZE par rapport aux véhicules à MCI. Les coûts relatifs futurs de ces deux éléments pourraient différer de ceux projetés dans l'Avenir énergétique 2020. Par exemple, l'électrification croissante des transports à l'échelle mondiale pourrait exercer une pression à la baisse sur les prix du pétrole brut et rendre les véhicules à MCI plus concurrentiels.



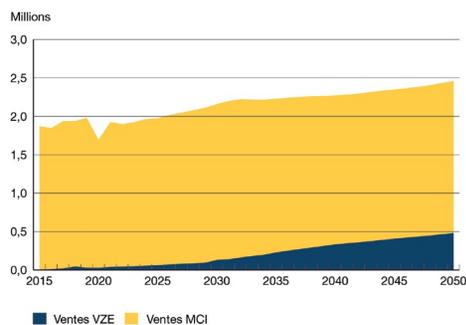
Préférences des consommateurs – Au-delà du coût des véhicules, de nombreux facteurs entrent en ligne de compte dans les décisions d'achat des consommateurs, dont des éléments intangibles. C'est le cas, par exemple, en ce qui concerne les VZE, de la méconnaissance des nouvelles technologies qui peut faire hésiter les consommateurs à les acheter, même si leur coût de conduite est inférieur. La tendance à acheter moins de voitures et plus de VUS est un autre exemple. Ces préférences pourraient aussi donner des résultats très différents de ceux envisagés ici.



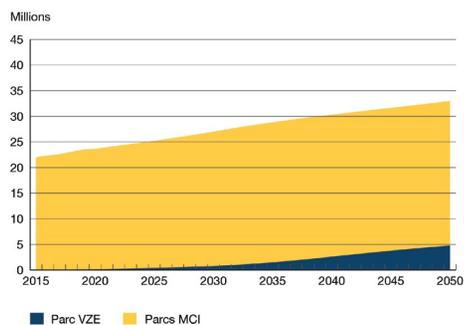
Solutions de recharge au transport personnel – Le transport public zéro émission découlant de l'alimentation à l'électricité ou à l'hydrogène pourrait jouer un rôle de plus en plus grand dans le secteur des transports « décarbonisés ». De même, la réduction de la demande de véhicules personnels résultant de l'adoption de la marche, du vélo ou des communications numériques pourrait se faire sentir sur le nombre de VZE requis. Les technologies de covoiturage utilisant des véhicules électriques sont une autre considération qui ajoute à l'incertitude dans la décarbonisation du secteur des transports.

Figure PT.3 :
Tendances des ventes et du parc de véhicules selon le scénario, véhicules personnels VZE ou à MCI

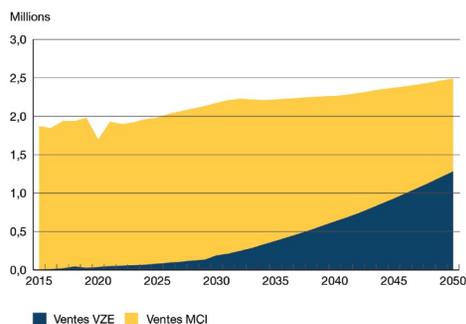
Scénario de référence - Ventes



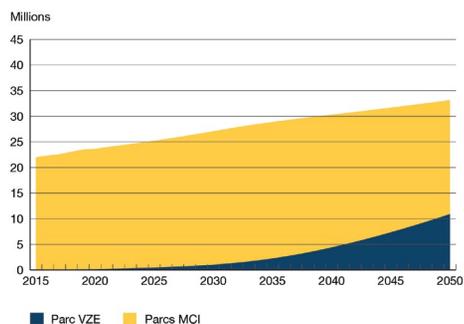
Scénario de référence - Parcs



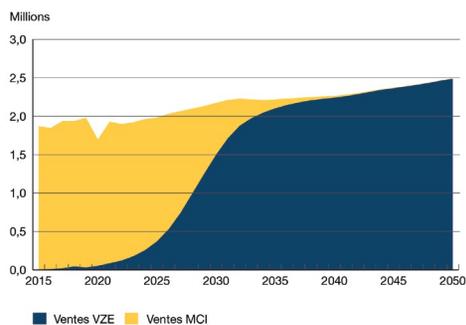
Scénario Évolution - Ventes



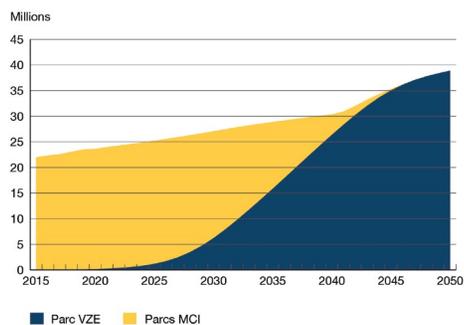
Scénario Évolution - Parcs



Scénario cible 2040 - Ventes



Scénario cible 2040 - Parcs



Modélisation de l'adoption des VZE dans divers scénarios

Dans tous les scénarios, la part de marché de chaque type de véhicules est fonction du coût actualisé de la conduite¹ (« CAC ») de ce type. Le CAC est une mesure qui correspond au coût total de possession d'un véhicule par kilomètre. Il englobe de nombreux frais liés à la possession et à l'utilisation d'un véhicule, comme le coût d'acquisition, le carburant, l'entretien, l'efficacité énergétique, le kilométrage parcouru et le taux d'escompte. Les écarts relatifs du CAC des divers types de véhicules expliquent les différences dans les parts de marché au cours de la période de projection.

Bien que le CAC varie selon la province, il est inférieur d'environ 10 % en 2050 par rapport au scénario de référence, tandis qu'il est inférieur de 26 % à ce même scénario dans le scénario Cible 2040. Ces écarts tiennent principalement aux coûts hypothétiques des batteries illustrés à la figure PT.2. À mesure que le CAC des VZE se rétrécit comparativement à celui des véhicules à MCI, la part de marché des premiers augmente. Dans le scénario Évolution, le CAC des VZE rejoint celui des véhicules à MCI vers le milieu des années 2030, accélérant du coup l'adoption des VZE. Outre les ventes, la figure PT.3 montre une projection du parc de véhicules. Il est à noter que la part des VZE dans le parc total de véhicules est beaucoup plus petite que celle des ventes de ces véhicules, ce qui illustre le fait qu'il faut du temps pour renouveler le parc de véhicules².

La méthode de modélisation du scénario Cible 2040 est la même que celle des autres scénarios. Cependant, pour atteindre l'objectif que le gouvernement s'est fixé pour 2040, on suppose une baisse plus marquée du coût des batteries, comme le montre la figure PT.2. Une réduction plus tôt et plus rapide de ces coûts accélère l'adoption des VZE dans ce scénario. S'ils ne diminuent pas aussi fortement, d'autres leviers politiques pourraient donner les mêmes résultats. Par exemple, des prix³ du carbone plus élevés et des politiques comme la norme fédérale sur les combustibles propres proposée pourraient rendre les VZE plus intéressants sur le plan économique et encourager leur adoption.

- ¹ Pour un complément d'information sur le CAC, voir l'Aperçu du marché de la Régie intitulé « Coût actualisé de la conduite de véhicules électriques et de véhicules classiques » et le document de NRLE intitulé *Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050*.
- ² Cette analyse mise sur une durée de vie de 12 ans pour les véhicules à MCI et de 17 ans pour les VZE.
- ³ Outre les écarts entre les coûts des batteries, les scénarios Évolution et Cible 2040 posent les mêmes hypothèses pour toutes les autres variables (prix du carbone, prix du carburant, politiques provinciales, etc.).

Sables bitumineux

Profil énergétique de la production tirée des sables bitumineux

En 2019, le Canada était le quatrième plus grand producteur de pétrole au monde, comptant pour près de 5 % de la production mondiale. Il détient les troisièmes réserves prouvées en importance, qui s'élèvent à 169 milliards de barils. Les sables bitumineux constituaient 63 % de la production canadienne totale la même année, soit plus de 3 Mb/j, et représentaient 96 % des réserves.

78



Il existe trois types différents de production tirée des sables bitumineux, chacun ayant des méthodes d'exploitation et de traitement exigeant des sources d'énergie différentes, qui produisent plus ou moins d'émissions de GES.



Extraction à ciel ouvert et valorisation : L'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux dépend du diesel qui alimente la machinerie lourde et l'équipement servant à extraire le minerai et à le transporter jusqu'aux installations de traitement. Les mines de sables bitumineux disposent également d'installations de cogénération pour produire l'énergie (chaleur) requise pour l'extraction à ciel ouvert, l'extraction du bitume et la valorisation, ainsi que l'électricité utilisée pour l'exploitation. Les unités de cogénération fonctionnent au gaz naturel ou au coke de pétrole, un sous-produit de la valorisation du bitume en [pétrole brut synthétique](#). De même, le processus permettant l'extraction du bitume du minerai des sables bitumineux, ainsi que la valorisation, exige le recours à du gaz naturel ou du coke de pétrole pour générer de la vapeur, source de chaleur, et l'hydrogène nécessaires à la transformation du pétrole plus lourd en pétrole brut synthétique plus léger.



Extraction à ciel ouvert sans valorisation : En 2013, l'exploitation de la première mine sans valorisation, la mine Kearl de L'Impériale, a commencé et a été suivie, en 2017, de la mine Fort Hills de Suncor. Le procédé employé dans ce nouveau type de mine consiste à produire du bitume dilué⁴⁰ qui est acheminé au marché sans être valorisé. Les sources d'émissions de ce procédé sont en bonne partie les mêmes que celles d'autres types d'exploitation minière, à l'exception du fait qu'il y en a aucune associée à la valorisation.



Récupération in situ : Les projets de récupération in situ dépendent d'un approvisionnement constant en vapeur pour maintenir le [drainage par gravité au moyen de vapeur](#) (« DGMV ») et les activités de production par [stimulation cyclique par la vapeur](#). Des chaudières industrielles brûlent du gaz naturel pour produire cette vapeur à partir d'eau, qui réchauffe ensuite les gisements souterrains et fluidifie le bitume en vue de l'extraction, un peu comme on pompe le pétrole classique jusqu'à la surface.

Caractéristiques importantes de l'exploitation des sables bitumineux qui la distinguent des autres formes de production.



Longue durée de production et faibles taux de diminution : La production de pétrole classique, en particulier de pétrole de schiste, peut connaître un taux de diminution annuel de plus de 50 % la première année, ce qui oblige à forer plus de puits pour maintenir la production constante, et encore plus pour l'accroître. En comparaison, le taux de diminution des sables bitumineux est presque nul et les réinvestissements, modestes. Une mine type peut probablement être en exploitation pendant 40 ou 50 ans, et de 20 à 40 ans dans le cas d'une exploitation in situ. La durée de vie de ces actifs peut être prolongée davantage si les conditions économiques sont favorables.



Forte intensité de capital : Même si les coûts associés à l'exploitation des sables bitumineux ont considérablement diminué depuis dix ans, ces activités demeurent encore à forte intensité de capital et nécessitent d'importants investissements initiaux. En général, des prix plus élevés des produits de base sont nécessaires pour inciter une société à démarrer une nouvelle exploitation de sables bitumineux et à augmenter sa capacité, tandis que les agrandissements des installations existantes peuvent être rentables à des prix plus bas. À titre d'exemple, une grande partie de la croissance projetée pour les sables bitumineux dans le scénario Évolution repose sur des agrandissements d'installations de récupération in situ déjà en activité. Pour être rentables, ces activités exigent un prix du WTI d'environ 45 \$ US le baril. D'autres méthodes d'exploitation exigent des prix des produits de base comparativement plus élevés, l'extraction à ciel ouvert et la valorisation des sables bitumineux nécessitant les prix les plus élevés, à plus de 75 \$ US le baril.



Axés sur les exportations : Même si une partie du pétrole brut produit au Canada est raffinée au pays, l'essentiel est destiné aux marchés d'exportation. La figure R.12 de la section « Résultats » présente l'approvisionnement disponible pour l'exportation dans les scénarios Évolution et de référence.

Considérations relatives à la transition énergétique

Intensité des émissions liées à la production

En 2005, les sables bitumineux comptaient pour environ 5 % des émissions de GES du Canada; en 2018, cette part était passée à environ 11 %. En termes absolus, les émissions provenant des sables bitumineux ont augmenté de 51 % de 2011 à 2018. L'essentiel de la croissance de la production de pétrole au Canada est venu de l'augmentation du nombre de projets de récupération in situ durant cette période. Quand on mesure l'intensité des émissions provenant des sables bitumineux par baril, on constate qu'elle a diminué de 22 % de 2011 à 2018, étant passée d'environ 0,086 tonne d'équivalent en dioxyde de carbone par baril (éq. CO₂/b) à 0,067 tonne d'éq. CO₂/b. Voir la figure OS.1. L'intensité des émissions attribuables à la récupération in situ a diminué de 12 % pendant cette période, tandis que celle provenant de l'extraction à ciel ouvert et de la valorisation a reculé de 19 %. En 2013, l'exploitation de la première mine sans valorisation, la mine Kearl de L'Impériale, a commencé et a été suivie, en 2017, de la mine Fort Hills de Suncor. Comme il en est fait état plus haut, ces mines produisent du bitume dilué et ne font pas de valorisation. Le procédé de valorisation est particulièrement énergivore et son élimination réduit considérablement l'intensité des émissions de la production au Canada. Or, ces émissions pourraient se matérialiser durant la valorisation ou le raffinage qui se fait ailleurs. De 2013 à 2018,

l'intensité des émissions provenant de l'extraction à ciel ouvert sans valorisation a diminué de 56 %, passant d'environ 0,079 tonne d'éq. CO₂/b. à 0,035 tonne d'éq. CO₂/b, grâce à des gains d'efficacité enregistrés dans les procédés.

Comparativement à la production de pétrole brut classique au Canada et ailleurs dans le monde, les sables bitumineux produisent davantage d'émissions par baril, en particulier lors de la récupération in situ. À titre de comparaison, en 2018, les émissions liées à la production de pétrole classique au Canada s'établissaient en moyenne à 0,048 tonne d'éq. CO₂/b⁴¹.

Le scénario Évolution postule que les améliorations technologiques aux méthodes d'extraction et de valorisation des projets existants se poursuivent au même rythme qu'au cours des dernières années. Plus précisément, nous tablons sur une utilisation accrue de solvants pour la production in situ et l'extraction en fosse pour les activités à ciel ouvert. Comme l'indique la figure OS.2, ces améliorations se traduisent par une nette diminution des émissions par baril. Durant la même période, d'autres améliorations sont nécessaires pour atteindre la carboneutralité dans la production des sables bitumineux.

Figure OS.1 :

Diminution des émissions par baril de pétrole tiré des sables bitumineux

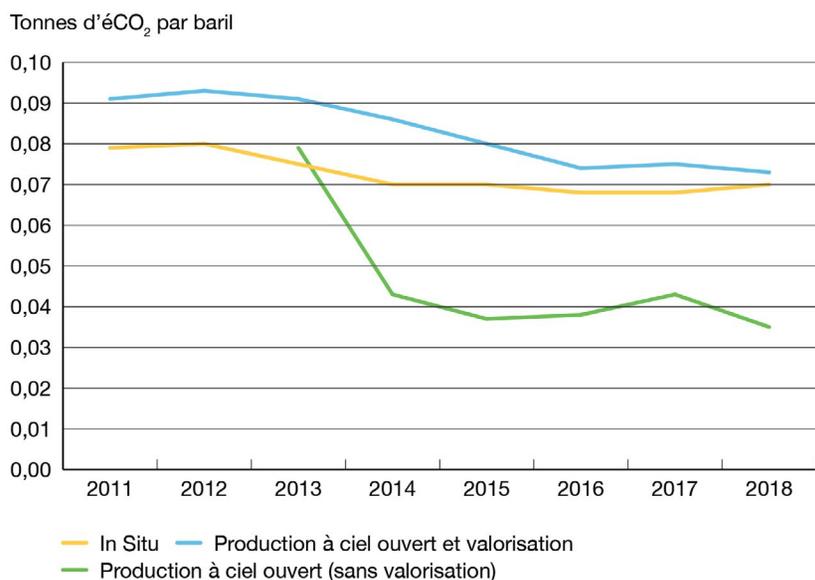
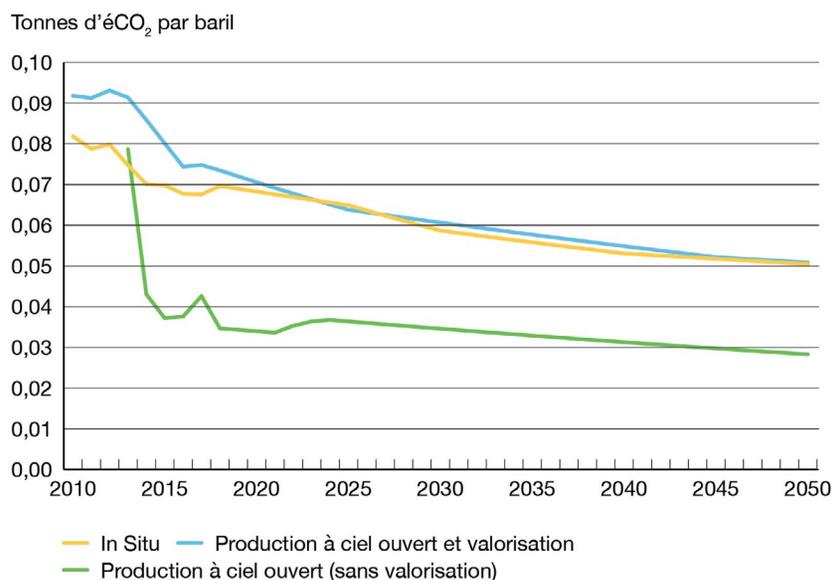


Figure OS.2 :

Diminution des émissions provenant des sables bitumineux par baril dans le scénario Évolution



Contexte mondial

Dans une filière énergétique mondiale qui se dirige vers la neutralité carbone, il est très probable que la consommation de pétrole brut diminuera par rapport aux niveaux actuels. Dans l'éventualité d'une baisse de la demande, les prix mondiaux du pétrole brut, et par conséquent ceux que reçoivent les producteurs canadiens, seront vraisemblablement plus bas que si la demande était plus forte⁴². Les technologies permettant d'atteindre une production carboneutre des sables bitumineux peuvent être plus coûteuses que les méthodes traditionnelles et, dans un environnement de prix plus bas, cela pourrait rendre difficile aux producteurs de se permettre ces investissements tout en demeurant concurrentiels.

Compétitivité

À mesure que les efforts mondiaux de réduction de l'intensité des émissions se poursuivent, les émissions associées à la production de pétrole brut pourraient influencer de plus en plus sur les choix d'investissement et les modèles commerciaux à l'échelle internationale. Un nombre croissant d'investisseurs comme les grandes banques et les fonds souverains s'appuient sur les facteurs ESG au moment de décider où investir des capitaux. Pour avoir accès à des capitaux, les entreprises devront démontrer qu'elles respectent les facteurs ESG. Voir la section « Qu'est-ce que ESG? ».

Qu'est-ce que ESG?

ESG est un cadre qu'utilisent de plus en plus les sociétés pour fournir aux investisseurs de l'information sur leurs composantes environnementales, sociales et de gouvernance. Pour avoir accès à des capitaux, les sociétés doivent souvent prouver que leurs structures ESG sont acceptables pour les investisseurs. Ces derniers se tournent maintenant vers les entreprises dont les valeurs concordent avec leurs critères sur les plans environnemental et social et sur le plan de la gouvernance¹. Ces critères peuvent servir de mécanismes de présélection pour déterminer les possibilités d'investissement viable dans des entreprises durables. Plus particulièrement, les investisseurs canadiens et internationaux appliquent les principes ESG pour améliorer leur potentiel de rendement futur, tout en réduisant au minimum leur risque de placement. Les organisations qui intègrent des cadres ESG à leurs valeurs fondamentales peuvent renforcer leur résilience aux pressions économiques et environnementales. Cette résilience accrue donne aux investisseurs une plus grande assurance dans le degré de préparation d'une entreprise à faire la transition énergétique vers des solutions sobres en carbone².



La composante environnementale des facteurs ESG permet d'évaluer si les actifs d'une entreprise sont gérés de manière responsable et durable et de déterminer si les ressources sont utilisées au coût le plus bas pour l'environnement. Dans le secteur des sables bitumineux, par exemple, on examine l'utilisation des terres et la remise en état, la gestion des émissions atmosphériques, l'utilisation et la disponibilité de l'eau et la consommation d'énergie³.



La composante sociale décrit la façon dont les entreprises interagissent avec leurs parties prenantes internes et externes. Cela comprend les interactions avec les employés, les actionnaires, les divisions des administrations publiques et les collectivités qu'elles servent. La mobilisation des collectivités et des peuples autochtones, la gestion des talents et la culture d'inclusion sont des exemples dans le secteur des sables bitumineux⁴.



Les critères relatifs à la gouvernance portent sur la structure de leadership et les principes fondamentaux qui influent sur les activités d'une entreprise. Dans le secteur des sables bitumineux, par exemple, cela vise des méthodes comptables transparentes, des pratiques commerciales éthiques et une représentation diversifiée au sein de la direction⁵.

¹ Association pour l'investissement responsable, *Rapport de tendances de l'investissement responsable canadien 2018*, p. 12, Octobre 2018.

² IPIECA, *Oil and Gas Industry Guidance on Voluntary Sustainability Reporting*, 8.

³ Husky, *ESG Report 2019*, page 4 (en anglais).

⁴ Husky, *ESG Report 2019*, page 4 (en anglais).

⁵ Husky, *ESG Report 2019*, page 4 (en anglais).

Voies possibles de décarbonisation en profondeur

L'avenir du marché mondial du pétrole est très incertain, à mesure que le Canada et le monde s'acheminent vers une filière énergétique décarbonisée. L'évolution de l'exploitation des sables bitumineux dépendra de nombreux facteurs, dont les prix, les politiques et les avancées technologiques. La production tirée des sables bitumineux devrait demeurer concurrentielle sur le plan des coûts dans un contexte mondial marqué par le recul de la demande, ce qui exercera probablement une pression à la baisse sur les prix mondiaux. Elle devra aussi être concurrentielle au sein d'une filière énergétique qui exige de plus en plus des réductions d'émissions.

Il est difficile de prédire comment les sociétés exploitant les sables bitumineux y parviendront. Cependant, il existe un certain nombre de technologies qui sont à divers stades de développement et qui pourraient faire partie de la solution. Le tableau OS.1 présente certaines des options prometteuses et leur potentiel de réduction des émissions.

Table OS.1 :
Options pour les technologies de réduction des émissions dans la production tirée des sables bitumineux

Partie(s) prenante(s)	Type de technologie	Potentiel de réduction des émissions	Description
Acceleware Ltd.	RF XL	50 à 100 %	Utilisation de l'énergie des radiofréquences pour rendre le pétrole lourd et le bitume plus fluides, remplaçant ainsi le besoin de vapeur.
Suncor Energy, Harris Corporation, CNOOC Limited, Devon Energy	Extraction assistée de solvant utilisant le chauffage électromagnétique	80 %	Utilisation de l'énergie des radiofréquences conjointement à un solvant pur pour fluidifier le bitume dans le sol, remplaçant le besoin de vapeur.
L'Impériale	Technologie de récupération assistée du bitume améliorée	60 %	La DGMV assistée de solvant réduit de 25 % la quantité de vapeur nécessaire pour fluidifier le bitume dans le gisement.
MEG Énergie	Extraction par injection de vapeur modifiée améliorée (eMVAPEX)	43 %	Injection d'un gaz condensable (p. ex., propane) plutôt que de vapeur après la DGMV initiale pour permettre l'extraction du bitume.
Canadian Natural Resources Limited (« CNRL »)	Extraction en fosse	40 %	Installation d'extraction modulaire pouvant être déplacée à mesure que le front d'avancement de la mine se déplace. Le traitement du minerai et la séparation du bitume se font à proximité des activités minières, ce qui réduit considérablement le transport des matériaux et les émissions des véhicules lourds.
Cenovus Energy	Procédés assisté par solvant	33 %	Procédé de DGMV modifié qui combine un solvant à base de LGN et de la vapeur pour récupérer le bitume afin de réduire la quantité de vapeur requise de 30 %.
Conocophillips Canada, Total E&P Canada	Co-injection de gaz non condensable	15 %	Prévient la perte d'énergie dans le gisement, ce qui réduit la quantité de vapeur requise pour le procédé d'extraction et les émissions de l'ordre de 15 % ainsi que les coûts d'exploitation.
Suncor Energy, Devon Energy, Suez	Osmose inverse à haute température	5 à 10 %	L'eau à haute température est récupérée, après le DGMV, filtrée et réutilisée pour produire de la vapeur de nouveau.

Ces technologies ne fonctionnent pas avec toutes les méthodes de production et partout. Dans certains cas, elles donnent de meilleurs résultats quand elles sont intégrées à la phase de conception initiale des nouveaux projets. Dans d'autres, cependant, comme l'utilisation de solvants, elles peuvent être mises en œuvre dans le cadre de projet de modernisation. Outre celles énumérées dans le tableau ci-dessus, d'autres technologies pourraient jouer un rôle de premier plan dans la réduction de l'intensité des émissions provenant des sables bitumineux. C'est le cas de celles qui suivent.

Petits réacteurs modulaires ou PRM – Les PRM sont des centrales nucléaires de petite taille et de puissance réduite. Ils peuvent servir à produire de l'électricité, et la chaleur, employées pour les activités d'extraction à ciel ouvert et de valorisation et, dans le cas des activités de récupération in situ, ils pourraient aussi produire de la vapeur. Leurs émissions de GES seraient pratiquement nulles. La recherche et le développement se poursuivent⁴³; les PRM pourraient jouer un rôle à un moment indéterminé durant la période de projection.

Captage, utilisation et stockage de CO₂ (« CUSC ») – Tout en réduisant la production de GES grâce à l'innovation dans les procédés et les technologies propres, le CUSC offre la possibilité de capter le CO₂ en vue du stockage géologique et de l'utilisation. Dans certains cas, le CO₂ capté peut aussi servir à la récupération assistée des hydrocarbures (« RAH »), ce qui accroît la production de pétrole brut en l'injectant dans des champs de production en exploitation. Le CUSC est déjà utilisé pour l'exploitation des sables bitumineux. [L'installation de CSC Quest de Shell](#), en exploitation depuis 2015, a stocké plus de quatre millions de tonnes de CO₂ provenant de l'usine de valorisation du bitume de Scotford. Environ 35 % des émissions annuelles de CO₂ de l'installation ont été captées et stockées avec succès grâce à cette technologie. Le CUSC pourrait être combiné à la cogénération, ou au captage direct dans l'air, en vue de réductions supplémentaires ou de possibilités d'utilisation.

PRINCIPALES INCERTITUDES : Émissions provenant des sables bitumineux



Avancées technologiques : La rapidité à laquelle de nouvelles technologies sont mises au point et adoptées est l'une des plus grandes incertitudes.



Prix du pétrole et marchés : Les prix du pétrole brut et l'accès aux marchés dans les années à venir pour suffire à la production croissante au Canada sont également très incertains. Ces facteurs peuvent influencer sur la croissance future de la production, la compétitivité et les investissements dans de nouvelles technologies.



Tarification ou réglementation du carbone : Les futures augmentations des prix du carbone, qui rendraient les émissions de CO₂ plus coûteuses et encourageraient les producteurs à adopter des technologies sobres en carbone, dépendent des choix politiques des gouvernements. Une réglementation future limitant les émissions de CO₂ ou exigeant l'adoption de certaines technologies est également très incertaine.



Financement disponibles pour les technologies :

Le financement gouvernemental peut donner l'impulsion nécessaire à la mise au point de nombreuses technologies. L'ampleur du soutien financier des gouvernements fédéral et provinciaux pour ces projets est incertaine.



Investissements tenant compte des tendances ESG :

Le financement proviendra également des marchés financiers. L'incidence des tendances liées aux normes ESG et aux attentes des investisseurs en la matière est très incertaine.

Collectivités éloignées et du Nord

Profil énergétique des collectivités éloignées du Canada

On compte environ 270 collectivités éloignées au Canada. On entend par « collectivité éloignée » une collectivité qui n'est pas reliée au réseau électrique nord-américain ou au réseau de distribution de gaz naturel canalisé, qui est un établissement permanent ou pour une longue durée et qui compte au moins dix habitations⁴⁴. Les plus grandes collectivités éloignées au Canada sont Whitehorse, au Yukon, Yellowknife, dans les Territoires du Nord-Ouest, et les Îles de la Madeleine, au Québec.

Le tableau RC.1 énumère les collectivités éloignées du Canada par province et par principale source d'énergie. Il précise aussi le type de collectivité (les collectivités commerciales éloignées sont habituellement des mines), la principale source de production d'électricité et l'accessibilité (si la collectivité a accès à une route toute l'année ou si elle n'est accessible que par les airs).

Contrairement aux collectivités raccordées aux réseaux, les collectivités éloignées font face à des défis pour répondre à leurs besoins énergétiques. Elles dépendent beaucoup du diesel pour produire de l'électricité et chauffer leurs locaux.

Bien que le diesel offre de nombreux avantages, notamment une grande disponibilité, une grande facilité de transport et le fait que ce soit un combustible à forte densité énergétique, il présente aussi des inconvénients notables. L'éloignement de beaucoup de collectivités (absence d'une route toute l'année ou accessibilité uniquement par les airs) crée des problèmes de sécurité sur le plan de l'approvisionnement. Cet éloignement signifie aussi que le diesel, en raison des coûts de transport⁴⁵, et l'énergie en général, coûtent cher. La faible population d'un grand nombre de collectivités les prive d'économies d'échelle dans l'approvisionnement en énergie, ce qui ajoute aux frais des résidents. Par ailleurs, les génératrices et les appareils de chauffage au diesel émettent de grandes quantités de GES, de divers polluants et de particules qui nuisent à la qualité de l'air à l'échelle locale. Enfin, des déversements de carburant diesel peuvent aussi se produire avec les coûts d'assainissement⁴⁶ qui les accompagnent.

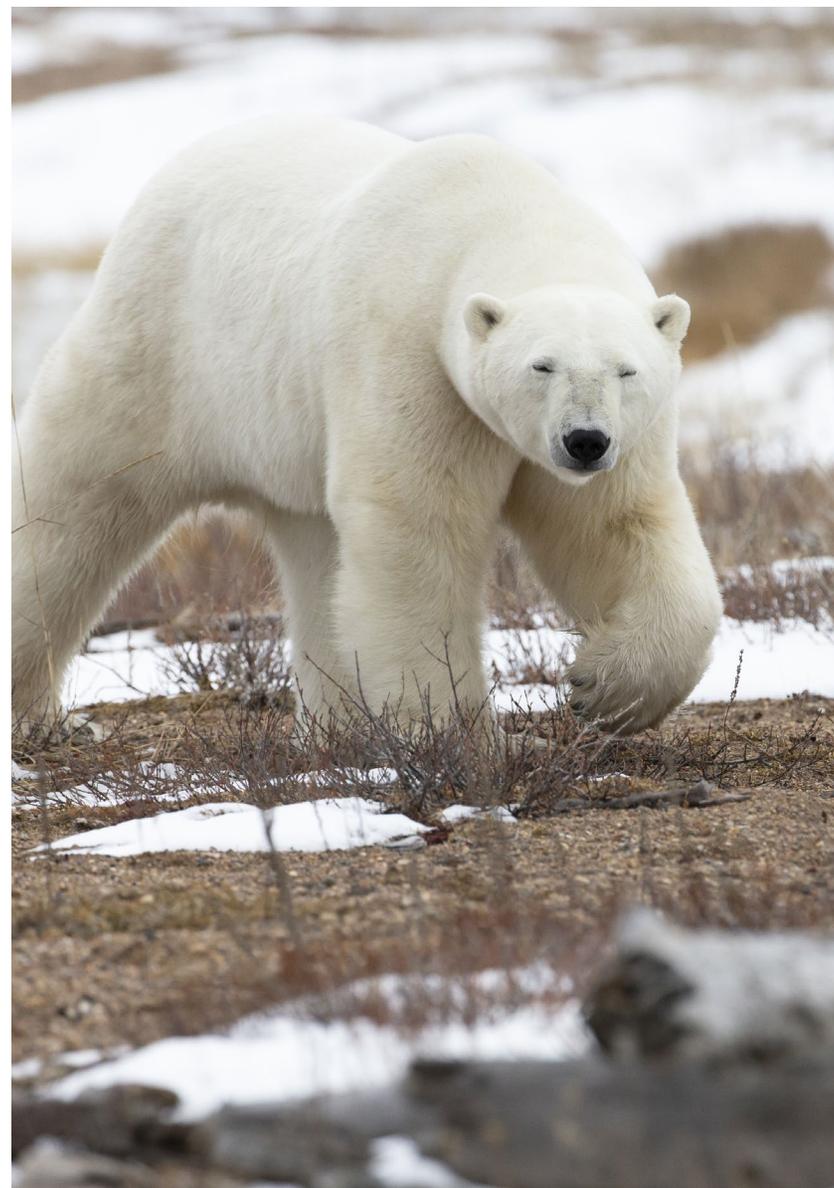


Tableau RC.1 : Les collectivités éloignées du Canada en chiffres

	Canada	Yukon	T.N.-O.	Nunavut	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Terre-Neuve-et-Labrador
Collectivités éloignées	270	21	38	28	72	6	1	5	29	42	28
TYPE DE COLLECTIVITÉ :											
Autochtone	167	15	31	25	28	3	1	4	24	22	14
Non autochtone	86	6	3	0	40	1	0	1	5	17	13
Commerciale	17	0	4	3	4	2	0	0	0	3	1
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ :											
Diesel ou mazout	201	5	27	28	53	6	1	5	29	25	22
Réseau territorial	25	16	9	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaz naturel	3	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0
Hydroélectricité	35	0	0	0	14	0	0	0	0	15	6
Pas d'électricité / Autre	6	0	0	0	5	0	0	0	0	1	0
ACCESSIBILITÉ :											
Accès routier toute l'année	102	20	20	0	31	5	1	0	7	5	13
Accessible par les airs	102	1	18	28	0	1	0	5	22	20	7
Autre accès	66	0	0	0	41	0	0	0	0	17	8
Population totale	188 828	31 454	42 061	36 672	10 425	893	10	3 545	16 607	38 823	8 338

Source : Ressources naturelles Canada, [Base de données sur l'énergie dans les collectivités éloignées](#); calculs de la Régie

Notes : Plusieurs collectivités qui n'ont pas de données démographiques ont été exclues du tableau ci-dessus. De plus, Pikangikum, en Ontario (raccordée au réseau en 2018) et Jasper, en Alberta (raccordée au réseau en 2019) sont également exclues. Sous « Accessibilité », « Autres accès » comprend les routes saisonnières et certaines routes maritimes.

Considérations relatives à la transition énergétique

Le caractère unique des collectivités éloignées du Canada dictera leur transition énergétique. Les principaux facteurs de changement éventuels sont les suivants.



Communautés autochtones : Le tableau RC.1 révèle que la majorité des collectivités (167 sur 270, soit environ 62 %) sont des communautés autochtones. De ce nombre, 84 % sont alimentées au moyen de génératrices au diesel. L'abandon des combustibles fossiles pour ces communautés pourrait être une voie vers la réconciliation et aider à concrétiser les objectifs d'autodétermination et d'autonomie⁴⁷ des Autochtones. Les projets appartenant aux communautés et menés par elles pourraient, d'une part, renforcer la sécurité énergétique des communautés autochtones éloignées et du Nord et leur procurer, d'autre part, des possibilités économiques.



Climat : La grande majorité des résidents des collectivités éloignées vivent dans des régions où prévaut un climat nordique. Ces régions se caractérisent par des hivers longs et froids et des étés courts. Les degrés-jours de chauffage (« DFC »), mesure courante des besoins en chauffage dans une région, sont beaucoup plus élevés dans les régions septentrionales du Canada que dans les régions méridionales⁴⁸. L'énergie est essentielle à la survie, et la sécurité énergétique est une priorité absolue pour les collectivités éloignées et du Nord.



Électricité : Le tableau RC.1 montre que la majorité des collectivités éloignées (207 sur 270, soit environ 77 %) tirent leur électricité du diesel, du pétrole lourd ou de génératrices personnelles alimentées au diesel. Certaines collectivités sont desservies par un réseau ou un micro-réseau régional. La plupart des collectivités et des résidents du Yukon sont raccordés au réseau du territoire, qui est principalement hydroélectrique. Celles situées autour du Grand lac des Esclaves dans les Territoires du Nord-Ouest sont également reliées par l'un des deux (principaux) réseaux hydroélectriques. Aucun de ces réseaux territoriaux n'est raccordé à l'autre ni, non plus, au réseau électrique nord-américain. La production hydroélectrique au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest contraste avec la production d'électricité au Nunavut, comme le montre la figure RC.1. Aucune des 25 communautés autochtones ni aucun des trois sites commerciaux du Nunavut ne sont raccordés l'un à l'autre et tous dépendent presque entièrement de la production d'électricité sur place au moyen du diesel. Enfin, les collectivités situées le long de la Basse-Côte-Nord du Québec sont reliées par un système hydroélectrique hors du réseau principal qui est aussi raccordé au réseau de L'Anse au Loup dans le Sud du Labrador.



Chauffage des bâtiments : Dans la grande majorité des collectivités éloignées, le chauffage se fait principalement au diesel ou au mazout. Dans certains cas, moins courants, on utilise l'électricité, le propane et le bois. La demande de diesel pour le chauffage des bâtiments dans ces collectivités est le double de celle servant à la production d'électricité⁴⁹. Les collectivités éloignées connectées à un petit réseau hydroélectrique ou territorial dépendent encore beaucoup du diesel pour le chauffage des bâtiments, car la capacité hydroélectrique actuelle ne permettrait pas de répondre à la demande totale en hiver si la plupart ou la totalité des bâtiments devaient passer au chauffage électrique.



Transports : Moins de la moitié des collectivités éloignées ont un accès routier à longueur d'année, et 38 % sont considérées comme des collectivités accessibles uniquement par les airs. Celles qui n'ont pas de route toute l'année, mais qui ne sont pas considérées comme étant accessibles seulement par les airs, peuvent être accessibles par une route d'hiver ou au moyen de barges ou de navires. Le transport personnel est plus limité dans les collectivités qui n'ont pas un accès routier toute l'année, et le recours au transport aérien pour le fret et les personnes se traduit par des coûts environnementaux et financiers considérables.



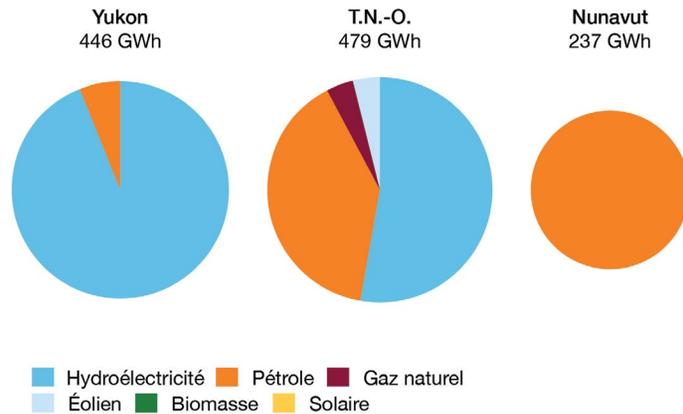
Collectivités commerciales : La [base de données sur l'énergie des collectivités éloignées](#) recense 17 collectivités dites commerciales au Canada, dont la plupart sont des exploitations minières. Toutes les exploitations commerciales, à l'exception de la mine de diamant Renard alimentée au gaz naturel dans le Nord du Québec, dépendent du diesel pour la production d'électricité. La mine de diamant Diavik, dans les Territoires du Nord-Ouest, est l'un des plus gros consommateurs de diesel. En 2012, des éoliennes d'une capacité de 9,2 mégawatts ont été installées à la mine, ce qui en fait la centrale hybride diesel-éolien la plus grande et la plus septentrionale au monde⁵⁰.



Politique : Le [Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques](#) fait état d'un engagement à réduire les émissions de GES en aidant les collectivités rurales et éloignées dans leur transition vers des sources d'énergie plus sûres, plus abordables et plus propres⁵¹. Au début de 2019, le gouvernement fédéral et ses partenaires ont lancé [l'Initiative autochtone pour réduire la dépendance au diesel](#) afin d'aider les collectivités à délaisser le diesel au moyen de projets communautaires misant sur une source d'énergie plus propre⁵². Cette initiative s'ajoute aux 700 millions de dollars déjà engagés pour assister les collectivités éloignées à passer à de nouvelles sources d'énergie.

Figure RC.1 :

Production d'électricité dans les territoires du Nord en 2018



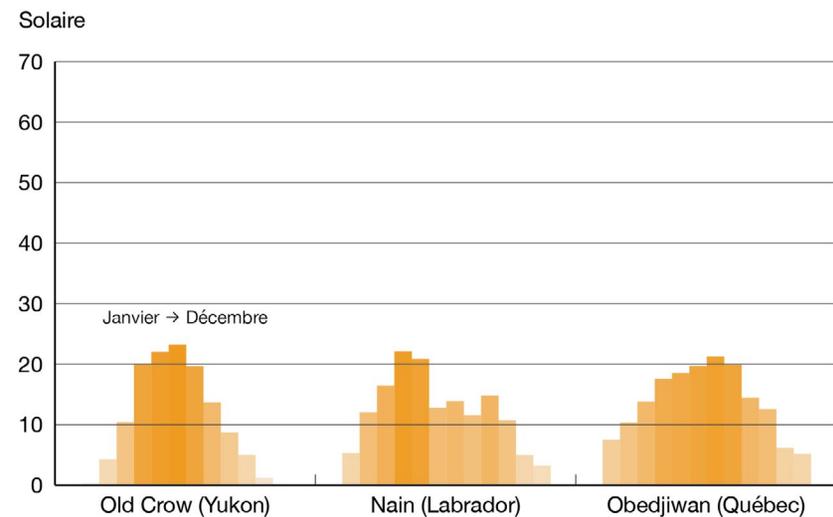
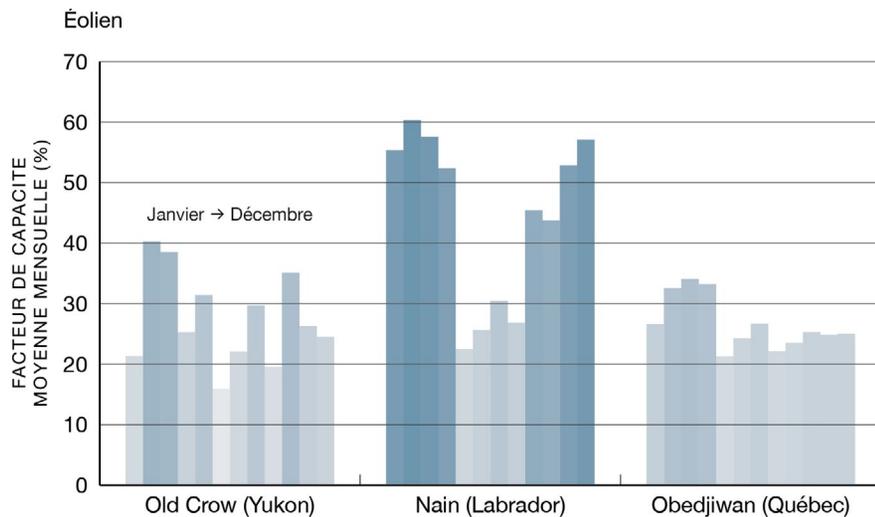
Énergie renouvelable variable dans les collectivités éloignées

La figure RC.2 montre les facteurs de charge estimatifs de l'éolien et du solaire dans trois collectivités éloignées : Old Crow (Yukon), Nain (Labrador) et Obedjiwan (Québec). À Nain, ce facteur de charge estimatif pour l'énergie éolienne se situe en moyenne à 56 % entre novembre et avril (maximum de 60 % en février), mais en moyenne à 26 % entre mai et août. À Old Crow, le facteur de charge estimatif pour l'énergie solaire est en moyenne de 20 % entre avril et août (maximum de 23 % en juin), mais en moyenne de 2 % entre octobre et février. Au nord du cercle arctique, le facteur de charge estimatif pour le solaire à Old Crow tombe à 0 % en décembre et en janvier¹. La variabilité des facteurs de charge mensuels moyens illustre l'importance de choisir la source d'énergie renouvelable, ou la combinaison de sources, adaptée à chaque collectivité.

¹ Les chiffres indiquent une moyenne mensuelle. Les systèmes solaires photovoltaïques peuvent subir des changements rapides en fonction de la couverture nuageuse au-dessus des panneaux solaires.

Figure RC.2 :

Facteurs de capacité mensuels pour l'éolien et le solaire : Trois exemples



Source : Renewables Ninja; calculs de la Régie

Notes : Les graphiques montrent les facteurs de charge mensuelle moyens pour les énergies éolienne et solaire de janvier à décembre.

Voies possibles de décarbonisation en profondeur

La diversité et le caractère unique des défis des collectivités éloignées et du Nord façonneront l'avenir de leurs filières énergétiques dans un monde qui se dirige vers la neutralité carbone. La présente section analyse des options qui existent ou qui pourraient exister à court et à long terme pour aider ces collectivités à délaisser les combustibles fossiles qui émettent du carbone.



88

PRINCIPALES TENDANCES :

Transition dans les collectivités éloignées



D'autres énergies renouvelables, comme l'éolien, l'énergie solaire, la biomasse et les systèmes hybrides, sont à l'étude ou mises en œuvre pour remplacer la consommation de diesel.



Des progrès ont été réalisés dans le remplacement du diesel pour le chauffage des habitations, et il existe un potentiel de biomasse dans de nombreuses collectivités. À cela s'ajoute l'amélioration des enveloppes de bâtiment et l'adoption de normes plus strictes en matière d'efficacité énergétique.



Des projets appartenant à des communautés et menés par elles sont en cours, en particulier des projets avec une composante autochtone.



Des politiques plus strictes sont mises en place aux paliers provincial, territorial et fédéral pour aider les collectivités éloignées à réduire et à éliminer leur dépendance au diesel.

PRINCIPALES INCERTITUDES :

Transition dans les collectivités éloignées



Politiques en place : Le soutien des gouvernements aux initiatives de remplacement du diesel et aux projets communautaires est essentiel à la transition des collectivités éloignées vers la neutralité carbone. Cependant, les politiques et les aspects économiques des projets dans l'avenir sont incertains.



Avancées technologiques : L'amélioration de l'efficacité et la réduction des coûts des énergies renouvelables classiques, les énergies renouvelables de prochaine génération et le stockage d'énergie ont des incidences importantes sur les collectivités éloignées. Par exemple, des progrès technologiques pourraient rendre les énergies renouvelables plus fiables à des températures extrêmement froides. Toutefois, le rythme auquel les technologies sont mises au point et adoptées est incertain, en partie en raison du financement gouvernemental.



Coûts : Environ le tiers des collectivités dont il est question dans la présente section ne sont accessibles que par les airs, et moins de la moitié le sont par la route toute l'année. Estimer les coûts environnementaux et financiers du transport des matériaux vers les collectivités très éloignées et les coûts de construction est une source d'incertitude.

Électricité

- **Énergies renouvelables classiques** : Les énergies renouvelables classiques comme l'éolien, le solaire, les petites et grandes centrales hydroélectriques et la biomasse, aident actuellement plusieurs collectivités éloignées à remplacer le diesel dans la production d'électricité⁵³. Mis à part les grandes centrales hydroélectriques (limitées par la géographie), les énergies renouvelables classiques jouent un rôle très restreint dans la production de la charge de base stable d'énergie des collectivités éloignées, en particulier pendant les périodes de pointe en hiver. (Voir l'encart : Énergie renouvelable variable dans les collectivités éloignées.)
- **Technologies émergentes** : Ces technologies pourraient comprendre les biocombustibles de prochaine génération, l'hydrogène, la géothermie et le nucléaire sous forme de PRM. Afin de procurer une alimentation de base stable à long terme, les PRM sont les plus prometteurs. Dans la [feuille de route des PRM au Canada](#), on indique que de très petits PRM pourraient répondre aux besoins en électricité des collectivités éloignées, tandis que les industries non reliées au réseau pourraient avoir recours à des PRM de petite à moyenne puissance⁵⁴. On y mentionne aussi que les PRM seraient aussi susceptibles d'ouvrir la voie au développement économique des collectivités éloignées en procurant de l'énergie en bloc fiable.
- **Raccordement à un réseau** : Les collectivités éloignées peuvent délaissier le diesel dans la production d'électricité en se raccordant aux réseaux de production-transport. Le raccordement au réseau nord-américain leur procurerait une électricité abondante et stable. En général, plus la collectivité est rapprochée d'une ligne de transport d'électricité et plus elle est peuplée, plus la possibilité d'un raccordement au réseau est réalisable⁵⁵. Le principal inconvénient de cette option pourrait être le coût⁵⁶.
- **Mesures axées sur la demande** : Parmi les changements apportés du côté de la demande dans le but de décarboniser la production d'électricité, on note l'adoption de normes de construction et de mesures d'efficacité énergétique plus strictes, la gestion axée sur la demande et l'utilisation de compteurs intelligents, ainsi que de deux compteurs (un pour les fins domestiques et un autre pour le chauffage)⁵⁷.
- **Stockage d'énergie** : Le stockage d'énergie peut s'avérer un élément important dans l'intégration des énergies renouvelables variables, en particulier en ce qui concerne les variations de courte durée. Il peut être particulièrement utile pour les micro-réseaux, en offrant des services essentiels fiables, comme un soutien de fréquence et une puissance de réserve⁵⁸. À mesure que les coûts diminuent et que la technologie s'améliore, le stockage d'énergie pourrait être une carte de plus en plus précieuse pour les collectivités éloignées.

Chauffage des bâtiments

- **Biocombustibles** : Les besoins en chauffage des collectivités éloignées pourraient être comblés grâce à la biomasse ou aux biocombustibles de prochaine génération, que ce soit par des sources de chauffage ponctuelles ou par des méthodes plus centralisées comme le chauffage urbain ou la production combinée de chaleur et d'électricité⁵⁹. Une étude sur le chauffage urbain à partir de granulés de bois dans les Territoires du Nord-Ouest a révélé qu'il existe un potentiel économique dans plusieurs collectivités accessibles par des routes toute l'année et des routes d'hiver⁶⁰. La rentabilité du chauffage urbain au moyen de la biomasse est plus grande quand les granulés de bois sont beaucoup moins chers que les autres combustibles, les bâtiments sont regroupés et les coûts des projets sont faibles. Une autre étude portant sur Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, a indiqué que le coût des granulés de bois par unité d'énergie était inférieur à celui de toute autre source d'énergie pour les résidents. Même si les coûts en capital élevés associés à la conversion des appareils de chauffage en chaudières à granulés de bois peuvent annuler les coûts moindres du combustible, il ressortait de l'étude que les gros clients commerciaux et institutionnels récupéreraient leur investissement sur de courtes périodes⁶¹.
- **Autres options de chauffage urbain** : Les PRM pourraient produire assez d'électricité pour répondre aux besoins de chauffage des locaux en hiver, comme l'indique la feuille de route des PRM au Canada. Un projet visant à mettre au point un PRM pour le chauffage urbain a récemment été lancé en Finlande⁶².

Transports

- **Véhicules zéro émission** : La transition aux VZE pose un défi pour les collectivités éloignées⁶³. Leur adoption pourrait être plus lente dans les collectivités situées dans les régions les plus froides du Canada et dans celles qui ne sont pas reliées à un réseau régional de plus grande envergure ou au réseau nord-américain. Une étude à Yellowknife a été menée sur un véhicule hybride rechargeable⁶⁴. Bien qu'elle ait fait état de problèmes liés à l'utilisation d'un véhicule hybride rechargeable par temps extrêmement froid⁶⁵, elle a conclu que ces véhicules sont viables pour le climat nordique s'ils sont munis d'une batterie convenant à la conduite en ville. L'étude a aussi relevé que les véhicules électriques dotés d'une batterie procurant une plus longue autonomie exigeraient que l'on mette en place un réseau de bornes de recharge rapide le long des routes des Territoires du Nord-Ouest. Une étude expérimentale plus récente a constaté une réduction d'environ 18,5 % de l'autonomie, et qu'il faut s'attendre à des complications liées à la charge des véhicules électriques en raison du froid⁶⁶.
- **Biocombustibles de prochaine génération et hydrogène** : D'autres options, comme les biocombustibles de prochaine génération et les piles à hydrogène, pourraient s'avérer utiles dans les régions où la densité énergétique est grande, notamment dans le transport routier des personnes et des marchandises, ainsi que dans le transport maritime et aérien.

Annexe A : Résumé des hypothèses relatives aux politiques climatiques nationales

Le chapitre « Scénarios et hypothèses » analyse les hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada prises en compte dans le scénario de l'évolution de la filière énergétique et le scénario de référence. Ce dernier se limite aux politiques actuelles, tandis que le premier suppose des actions politiques plus fortes avec le temps; ces actions prennent forme sensiblement au même rythme que les politiques mises en place dans le passé. Pour ce faire, ce scénario mise sur une série d'initiatives hypothétiques en matière de politiques qui tirent parti des celles déjà en place. Le tableau 1 décrit les critères qui motivent l'inclusion des politiques actuelles et de futures et hypothétiques politiques. Le tableau 2 dresse un bref portrait⁶⁷ de plusieurs politiques actuelles importantes. Le tableau 3 fait état des politiques futures envisagées dans le scénario Évolution.

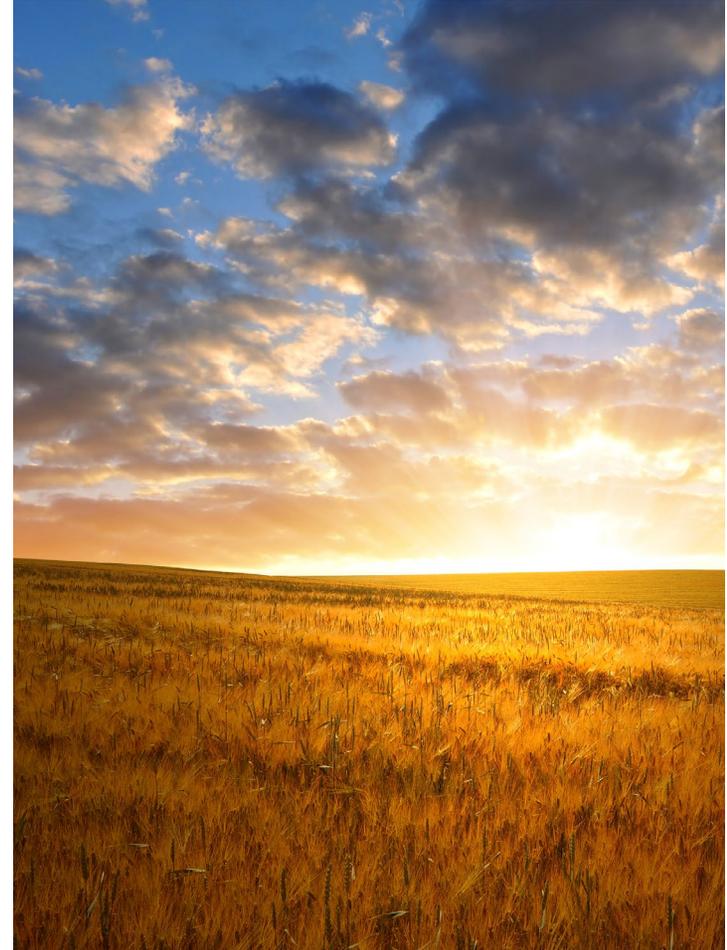


Tableau 1: Aperçu des politiques incluses

Critères d'inclusion des politiques actuelles dans le scénario de référence et le scénario Évolution

Le scénario de référence se limite aux politiques actuelles, tandis que le scénario Évolution se sert de ces mêmes politiques comme base pour faire des projections. La décision d'intégrer ou non une politique dans l'analyse a été prise en fonction des critères suivants :

- la politique a été rendue publique avant le 1^{er} août 2020;
- la politique est décrite de manière suffisamment détaillée pour en permettre la modélisation;
- les objectifs et les cibles, notamment à l'égard des engagements du Canada sur la scène internationale en matière de changements climatiques, ne sont pas explicitement modélisés, mais les politiques annoncées qui sont en place et qui visent l'atteinte de telles cibles sont incluses dans la modélisation et l'analyse.

Facteurs pris en compte dans l'hypothèse de politiques futures dans le scénario Évolution seulement

Le scénario Évolution comprend un ensemble hypothétique de politiques futures qui tiennent compte de plusieurs facteurs :

- Les politiques annoncées qui en sont en cours d'élaboration (comme celles faisant partie des scénarios « avec mesures supplémentaires » d'Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »)) sur les GES sont modélisées dans la mesure du possible. En général, leur inclusion exige que l'on ait recours à des hypothèses simplificatrices, car les règlements définitifs ne sont pas disponibles et on ne dispose pas d'assez d'information pour modéliser les politiques. Le scénario Évolution ne doit pas être considéré comme une analyse d'une politique ou d'un programme quelconque.
- Les types de politiques futures présumées reposent sur un précédent historique en matière de politiques climatiques antérieures mises en œuvre par divers ordres de gouvernement.
- Les hypothèses du scénario Évolution concernant les politiques se concrétisent avec le temps, plutôt que de tabler sur l'élaboration de grandes politiques à un moment quelconque.

Tableau 2: Principales politiques actuelles incluses dans le scénario de référence et le scénario Évolution

POLITIQUE	DESCRIPTION
<p>Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques</p>	<p>En décembre 2016, les premiers ministres du pays ont dévoilé le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, dans lequel sont décrites les actions qui contribueront à l'atteinte ou même au dépassement, par le Canada, de la cible en matière de changements climatiques, soit de ramener, d'ici 2030, les émissions de GES à un niveau inférieur de 30 % à ce qu'elles étaient en 2005. Au nombre des piliers du Cadre, on notera les suivants :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) la tarification de la pollution par le carbone; 2) l'ajout de mesures complémentaires pour réduire les émissions; 3) l'adaptation au climat et une plus grande résilience; 4) les technologies propres, l'innovation et les emplois. <p>Le Cadre décrit nombre de nouvelles mesures associées aux quatre piliers précités. Plusieurs éléments du Cadre sont en place et constituent une politique actuelle, comme cela est décrit dans le présent tableau.</p>
<p>Normes d'émissions des véhicules</p>	<p>Véhicules légers</p> <p>En 2014, le gouvernement fédéral a adopté la phase 2 du Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des camions légers, qui a resserré progressivement les normes relatives aux GES. Puisque ces normes sont harmonisées avec celles des États-Unis, il est tenu compte du récent assouplissement des normes américaines à partir de l'année modèle 2021.</p> <p>Véhicules lourds</p> <p>La phase 2 des normes relatives aux véhicules lourds, qui touchent les véhicules jusqu'à l'année modèle 2027 et sont plus contraignantes, sont prises en compte. Le règlement réduit les émissions de GES des véhicules lourds routiers au moyen de normes visant les constructeurs et les importateurs de ce type de véhicules, de moteurs et de remorques à l'état neuf.</p>
<p>Tarification de la pollution par le carbone</p>	<p>Le rapport Avenir énergétique 2020 tient compte des régimes provinciaux et territoriaux de tarification du carbone, de même que du filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone. À l'heure actuelle, la mise en place de régimes de tarification du carbone varie d'une province à l'autre; des renseignements détaillés à ce sujet sont disponibles auprès d'Environnement et Changement climatique Canada. Le prix du carbone pour les utilisateurs finaux de la plupart des provinces se situe à des niveaux comparables à ceux du filet de sécurité fédéral, soit 30 \$ CA la tonne en 2020, 40 \$ la tonne en 2021 et 50 \$ la tonne en 2022, seuil où il demeure pour le reste de la période de projection.</p> <p>En ce qui concerne les provinces qui ont adopté un programme de plafonnement et d'échange, comme le Québec et la Nouvelle-Écosse, le prix du carbone varie selon le marché, en fonction de l'offre et de la demande de droits d'émission. L'Avenir énergétique 2020 a là aussi recours, comme dans le cas des prix du pétrole brut et du gaz naturel, à des hypothèses simplificatrices. Le rapport suppose que le prix du carbone dans ces provinces se situera sous la barre du filet de sécurité fédéral au début des années 2020, qu'il atteindra 50 \$ la tonne en 2025 et qu'il demeurera à ce niveau jusqu'à la fin de la période.</p> <p>De nombreuses provinces, de même que le filet de sécurité fédéral, ont des programmes qui s'appliquent directement aux grands émetteurs industriels. Dans les provinces où ces régimes sont très détaillés et entièrement mis en œuvre, ils sont pris en compte dans l'Avenir énergétique 2020 comme des politiques actuelles. Voici quelques exemple.</p> <ul style="list-style-type: none"> → Cleanbc Program for Industry de la Colombie-Britannique, qui comprend le programme intitulé Cleanbc Industrial Incentive Program et le fonds Cleanbc Industry Fund. → L'Alberta a annoncé son intention de remplacer son programme actuel de tarification du carbone pour les grands émetteurs industriels par le programme Technology Innovation and Emissions Reduction (« TIER »). Les grands émetteurs doivent réduire l'intensité de leurs émissions par rapport à leurs niveaux historiques. Ils paient un prix sur le carbone s'ils ne parviennent pas à réduire l'intensité de leurs émissions comme prévu, et ils peuvent obtenir des crédits s'ils surpassent leur cible. → En 2018, la Saskatchewan a adopté sa propre réglementation pour les grands émetteurs industriels : la <i>Management and Reduction of Greenhouse Gases Act – Large Emitters Intensity Standards</i>. Comme en Alberta, les seuils sectoriels sont établis à partir des niveaux historiques d'intensité des émissions. La Saskatchewan met également au point son propre régime de compensation des émissions, qui devrait entrer en vigueur en 2020. → Le gouvernement fédéral a récemment approuvé le système de tarification fondé sur la production industrielle du Nouveau-Brunswick. → Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a adopté une loi en juin 2016 pour réglementer les émissions de GES attribuables aux installations industrielles de la province : la <i>Management of Greenhouse Gas Act</i>. Le plan prévoit une forme de tarification du carbone visant les sources d'émissions industrielles, les recettes ainsi dégagées devant servir au financement de technologies qui permettront de réduire les émissions. Les grands émetteurs industriels peuvent choisir entre un repère historique propre à une installation ou un repère établi à l'échelle de l'industrie. → Établi en vertu du règlement de l'Ontario intitulé <i>Normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre</i>, le Programme des normes de rendement à l'égard des émissions de la province vise les grands émetteurs, mais les plus petits émetteurs peuvent y souscrire.
<p>Plan conjoint canado-américain pour réduire les émissions de méthane dans le secteur du pétrole et du gaz</p>	<p>En mars 2016, le Canada et les États-Unis ont dévoilé un plan conjoint pour réduire les émissions de méthane de 40 à 45 % par rapport aux émissions de 2012 dans le secteur du pétrole et du gaz d'ici 2025.</p> <p>En mai 2017, le gouvernement fédéral a publié un document d'information technique qui présente en détail le projet de règlement devant permettre de respecter cet engagement. Le règlement visera les installations pétrolières et gazières servant à l'extraction, à la production, au traitement et au transport de pétrole brut ou de gaz naturel, y compris les pipelines. Les premières exigences fédérales entreront en vigueur en 2020 et les autres, en 2023.</p>
<p>Réglementation fédérale en vue de l'élimination progressive des centrales au charbon classiques d'ici 2030</p>	<p>En novembre 2016, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il modifierait la réglementation relative à la production d'électricité au moyen du charbon dans le but de s'assurer que toutes les centrales au charbon classiques soient progressivement éliminées d'ici 2030. L'Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse disposent de centrales visées par cette réglementation. Avant l'annonce, l'Alberta s'était déjà engagée à éliminer progressivement la pollution provenant des centrales au charbon d'ici 2030.</p>

POLITIQUE	DESCRIPTION
<p>Règlements sur les carburants renouvelables</p>	<p>Il existe diverses exigences concernant l'ajout de carburants renouvelables au Canada.</p> <p>Essence et diesel</p> <p>La réglementation fédérale exige que l'essence contienne en moyenne 5 % d'un mélange d'éthanol et le carburant diesel, un mélange de 2 % de biodiesel. Plusieurs provinces ont adopté des règlements sur les carburants renouvelables qui dépassent ces seuils. Voici les plus récents :</p> <ul style="list-style-type: none"> → Norme du Manitoba sur les biocarburants : À la fin de 2019, le Manitoba a annoncé qu'il porterait la teneur minimale en éthanol à 10 % et en biodiesel à 5 % en 2020. → Règlement de l'Ontario sur l'essence plus écologique : En 2020, les fournisseurs d'essence devront ajouter en moyenne 10 % d'éthanol dans l'essence. → Le plan Cleanbc de la Colombie-Britannique comprend l'élargissement de sa norme sur les carburants à faible teneur en carbone afin de réduire de 20 % l'intensité carbonique des carburants utilisés dans le transport d'ici 2030. <p>Normes fédérales sur les combustibles propres</p> <p>Le gouvernement fédéral s'affaire actuellement à rédiger la Norme sur les combustibles propres, qui vise à réduire l'intensité des émissions des combustibles liquides, gazeux et solides par un recours accru à</p> <p>des combustibles, des sources d'énergie et des technologies à faible intensité en carbone. En juin 2019, ECCC a rendu public le document intitulé <i>Norme sur les combustibles propres - Approche réglementaire proposée</i>. Le projet de règlement sur la Norme sur les combustibles propres pour la catégorie des combustibles liquides devrait être publié à l'automne 2020. Les règlements visant les combustibles gazeux et solides suivront.</p> <p>La Norme sur les combustibles propres n'a pas été prise en compte dans les scénarios de l'Avenir énergétique 2020, car la réglementation est toujours en préparation pour tous les types de combustibles. Le scénario Évolution comprend une norme hypothétique sur l'intensité des émissions qui prend en considération les détails préliminaires de cette norme qui sont disponibles.</p> <p>Gaz naturel</p> <p>Au cours des dernières années, le Québec et la Colombie-Britannique ont adopté des règlements sur le gaz naturel consommé dans ces provinces pour qu'il ait une teneur minimale en gaz naturel renouvelable.</p> <ul style="list-style-type: none"> → Mandat relatif au gaz renouvelable au Québec : Le Québec a récemment exigé que tout le gaz naturel consommé sur son territoire contienne au moins 5 % de gaz naturel renouvelable d'ici 2025. → Le plan Cleanbc de la Colombie-Britannique prévoit un seuil de 15 % de naturel renouvelable d'ici 2030.
<p>Programmes et réglementation sur l'efficacité énergétique</p>	<p>Fédéral</p> <ul style="list-style-type: none"> → En juin 2019, la modification 16 au Règlement sur l'efficacité énergétique a été publiée. → Initiative visant à rendre le gouvernement fédéral plus écologique : Le gouvernement fédéral a annoncé en novembre 2016 qu'il poserait des gestes pour réduire ses propres émissions de GES. À cette fin, il procédera à la réparation et à la modernisation d'immeubles, afin de réduire la quantité d'énergie qu'ils consomment, en plus d'investir dans son parc de véhicules pour y faire davantage de place aux véhicules électriques, notamment hybrides. → Autres programmes d'efficacité énergétique, d'innovation ou de réduction des émissions : Parmi les exemples, citons le Programme d'innovation énergétique, le Programme à l'intention des gestionnaires de l'énergie et le Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone de Ressources naturelles Canada. <p>Provinces</p> <ul style="list-style-type: none"> → Saskatchewan – Normes d'efficacité énergétique pour les bâtiments : En 2019, la Saskatchewan a adopté le Code national du bâtiment du Canada (pour les bâtiments résidentiels et les petits bâtiments commerciaux) et le Code national de l'énergie du Canada (pour les grands bâtiments). → Loi sur la Société pour l'efficacité énergétique au Manitoba : Le Manitoba a récemment créé Efficacité Manitoba, une nouvelle société d'État qui a pour seule mission de veiller à ce que la province atteigne son objectif de réduire de 22,5 % la demande intérieure d'électricité et de 11,25 % la demande intérieure de gaz naturel au cours des 15 prochaines années. Lorsqu'elle sera entièrement établie, Efficacité Manitoba prendra la relève de Manitoba Hydro pour ce qui est d'offrir aux consommateurs des remises, d'autres mesures incitatives et des programmes d'éducation. Les remises et mesures incitatives actuelles offertes par Manitoba Hydro ou Efficacité Manitoba sont prises en compte dans les scénarios de l'Avenir énergétique 2020. <ul style="list-style-type: none"> → En 2019, l'Ontario a modifié ses codes du bâtiment pour les harmoniser avec les codes nationaux de 2015. → Le cadre actuel de gestion de la demande (en anglais) de l'Ontario arrive à échéance à la fin de 2020. Le scénario Évolution suppose qu'un nouveau cadre lui succédera. → Le Québec offre actuellement diverses remises et mesures incitatives dans le cadre de son programme Chauffez vert dont le but de favoriser l'adoption d'appareils ménagers écoénergétiques. → Nouveau-Brunswick – Programme provincial d'amélioration du rendement énergétique et d'énergie renouvelable : Ce programme offre diverses remises à l'achat d'appareils ménagers plus écoénergétiques. → Nouvelle-Écosse – Dans le cadre du programme Efficiencycns, la province offre des remises à l'achat d'appareils ménagers écoénergétiques, comme les thermopompes, les systèmes de chauffage à la biomasse, les systèmes solaires et les systèmes de chauffage de l'eau. → Terre-Neuve-et-Labrador – Programmes d'efficacité énergétique : Ils comprennent un programme d'économies d'énergie domiciliaire, un programme de remise sur les thermopompes et des remises pour le secteur commercial. → Île-du-Prince-Édouard – EfficiencyPEI : Dans le cadre du programme EfficiencyPEI, la province offre divers remises à l'achat d'appareils ménagers écoénergétiques, comme les thermopompes, les systèmes de chauffage à la biomasse et les systèmes de chauffage écoénergétiques. → Yukon, Nunavut et Territoires du Nord-Ouest – Mesures incitatives et remises : Les trois territoires offrent des mesures incitatives et des remises pour améliorer l'efficacité énergétique.
<p>Programme ARDEC Nord</p>	<p>En 2016, le gouvernement fédéral a instauré l'Approche responsable pour le développement énergétique des collectivités du Nord, qui vise à réduire la consommation de diesel pour produire de la chaleur et de l'électricité.</p>
<p>Soutien aux véhicules électriques</p>	<p>Un grand nombre de provinces ont instauré des politiques et des initiatives de soutien aux véhicules à faibles émissions ou à zéro émission (« VZE »), notamment le mandat du Québec et la loi de la Colombie-Britannique à ce sujet.</p> <p>Au nombre des mesures prises par le gouvernement fédéral se trouvent les subventions pour les véhicules électriques et l'appui à une infrastructure de bornes de recharge par l'entremise du Programme d'infrastructure pour les véhicules à émission zéro. Ces initiatives font partie des politiques actuelles.</p>
<p>Production d'électricité à partir de ressources renouvelables</p>	<p>De nombreuses sociétés de services publics, ainsi que des gouvernements provinciaux et territoriaux, posent des gestes pour accroître la production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables. Les perspectives d'augmentation de la capacité électrique de l'Avenir énergétique 2020 concordent généralement avec les plans et les attentes à court et à moyen terme des sociétés de services publics, des gouvernements et des exploitants de réseaux.</p>

Tableau 3: Aperçu des futures politiques envisagées dans le scénario Évolution

POLITIQUE	DESCRIPTION	
<p>Hausse de la tarification du carbone</p>	<p>Le scénario Évolution suppose que les prix du carbone continueront d'augmenter après 2022. Le prix est majoré pour atteindre 60 \$ (en dollars canadiens de 2019) en 2030, 75 \$ en 2040 et 125 \$ en 2050. À l'heure actuelle, les régimes de tarification du carbone au Canada sont diversifiés. La hausse du prix dans le scénario Évolution devrait être considérée comme hypothétique, et ce scénario ne devrait pas être vu comme une analyse d'un régime de tarification du carbone en particulier.</p> <p>Les recettes tirées de cette tarification sont redistribuées dans l'économie. Les crédits accordés aux grands émetteurs diminuent au cours de la période de projection. En moyenne, les émetteurs des grands secteurs d'activité à forte intensité énergétique soumis à des échanges commerciaux paient 50 % des coûts du carbone en 2040 et 75 % en 2050.</p>	
<p>Norme sur les combustibles à faible teneur en carbone/ Norme sur les combustibles propres :</p>	<p>Le scénario Évolution prend en compte une norme nationale sur les combustibles propres ou à faibles émissions de carbone visant à réduire l'intensité des émissions des combustibles pendant tout leur cycle de vie. Les cibles et la structure sont généralement conformes à la démarche décrite dans le projet <i>Norme sur les combustibles propres : approche réglementaire proposée pour les combustibles liquides</i>. Il faut se rappeler que les normes sur les combustibles propres ne sont pas définitives; d'autres renseignements sont nécessaires pour qu'il soit possible de modéliser la politique. De ce fait, les projections de l'Avenir énergétique 2020 ne devraient pas être considérées comme une analyse de la norme en question ni comme celle d'une autre initiative politique. Par ailleurs, cette norme n'est proposée que jusqu'en 2030. Dans le scénario Évolution, nous extrapolons les réductions au-delà de 2030, ce qui, encore une fois, doit être vu comme hypothétique.</p> <p>Catégorie des combustibles liquides</p> <ul style="list-style-type: none"> → Cible : Réduction de l'intensité moyenne des émissions de 10 % d'ici 2030, de 20 % d'ici 2040 et de 30 % d'ici 2050 par rapport au seuil de référence des combustibles fossiles. → Selon l'approche réglementaire proposée pour la Norme sur les combustibles propres, l'intensité des émissions pendant tout le cycle de vie des produits pétroliers (essence, diesel, carburacteur, etc.) sera réduite d'environ 13 % d'ici 2030. Le scénario Évolution vise une réduction supplémentaire de 10 % en moyenne jusqu'en 2030 et extrapole <p>Catégories des combustibles gazeux et solides</p> <ul style="list-style-type: none"> → Au moment de l'analyse, la Norme sur les combustibles propres ne fixait aucun objectif de réduction de l'intensité des émissions pour ces catégories, outre une réduction générale des GES de 30 Mt d'ici 2030 pour l'ensemble des combustibles. → Le scénario Évolution table sur une réduction de l'intensité des émissions gazeuses de 2,5 % en 2030, puis de 6 % en 2040 et de 10 % en 2050. Pour y arriver, on mise sur l'ajout de gaz naturel renouvelable dans le gaz naturel. → Dans le cas des combustibles solides, nous ne posons aucune hypothèse d'objectif de réduction de l'intensité. L'accent est plutôt mis sur l'élimination progressive de l'utilisation du charbon dans la production d'électricité jusqu'en 2030 et sur celle du charbon à des fins industrielles au cours des dernières décennies de la période de projection. 	
<p>Réglementation visant l'efficacité énergétique :</p>	<p>Le Canada a une longue histoire d'amélioration de l'efficacité énergétique par le recours à des normes, des règlements et des politiques. Le scénario Évolution poursuit dans cette veine, plus précisément ainsi :</p> <ul style="list-style-type: none"> → La modification 17 du <i>Règlement sur l'efficacité énergétique</i> du Canada est actuellement à l'étape de la consultation préalable; il en est tenu compte dans le scénario Évolution. → Après 2030, l'économie de carburant des véhicules légers continue de s'améliorer, à un rythme d'environ 1 % par année. → Des codes du bâtiment visant une consommation énergétique nette zéro sont en préparation. Le scénario Évolution suppose que les provinces et les territoires les adopteront graduellement, ce qui se traduira par une plus grande efficacité de l'enveloppe des bâtiments, ainsi que des technologies pour le chauffage et le refroidissement. 	
<p>Normes sur les véhicules zéro émission</p>	<p>L'adoption des véhicules à faibles émissions ou à zéro émission dans le scénario Évolution repose sur la technologie, les choix des consommateurs et les politiques. Dans ce scénario, on mise sur l'instauration d'une exigence concernant les VZE qui fixe des seuils nationaux de 5 % des ventes d'ici 2030, de 25 % d'ici 2040 et de 50 % d'ici 2050.</p> <p>Pour divers facteurs qui influent sur l'adoption des VZE, l'évolution varie selon les provinces, certaines ayant des seuils supérieurs ou inférieurs au seuil national minimal. Les seuils provinciaux reposent sur des politiques économiques ou provinciales qui dépassent ces minimums. Voir la section « Vers un bilan zéro » pour une analyse sur la plus grande pénétration des VZE.</p>	
<p>Soutien aux technologies et infrastructures énergétiques propres</p>	<p>La transition énergétique continue dépeinte dans le scénario Évolution exige des progrès considérables sur les plans de la technologie et de l'infrastructure. Dans le passé, les gouvernements ont joué des rôles de premier ordre, en concertation avec des industries, des organismes de réglementation et d'autres acteurs de ces secteurs.</p> <p>Cette tendance se poursuit dans le scénario Évolution, qui suppose que l'infrastructure gouvernementale et le développement technologique sont les principaux agents du déploiement de nouvelles technologies énergétiques, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> → déploiement d'une infrastructure de recharge de véhicules électriques qui tient compte du nombre croissant de VZE dans le scénario Évolution; → transport accru d'électricité; → aide accrue pour le développement et le déploiement du captage, utilisation et stockage de CO₂; → soutien aux technologies dont les applications commerciales sont limitées à l'heure actuelle, pour favoriser une plus grande adoption de celles-ci entre 2035 et 2050. Exemples : thermopompes au gaz naturel à haute efficacité pour les bâtiments, piles à hydrogène pour les véhicules lourds et l'industrie, stockage d'électricité à grande échelle dans des batteries, électrification et amélioration de l'efficacité dans le secteur industriel et réduction de l'intensité des émissions de la production pétrolière et gazière. 	

Notes de bas de page

Sommaire

- 1 Dans ce contexte, les « mesures » sont orientées par l'accroissement des politiques, tout en tenant compte des décisions d'ordre comportemental des consommateurs et des entreprises.
- 2 Bataille, C., Sawyer, D., & Melton, N. (2015). Pathways to deep decarbonization in Canada. SDSN-IDDRI. Projet Trottier pour l'avenir énergétique. (2016). Défis et opportunités pour le Canada : *Transformations pour une réduction majeure des émissions de GES*; Projet Trottier pour l'avenir énergétique; Vaillancourt, K., Bahn, O., Frenette, E. et Sigvaldason, O. (2017). (en anglais seulement) *Exploring deep decarbonization pathways to 2050 for Canada using an optimization energy model framework*. Applied Energy, 195, 774 à 785.

Offre et demande énergétiques à l'heure de la pandémie : incidences de la COVID-19

- 3 Leach, A., N. Rivers, et B. Schaffer. « Canadian electricity markets during the COVID-19 pandemic: An initial assessment. » Canadian Public Policy (2020). Voir la série *Aperçu du marché* de la Régie pour de plus amples renseignements sur les tendances en matière d'électricité en Ontario et en Alberta.
- 4 Ces provinces ont été retenues en raison de la disponibilité de données en temps réel.

Scénarios et hypothèses

- 5 Dans ce contexte, les « mesures » sont orientées par l'accroissement des politiques, tout en tenant compte des décisions d'ordre comportemental des consommateurs et des entreprises.
- 6 Par exemple, la Norme sur les combustibles propres a fait l'objet d'une annonce, mais elle n'est pas incluse puisque le règlement à ce sujet est en cours de rédaction.
- 7 À titre indicatif seulement. Dans l'analyse de l'Avenir énergétique 2020, les prix du carbone sont modélisés en fonction des régimes provinciaux et territoriaux, dont beaucoup diffèrent du système de filet de sécurité fédéral. Le prix de ce dernier comprend la majoration annoncée à 50 \$/tonne d'ici 2022, en termes nominaux. Pour le reste de la période de projection du scénario de référence, ce prix demeure constant, et le prix ajusté en fonction de l'inflation diminue selon le taux d'inflation.
- 8 Des données complètes sur les hypothèses de prix de référence sont disponibles dans les annexes des données qui accompagnent le présent rapport; elles sont décrites dans la section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique ».
- 9 Dans le cas de Trans Mountain, la partie de la capacité pipelinière qui sert habituellement à transporter des produits pétroliers raffinés, soit 50 kb/j, a été retirée de la capacité disponible. De même, un bloc de 50 kb/j a été supprimé de la capacité future du projet de Trans Mountain.
- 10 Le facteur de charge est la puissance réelle fournie par une génératrice pendant une période donnée, divisée par la puissance maximale pouvant être atteinte pendant cette période.

- 11 Les limites de la fourchette indiquée pour les coûts des énergies solaire et éolienne correspondent à plus ou moins 20 % des coûts en capital, afin de tenir compte de la variabilité des diverses estimations des coûts actuels et futurs. Les coûts et les caractéristiques de rendement peuvent varier selon les régions et les périodes. Les limites de la fourchette indiquée pour les coûts actualisés tiennent compte de la variation des coûts en capital illustrée, de la fourchette des autres coûts et des facteurs de charge indiqués dans le tableau A.2, de même que des limites inférieures et supérieures des coûts de financement.

Résultats

- 12 Les projections ont été finalisées en août 2020; les valeurs pour 2020 sont donc des estimations.
- 13 Sur une base d'équivalence énergétique, un véhicule électrique consomme moins d'énergie qu'un véhicule classique pour se rendre du point A au point B. À mesure que s'accroîtra la part de marché des véhicules électriques, la demande d'essence diminuera, mais de façon plus notable que l'augmentation de la demande d'électricité, ce qui donnera lieu à une réduction nette. De plus amples renseignements au sujet de l'efficacité énergétique des véhicules électriques sont fournis dans l'article *Aperçu du marché* de la Régie intitulé *Coût actualisé de la conduite des véhicules électriques et des véhicules classiques*.
- 14 Les Annexes de données de l'Avenir énergétique 2020 fournissent un complément d'information sur le potentiel ultime et les réserves restantes du Canada.
- 15 Pour de plus amples renseignements, voir les publications intitulées *Approvisionnement de pétrole brut dans l'Ouest canadien, marchés et capacité pipelinière et Optimisation des capacités pipelinière et ferroviaire pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien – Avis au ministre des Ressources naturelles*.

- ¹⁶ Dans le cas de Trans Mountain, la partie de la capacité pipelinère qui sert habituellement à transporter des produits pétroliers raffinés, soit 50 kb/j, a été retirée de la capacité disponible. De même, un bloc de 50 kb/j a été supprimé de la capacité future du projet de Trans Mountain.
- ¹⁷ Association pour l'investissement responsable, *Rapport de tendances de l'investissement responsable canadien 2018*, p. 12, Octobre 2018.
- ¹⁸ IPIECA, Oil and Gas Industry Guidance on Voluntary Sustainability Reporting, 8.
- ¹⁹ La valeur indiquée pour la demande de gaz naturel est inférieure à celle précisée pour la demande primaire de gaz naturel présentée plus haut, parce qu'elle ne comprend pas le gaz naturel non commercialisé qui est utilisé directement par ceux qui le produisent. Il peut par exemple s'agir du gaz brûlé à la torche ou du gaz naturel produit et consommé par les producteurs de sables bitumineux in situ ou encore pour la production pétrolière extracôtière.
- ²⁰ Les exportations nettes correspondent aux exportations moins les importations. Des baisses d'exportations nettes ne signifient pas nécessairement qu'il y a une diminution des exportations.
- ²¹ Association pour l'investissement responsable, *Rapport de tendances de l'investissement responsable canadien 2018*, p. 12, Octobre 2018.
- ²² IPIECA, Oil and Gas Industry Guidance on Voluntary Sustainability Reporting, 8.

- ²³ Les parts des énergies renouvelables et du nucléaire correspondent à la production totale d'électricité, y compris la cogénération.
- ²⁴ De 2010 à 2019, les exportations nettes annuelles moyennes ont été de 49 TWh, variant de 25 à 64 TWh.
- ²⁵ Les ensembles de données sont accessibles à partir du portail Gouvernement ouvert du gouvernement du Canada.
- ²⁶ Selon la définition donnée dans le rapport d'inventaire national d'ÉCCC, les émissions liées à l'énergie comprennent les sources de combustion fixes, le transport, les sources fugitives et le transport et le stockage de CO₂.

Vers un bilan zéro

- ²⁷ Alliance pour l'ambition climatique : Les pays renouvellent leur dynamique pour intensifier l'action en 2020 et atteindre zéro émission nettes de CO₂ en 2050.
- ²⁸ Le gouvernement du Canada publie des projections d'émissions qui montrent une progression vers la cible climatique.
- ²⁹ Rogelj et al. (2015) examine le caractère approprié d'utiliser les objectifs de zéro émission nettes de GES comme repères pour l'atteinte des cibles de températures mondiales.
- ³⁰ Davis et al. (2018) examine ce qu'il faudrait faire pour décarboniser la filière énergétique.
- ³¹ Davis et al. (2018) propose une analyse récente des méthodes de gestion du carbone.
- ³² Ces niveaux de réduction sont fournis à titre indicatif et reflètent les cibles gouvernementales existantes (30 % sous 2005), ainsi que les niveaux de réduction (60 % et 90 %) mentionnés dans diverses études sur les réductions profondes des émissions, comme le Projet Trottier pour l'avenir énergétique (2016), le Canadian Deep Decarbonization Pathway Project (2015) et les Perspectives énergétiques canadiennes 2018 – Horizon 2050 (2018). La stratégie canadienne de développement à faible émission de gaz à effet de serre à long terme pour le milieu du siècle examine une voie de réduction des émissions qui correspond à une diminution nette des émissions de 80 % par rapport aux niveaux de 2005.
- ³³ (Projet Trottier pour l'avenir énergétique, 2016) Le projet Trottier pour l'avenir énergétique (2016) a révélé que des initiatives en matière d'économie d'énergie peuvent éliminer une grande partie de la demande future pour le chauffage des bâtiments commerciaux.
- ³⁴ Pour de plus amples renseignements, voir Bataille, Sawyer et Melton (2015), Projet Trottier pour l'avenir énergétique (2016) et Vaillancourt, Bahn, Frenette et Sigvaldason (2017).

Transport routier des passagers

- ³⁵ Voir par exemple N. Rivers et B. Schaufele (2015), « Saliency of carbon taxes in the gasoline market », *Journal of Environmental Economics and Management*. Volume 74; J.T. Bernard et M. Kichian (2019), « The long and short run effects of British Columbia carbon tax on diesel demand », *Energy Policy*. Volume 131.
- ³⁶ Bloomberg New Energy Finance s'attend à ce que le coût des batteries s'établisse à 100 \$/kWh en 2024.
- ³⁷ MIT Energy Initiative. 2019. Insights into Future Mobility.
- ³⁸ En se fondant sur les données actuelles relatives à la dégradation des batteries, ainsi que sur le faible niveau d'entretien et de réparation requis par les véhicules électriques, nous posons comme hypothèse que ces derniers auront une durée de vie plus longue.
- ³⁹ Aux fins de l'étude du secteur du transport des passagers, les véhicules pris en compte sont ceux qui pèsent moins de 4 500 kg, appelés véhicules légers. Le taux de croissance annuel historique du parc de véhicules de 2002 à 2018 a été de 1,74 %; nous projetons un taux légèrement inférieur à 1,4 %.

Sables bitumineux

- ⁴⁰ Bitume mélangé à un diluant.
- ⁴¹ Voir la figure 2-25 du plus récent rapport d'inventaire national d'ECCC.
- ⁴² Par exemple, le « scénario de développement durable » de l'Agence internationale de l'énergie, paru dans *World Energy Outlook*, mise sur un prix du pétrole brut plus bas que dans les scénarios comportant moins de mesures politiques et une demande de pétrole brut plus forte.
- ⁴³ Feuille de route des PRM au Canada.

Collectivités éloignées et du Nord

- ⁴⁴ Ressources naturelles Canada, Base de données sur l'énergie dans les collectivités éloignées.
- ⁴⁵ Par camion (route toute l'année ou route d'hiver), bateau, barge ou même avion.
- ⁴⁶ Knowles, J. (2016). *Power Shift: Electricity for Canada's Remote Communities*. Conference Board du Canada.
- ⁴⁷ Heerema, D. and Lovekin, D. (2019). *Power Shift in Remote Indigenous Communities*. The Pembina Institute.

- ⁴⁸ Les DFC correspondent au nombre de degrés Celsius (°C) où la température moyenne quotidienne est inférieure à 18°C. Les DFC à Iqaluit, au Nunavut, ont été en moyenne de 10 282 entre 1976 et 2005. En revanche, à Montréal et à Toronto, ils ont été en moyenne de 4 349 et 3 762, respectivement. À Vancouver, l'une des villes les plus chaudes au Canada, ils se sont établis en moyenne à 2 776. Ces données proviennent de l'Atlas climatique du Canada du Prairie Climate Centre.
- ⁴⁹ Moorhouse, J., Lovekin, D., Morales, V., et Salek, B. (2020). Diesel Reduction Progress in Remote Communities: Research Summary (p. 1). The Pembina Institute.
- ⁵⁰ RNCAN (2017). « La mine de diamant Diavik – Territoires du Nord-Ouest ».
- ⁵¹ RNCAN (2020). « Réduire l'emploi du diesel dans les collectivités rurales et éloignées ».

- ⁵² Gouvernement du Canada (2019). « Le Canada lance une initiative pour réduire la dépendance au diesel des collectivités autochtones éloignées.
- ⁵³ Moorhouse, J., Lovekin, D., Morales, V., and B. Salek (2020) *Diesel Reduction Progress in Remote Communities: Modelling approach and methodology*. The Pembina Institute.
- ⁵⁴ RNCAN (2018). [Feuille de route des petits réacteurs modulaires \(PRM\) canadiens](#).
- ⁵⁵ Des raccordements au réseau ont déjà été réalisés à Pikangikum, en Ontario (2018), et à Jasper, en Alberta (2019). Hydro-Québec projette de raccorder les Îles de la Madeleine au moyen d'un câble sous-marin d'ici 2025. Ce projet desservirait 6 600 clients et éliminerait chaque année la consommation de 40 millions de litres de mazout pour produire de l'électricité.
- ⁵⁶ Knowles, J. (2016). *Power Shift: Electricity for Canada's Remote Communities* (p. 22 et 23). Conference Board du Canada.
- ⁵⁷ Moorhouse, J., Lovekin, D., Morales, V., et Salek, B. (2020). *Diesel Reduction Progress in Remote Communities: Modelling approach and methodology*. The Pembina Institute.
- ⁵⁸ RNCAN (2018). « Intégration des énergies renouvelables dans les collectivités éloignées : Résumé des considérations relatives à la fiabilité électrique.
- ⁵⁹ Moorhouse, J., Lovekin, D., Morales, V., and B. Salek (2020) *Diesel Reduction Progress in Remote Communities: Modelling approach and methodology* (p. 3). The Pembina Institute.
- ⁶⁰ Arctic Energy Alliance (2010). « NWT Community Wood Pellet District Heating Study ».
- ⁶¹ Arctic Energy Alliance (2012). « Inuvik Wood Pellet Infrastructure Study ».
- ⁶² World Nuclear News (24 février 2020). « Finnish firm launches SMR district heating project ».
- ⁶³ Il est plus courant de posséder un véhicule motorisé dans les collectivités munies de routes accessibles toute l'année, mais dans les quelque 140 collectivités qui n'en n'ont pas, le nombre de propriétaires de véhicules privés peut être très faible.
- ⁶⁴ Arctic Energy Alliance (2016). « Electric Vehicle Study: Chevrolet Volt Plug-in Hybrid Electric Vehicle 2015-16 ».
- ⁶⁵ Ces problèmes comprennent la réduction de l'autonomie, l'entretien fréquent de la batterie par temps extrêmement froid, l'affaiblissement du chargeur et l'incapacité de démarrer avec une batterie auxiliaire froide.
- ⁶⁶ Norwegian Automobile Foundation (2020). « 20 popular EVs tested in Norwegian winter conditions ».

Annexe A : Résumé des hypothèses relatives aux politiques climatiques nationales

- ⁶⁷ Pour un examen approfondi des mesures prises par le Canada concernant les changements climatiques, voir le [Quatrième rapport biennal sur les changements climatiques](#) d'Environnement et Changement climatique Canada.

Explorer les données liées à l'avenir énergétique

Ensembles de données liés à l'Avenir énergétique 2020 :

- **Données des figures :**
Télécharger les données des figures de l'Avenir énergétique 2020.
- **Annexe des données :**
[L'annexe des données de l'Avenir énergétique](#) renferme des tableaux pouvant être téléchargés et personnalisés selon la variable (déterminants macroéconomiques, demande pour utilisation finale, production de pétrole brut, etc.) et selon l'année de la publication.
- **Fichiers lisibles par machine :**
Vous voulez télécharger toutes les données du rapport Avenir énergétique 2020 en une seule fois? Elles sont disponibles sur le site du [gouvernement ouvert](#).

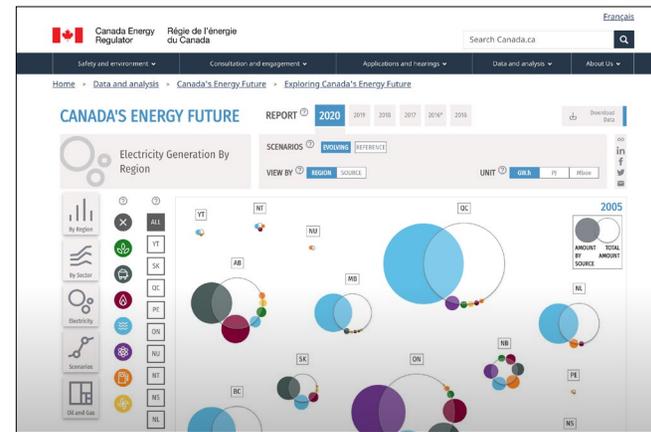
Suppléments Avenir énergétique du Canada

- Plongez dans les projections grâce aux ensembles de données détaillées, dont des projections mensuelles.

Aperçu d'AE2020 | Demande d'électricité | Demande | Pétrole classique | Gaz naturel | Liquides de gaz naturel | Sables bitumineux

Visualisation de données interactive – Explorer l'avenir énergétique du Canada

Il est possible d'explorer l'avenir énergétique du Canada grâce à un outil interactif permettant de visualiser, de télécharger et de transmettre les données sur lesquelles sont fondées les perspectives à long terme en matière d'énergie.



Ressources pour les étudiants

En partenariat avec Ingenium, la Régie de l'énergie du Canada a mis au point des activités d'apprentissage sur la base des prévisions de la demande et de l'offre d'énergie au Canada.

Les activités d'apprentissage, qui visent les étudiants, invitent ceux-ci et leurs enseignants à explorer l'écosystème énergétique canadien à l'aide d'un outil interactif. Cet outil permet aux utilisateurs de jeter un regard vers l'avenir pour voir ce qui pourrait attendre le Canada en matière d'énergie à long terme. Il est possible de consulter le [matériel et les ressources](#).

Science des données au moyen des données ouvertes

Le cours *Introduction à la science des données*, conçu en collaboration avec Fireside Analytics dans l'environnement RStudio, se fonde sur les données ouvertes de la Régie. Les apprenants y mettent en pratique les connaissances acquises au moyen de visualisations et d'analyses des données ouvertes de la série sur l'avenir énergétique, tout en se familiarisant avec le jargon de la science des données. Il s'agit d'un cours d'initiation à la programmation informatique et à la science des données.

Au sujet de la Régie de l'énergie du Canada

La Régie de l'énergie du Canada est à l'œuvre afin d'assurer l'acheminement de l'énergie en toute sécurité partout au pays. Elle fait l'examen des projets de mise en valeur des ressources énergétiques et diffuse de l'information sur l'énergie. Nous faisons appliquer des normes de sécurité et environnementales comptant parmi les plus strictes au monde de manière à respecter les engagements du gouvernement du Canada à l'égard des droits des peuples autochtones du Canada. La Régie réglemente les secteurs suivants :

- Oléoducs et gazoducs – Construction, exploitation et cessation d'exploitation des pipelines internationaux et interprovinciaux et droits et tarifs connexes.
- Transport de l'électricité – Construction et exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées.
- Importations, exportations et marchés énergétiques – Importations et exportations de certains produits énergétiques; surveillance de divers aspects de l'offre et de la demande, de la production, de la mise en valeur et du commerce de l'énergie.
- Exploration et production – Activités d'exploration et de production pétrolières et gazières dans les zones extracôtières et les régions pionnières qui ne sont visées par aucun accord.
- Énergies renouvelables extracôtières – Projets d'énergie renouvelable extracôtière et lignes de transport d'électricité extracôtières.

Le programme d'information sur l'énergie est l'une des quatre responsabilités essentielles de la Régie. Nous recueillons, surveillons, analysons et publions des renseignements fondés sur les données portant sur les marchés et la demande énergétiques, les sources d'énergie, ainsi que la sécurité et la sûreté des pipelines et des lignes internationales de transport d'électricité. À l'aide d'outils interactifs, tels que cartes et visualisations, nous transformons des données complexes sur les pipelines et les marchés énergétiques en informations conviviales et accessibles.

Notre engagement :

- Les Canadiens consultent et utilisent l'information sur l'énergie pour se renseigner, faire des recherches et prendre des décisions.
- Les Canadiens ont accès à des renseignements propres aux collectivités sur les pipelines, les lignes de transport d'électricité et les autres infrastructures énergétiques réglementés par la Régie.
- Une collaboration élargie et approfondie avec les parties prenantes et les partenaires a une incidence sur l'information sur l'énergie de la Régie.



À propos du présent rapport

La responsabilité essentielle de l'information sur l'énergie de la Régie est étroitement liée à son mandat et à ses fonctions réglementaires, définis dans la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, qui comprennent la prestation de conseils et la production de rapports sur l'énergie. En outre, la Régie réglemente, en vertu de la partie 7 de cette loi, les exportations et les importations de gaz naturel ainsi que les exportations de liquides de gaz naturel, de pétrole brut, de produits pétroliers et d'électricité. Cette loi exige également que la Régie s'assure que si les exportations pétrolières et gazières sont approuvées, elles représentent un excédent par rapport aux besoins du Canada. La surveillance des marchés de l'énergie de la Régie et ses évaluations des besoins et des tendances énergétiques au Canada contribuent à ce qu'elle s'acquitte de ses responsabilités de réglementation. Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2020 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050*, s'inscrit dans la lignée des documents produits antérieurement sur l'avenir énergétique et présente des projections tendancielle à long terme.

Comment citer le produit :

Régie de l'énergie du Canada. Avenir énergétique du Canada en 2020 – offre et demande énergétiques à l'horizon 2050.

Dol : <http://doi.org/10.35002/98w3-rd49>

L'Avenir énergétique 2020 a été préparé par le personnel technique de la Régie sous la direction de :

Bryce van Sluys

Directeur, perspectives énergétiques
Bryce.vanSluys@cer-rec.gc.ca

Matthew Hansen

Spécialiste technique principal – Avenir énergétique
Matthew.Hansen@cer-rec.gc.ca

Andrea Oslanski

Chef de projet – Avenir énergétique
Andrea.Oslanski@cer-rec.gc.ca

Prière d'adresser toute question précise au sujet de l'information présentée dans le rapport à l'une ou l'autre des personnes indiquées ci-après :

Principaux déterminants et macroéconomie

Matthew Hansen
Matthew.Hansen@cer-rec.gc.ca

Lukas Hansen
Lukas.Hansen@cer-rec.gc.ca

Demande d'énergie

Lukas Hansen
Lukas.Hansen@cer-rec.gc.ca

Matthew Hansen
Matthew.Hansen@cer-rec.gc.ca

Pétrole brut

Peter Budgell
Peter.Budgell@cer-rec.gc.ca

Grant Moss
Grant.Moss@cer-rec.gc.ca

Gaz naturel et liquides de gaz naturel

Melanie Stogran
Melanie.Stogran@cer-rec.gc.ca

Électricité

Michael Nadew
Michael.Nadew@cer-rec.gc.ca

Mantaj Hundal
Mantaj.Hundal@cer-rec.gc.ca

Charbon

Lukas Hansen
Lukas.Hansen@cer-rec.gc.ca

Politique sur les changements climatiques

Lukas Hansen
Lukas.Hansen@cer-rec.gc.ca

Matthew Hansen
Matthew.Hansen@cer-rec.gc.ca

Aaron Hoyle
Aaron.Hoyle@cer-rec.gc.ca

Incidences de la COVID-19

Mike Johnson
Mike.Johnson@cer-rec.gc.ca

Questions d'ordre général

avenirenergetique@rec-cer.gc.ca

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant la Régie peut le déposer à cette fin, au même titre que tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

