

2021



Régie de l'énergie  
du Canada

Canada Energy  
Regulator

Avenir énergétique du Canada en 2021

Canada

## 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](mailto:info@cer-rec.gc.ca)

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par la Régie de l'énergie du Canada 2021

Avenir énergétique du Canada en 2021 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050

PDF : NE2-12F-PDF

Papier : NE2-12F

ISSN 2562-0703 (version imprimée)

ISSN 2292-1729 (version électronique)

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.

## 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](mailto:info@cer-rec.gc.ca)

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the Canada Energy Regulator 2021

Canada's Energy Future 2021: Energy Supply and Demand Projections to 2050

PDF: NE2-12E-PDF

Paper: NE2-12E

ISSN 2562-069X (Print)

ISSN 2292-1710 (Electronic)

Key title: Canada's Energy Future

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

# Table des matières

<b>Introduction .....</b>	<b>ii</b>	<b>Vers un bilan zéro – Scénarios relatifs à l'électricité .....</b>	<b>62</b>
<b>Sommaire .....</b>	<b>1</b>	Pourquoi cibler le secteur de l'électricité?.....	63
Aperçu et mise en contexte.....	1	Méthodes et hypothèses.....	64
Grandes conclusions.....	4	<b>Résultats.....</b>	<b>68</b>
<b>Scénarios et hypothèses.....</b>	<b>18</b>	Approvisionnement en électricité selon le scénario de zéro émission nette de base.....	68
Prémisse des scénarios .....	18	Approvisionnement en électricité dans d'autres scénarios.....	73
<b>Principales hypothèses .....</b>	<b>21</b>	Intensité des émissions de GES du secteur de l'électricité au Canada.....	78
Politique canadienne en matière de climat .....	21	<b>Explorer les données liées à l'avenir énergétique .....</b>	<b>79</b>
Technologies .....	25	<b>Au sujet de la Régie de l'énergie du Canada.....</b>	<b>80</b>
Marchés du pétrole brut et du gaz naturel.....	27	<b>À propos du présent rapport .....</b>	<b>81</b>
Électricité.....	29	<b>Annexe 1 – Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada. ....</b>	<b>82</b>
Hydrogène .....	31	<b>Annexe 2 – Aperçu du système de modélisation d'Avenir énergétique : Aperçu des composantes du modèle .....</b>	<b>89</b>
<b>Résultats .....</b>	<b>33</b>		
Macroéconomie .....	33		
Demande d'énergie.....	35		
Pétrole brut .....	40		
Gaz naturel.....	46		
Liquides de gaz naturel .....	49		
Électricité.....	52		
Hydrogène .....	56		
Émissions de gaz à effet de serre.....	58		

# Introduction

## Scénario des politiques actuelles – Nouveau nom pour le scénario de référence

Dans la présente édition d’Avenir énergétique 2021, l’un des scénarios de base de la série de rapports sur l’avenir énergétique du Canada a été renommé. Le « scénario des politiques actuelles » reprend la prémisse qui guidait le « scénario de référence » et le « scénario de référence de la filière énergétique » des versions antérieures du rapport. L’adoption du nouveau titre pour décrire ce scénario vise à clarifier et à énoncer de façon plus formelle les hypothèses qu’il sous-tend, en l’occurrence le fait que seules les politiques énergétiques et climatiques actuellement en place sont prises en compte dans la modélisation. Ce changement dénote de manière plus explicite que ce scénario ne vise pas à proposer le scénario le plus probable ou un scénario de référence. Les scénarios d’Avenir énergétique proposent diverses perspectives sur l’évolution possible de la filière énergétique du Canada, à partir de diverses données et hypothèses.

Avenir énergétique du Canada en 2021 – Projections de l’offre et de la demande énergétiques à l’horizon 2050 (« Avenir énergétique 2021 ») est la plus récente perspective énergétique à long terme de la [Régie de l’énergie du Canada](#). La [série de rapports](#) sur l’avenir énergétique du Canada explore diverses possibilités qui pourraient s’offrir aux Canadiens à long terme en matière d’énergie. Pour faire ses projections, la Régie a recours à des modèles économiques et énergétiques, ainsi qu’à un ensemble d’hypothèses tendancielles visant les technologies, les politiques énergétiques et climatiques, les marchés de l’énergie, les comportements humains et l’économie.

Avenir énergétique 2021 propose deux scénarios de base, soit le scénario d’évolution des politiques et le scénario des politiques actuelles. Ce qui distingue fondamentalement ces scénarios, c’est l’action climatique, aussi bien à l’échelle nationale que mondiale. Dans les deux scénarios, nous proposons des projections visant tous les produits énergétiques et s’appliquant à l’ensemble des provinces et des territoires au pays.

L’édition actuelle d’Avenir énergétique 2021 renferme six autres scénarios visant le secteur de l’électricité, afin de voir à quoi pourrait ressembler cette filière au Canada dans un monde à zéro émission nette<sup>1</sup>. Ces scénarios s’intéressent uniquement à la façon dont le Canada satisfera à sa demande d’électricité dans diverses conditions et ne proposent aucune projection pour d’autres produits énergétiques. L’électricité joue un rôle de premier plan dans l’atteinte de l’objectif de zéro émission nette. Ces projections constituent donc une étape importante dans la modélisation d’une filière énergétique à zéro émission nette dans la série *Avenir énergétique du Canada*.

L’analyse et les projections d’Avenir énergétique 2021 reposent sur plusieurs hypothèses cruciales, expliquées pour les principaux scénarios dans la section « Scénarios et hypothèses » du rapport. La section « Résultats » donne une vue d’ensemble des projections des principaux scénarios pour diverses composantes du portrait énergétique canadien jusqu’en 2050, en insistant sur le scénario de l’évolution des politiques. La section « Vers un bilan zéro » examine la forme que pourrait prendre la filière électrique du Canada dans un contexte de zéro émission nette, expose les hypothèses retenues et présente des projections. Enfin, la section « Explorer les données liées à l’avenir énergétique » renferme des liens qui donnent accès aux données ayant servi à la préparation du présent rapport et offre des outils et des visualisations de données interactives pour approfondir l’analyse présentée ici.

<sup>1</sup> L’expression « zéro émission nette » de GES, etc., désigne un équilibre entre les émissions de GES d’origine humaine et leur élimination de l’atmosphère. Pour un complément d’information, voir l’encadré « Qu’entend-on par “bilan zéro” ou “zéro émission nette”? », dans la section [Vers un bilan zéro – Scénarios relatifs à l’électricité](#).



# Sommaire



## ■ Aperçu et mise en contexte

Les rapports de la collection Avenir énergétique du Canada explorent diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme en matière d'énergie. *Avenir énergétique du Canada en 2021 – Projections de l'offre et de la demande énergétiques à l'horizon 2050*, (« Avenir énergétique 2021 ») est le dernier-né de cette lignée. Les perspectives qu'on y trouve englobent tous les produits énergétiques pour toutes les provinces et tous les territoires au Canada et débouchent sur des projections qui ont été produites au moyen de modèles économiques et énergétiques. Avenir énergétique 2021 pose aussi un ensemble d'hypothèses sur les technologies, les politiques énergétiques et climatiques, les marchés de l'énergie, les comportements humains et l'économie.

À long terme, les ambitions mondiales et canadiennes de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») joueront un rôle déterminant dans la trajectoire que prendra le portrait énergétique du pays. Le présent rapport échafaude deux grands scénarios dans lesquels les projections de l'offre et de la demande d'énergie diffèrent selon l'ampleur des mesures<sup>2</sup> qui seront prises à l'avenir pour réduire les émissions de GES. On y propose également six nouveaux scénarios consacrés au secteur de l'électricité, afin d'envisager à quoi cette filière pourrait ressembler dans un monde à zéro émission nette. Les deux principaux scénarios offrent des projections pour tous les produits énergétiques, tandis que les six dédiés à l'électricité ne s'intéressent qu'à la façon dont le Canada satisfera à sa demande d'électricité dans diverses conditions.

<sup>2</sup> Dans ce contexte, les « mesures » ou « actions » dépendent surtout de l'intensification des politiques, mais il est aussi tenu compte des décisions d'ordre comportemental des consommateurs et des entreprises.

Le premier grand scénario d'Avenir énergétique 2021 est celui de l'évolution des politiques, qui repose sur l'hypothèse que les mesures de réduction des GES dans la filière énergétique canadienne se poursuivront à un rythme comparable à celui de l'histoire récente, tant au Canada qu'ailleurs dans le monde. Par rapport à un autre scénario envisageant moins de mesures pour réduire ces émissions, cette projection présuppose une diminution de la demande mondiale de combustibles fossiles et l'adoption à plus grande échelle de technologies sobres en carbone. Le second grand scénario est celui des politiques actuelles, qui mise sur des mesures de réduction des émissions de GES qui ne vont guère au-delà de celles déjà en place.

Aucun de ces scénarios ne modélise de manière explicite des objectifs ou des cibles climatiques. Nous posons plutôt des hypothèses fondées sur les prémisses de chacun et nous en remettons au cadre de modélisation de l'avenir énergétique pour produire des projections à long terme de l'offre et de la demande d'énergie au Canada. Ensemble, ces scénarios donnent une idée du portrait énergétique selon que le rythme des mesures de réduction des émissions de GES des dernières années se maintient ou se limite à celles déjà en place.

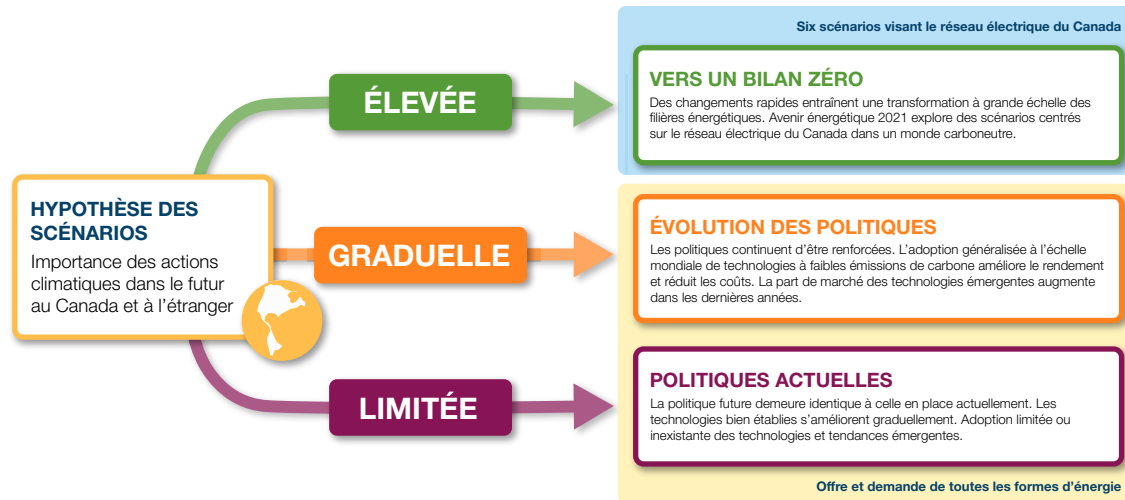
[Le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030](#) (en anglais) et à atteindre zéro émission nette vers 2050. Pour y parvenir, il est probable que les changements que nous modélisons dans les scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles seront insuffisants. Pour cette raison, Avenir énergétique 2021 présente six nouveaux scénarios qui explorent un avenir à zéro émission nette. De façon plus particulière, ces scénarios imaginent à quoi pourrait ressembler le réseau électrique du pays dans un avenir à zéro émission nette selon diverses hypothèses liées aux technologies, aux politiques en matière de climat et à la consommation d'électricité. L'électricité est appelée à jouer un rôle déterminant dans l'atteinte de l'objectif de zéro émission nette. Les projections proposées ici constituent donc une étape importante dans la modélisation d'une filière énergétique à zéro émission nette dans la série *Avenir énergétique du Canada*.

La figure ES.1 présente de façon conceptuelle les deux grands scénarios envisagés dans Avenir énergétique 2021 ainsi que les scénarios de zéro émission nette pour le secteur de l'électricité.



Figure ES.1

### Schéma des scénarios d'Avenir énergétique 2021



Le présent sommaire relate les principales conclusions d'Avenir énergétique 2021. La section « Scénarios et hypothèses » décrit les hypothèses sur lesquelles reposent les scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles. La section « Résultats » fait un survol des projections pour diverses composantes du portrait énergétique canadien dans nos deux grands scénarios, en insistant davantage sur celui de l'évolution des politiques. La section « Vers un bilan zéro » comprend la première grande tentative de modélisation de zéro émission nette de la série *Avenir énergétique du Canada*, soit six scénarios qui examinent les effets de divers facteurs (technologie, politiques, niveau d'électrification, infrastructure, etc.) sur le réseau électrique du Canada dans un contexte de zéro émission nette. Enfin, la section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique » fournit de liens qui donnent accès aux données qui ont servi à la préparation du présent rapport et offre des outils et des visualisations de données interactives pour approfondir l'exploration du rapport.







## Grandes conclusions

1. Dans le scénario d'évolution des politiques, l'utilisation des combustibles fossiles dont les émissions ne sont pas captées chute de 62% entre 2021 et 2050, tandis que celle des énergies à faibles émissions et à émissions nulles augmente. Malgré la forte réduction des émissions de GES d'ici 2050, l'atteinte de zéro émission nette exigera vraisemblablement des changements plus profonds que ceux envisagés dans ce scénario.

Dans le scénario d'évolution des politiques, les Canadiens réduisent leur consommation d'énergie et adoptent des sources à plus faibles émissions de carbone (figure ES.2). La consommation totale d'énergie primaire recule de 21 % de 2021 à 2050 grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Les sources d'énergie à faibles émissions et à émissions nulles – énergies renouvelables, nucléaire et combustibles fossiles avec captage et stockage du carbone (« CSC ») – s'imposent de plus en plus, au point de satisfaire à la majeure partie de la demande d'énergie. De son côté, l'utilisation de combustibles fossiles inaltérés (sans captage et stockage du CO<sub>2</sub>) recule de 19 % par rapport aux niveaux actuels vers 2030, de 45 % vers 2040 et de 62 % vers 2050 (figure ES.3).

Les hypothèses liées aux politiques du scénario d'évolution des politiques supposent le renforcement ou l'intensification des politiques actuelles, à l'échelle nationale et mondiale, au rythme que l'on a connu récemment. Les projections qui en découlent révèlent une transformation en profondeur du portrait énergétique du Canada et une forte réduction des émissions de GES. Cependant, les combustibles fossiles inaltérés étant toujours en demande en 2050, il se dégage aussi du scénario d'évolution des politiques qu'il faudra des changements à long terme plus importants pour atteindre l'objectif de zéro émission nette du Canada à l'horizon 2050. Outre les politiques, de nombreux autres facteurs abordés dans Avenir énergétique 2021, comme les marchés énergétiques mondiaux, les technologies, les comportements et les préférences des consommateurs, influenceront sur les tendances futures en matière d'énergie et d'émissions au Canada.



Figure ES.2

**Consommation totale d'énergie au Canada – Scénario d'évolution des politiques**

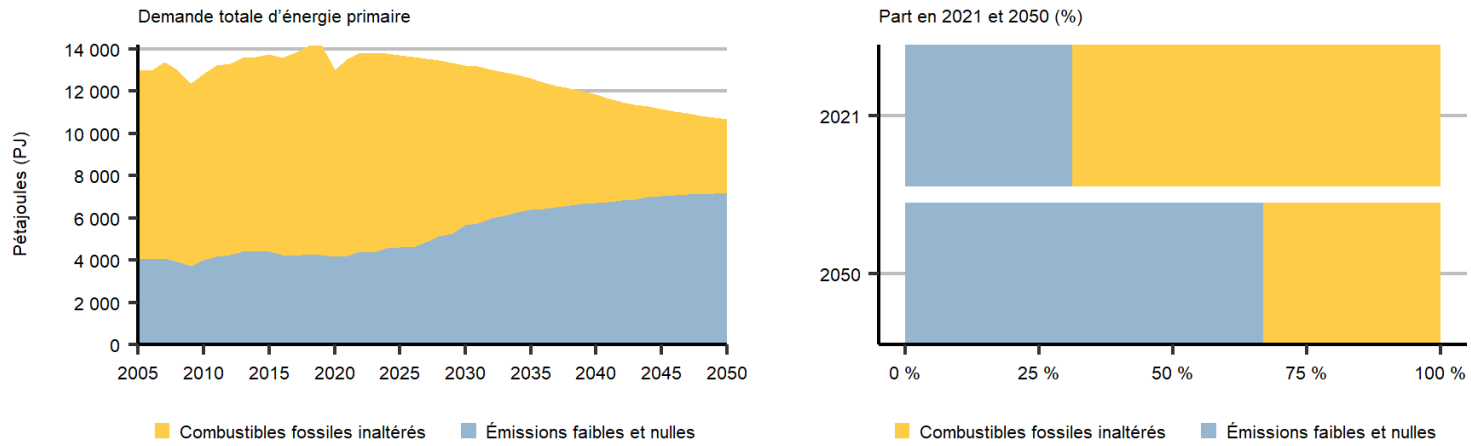
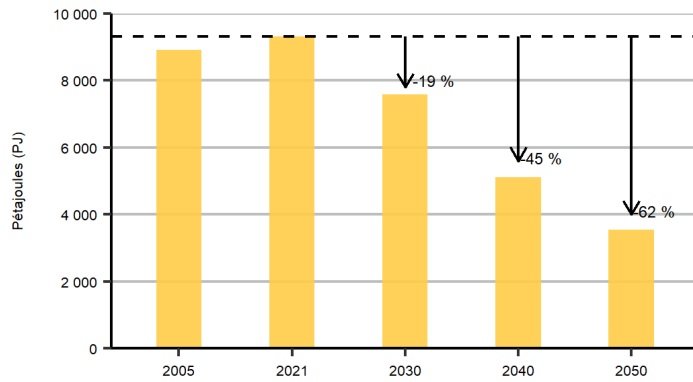


Figure ES.3

**Consommation de combustibles fossiles inaltérés – Scénario d'évolution des politiques**

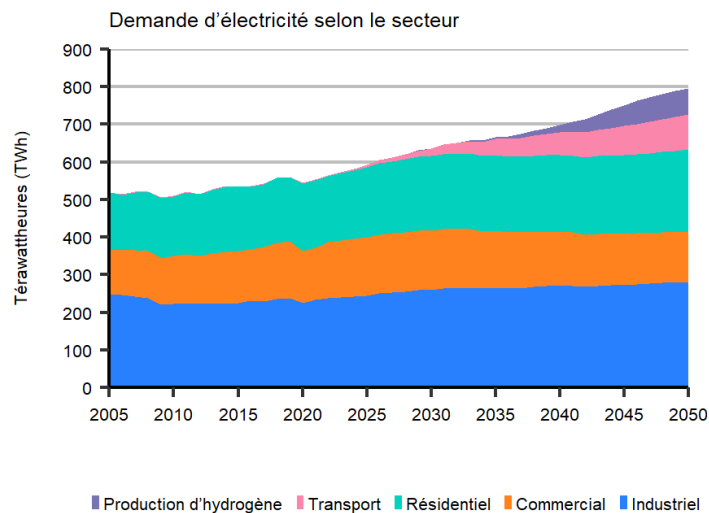




2. Les Canadiens consomment davantage d'électricité, qui provient de sources de plus en plus sobres en carbone. Malgré la diminution de la consommation totale d'énergie, la demande d'électricité augmente de 47 % de 2021 à 2050 dans le scénario d'évolution des politiques, en grande partie en raison de secteurs qui émergent, comme les véhicules électriques et la production d'hydrogène. Le réseau électrique du Canada devient également plus vert : les sources à faibles émissions et sans émissions, qui fournissent 82 % de l'électricité en 2021, représentent 95 % de celle-ci en 2050.

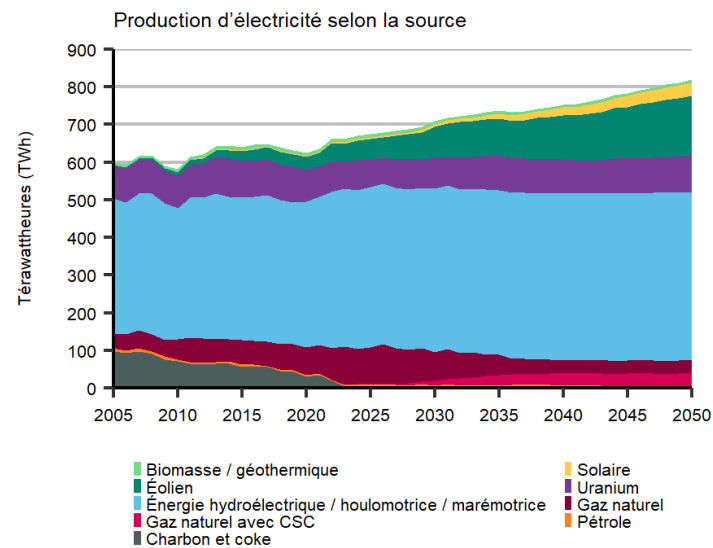
En comparaison des deux dernières décennies, durant lesquelles l'augmentation de la consommation d'électricité a été très lente, on constate que cette dernière s'accroît rapidement pendant la période de projection du scénario d'évolution des politiques. Cette hausse tient à la plus grande électrification de la filière énergétique. La demande totale d'électricité augmente de 47 % de 2021 à 2050, soit de quelque 263 térawattheures (« TWh ») (figure SE.4). La moitié de cette augmentation tient à l'électrification plus marquée des secteurs industriel, résidentiel et commercial. L'autre moitié est attribuable aux véhicules électriques utilisés pour le transport et à la production d'hydrogène. De façon plus particulière, vers 2050, les véhicules électriques dominent le parc de véhicules au Canada, ce qui contribue à accroître la demande d'électricité de 70 TWh. Cette conclusion du scénario d'évolution des politiques suppose que la quasi-totalité des véhicules de passagers neufs vendus en 2035 sont des véhicules électriques hybrides rechargeables ou à batterie.

Figure ES.4  
**Demande d'électricité selon le secteur – Scénario d'évolution des politiques**



À mesure qu'augmente la demande d'électricité, la production de celle-ci au Canada fait de même. Les faibles coûts des énergies éolienne et solaire font en sorte qu'elles fournissent la plus grande partie de cette électricité supplémentaire durant la période de projection. De plus en plus, la production au moyen du gaz naturel se fait en captant et stockant le CO<sub>2</sub>. La production d'électricité à partir de sources à faibles émissions et à émissions nulles représente 82 % de la production totale en 2021 et atteint 88 % vers 2030, 94 % vers 2040 et 95 % vers 2050.

Figure ES.5  
**Production d'électricité selon la source – Scénario d'évolution des politiques**







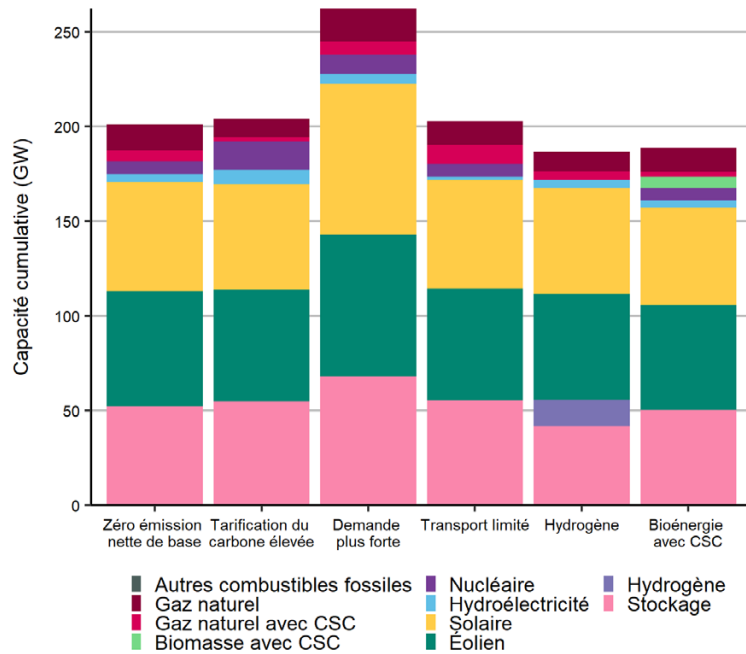
3. L'éolien, le solaire et le stockage dans des batteries accaparent la part du lion des ajouts de capacité électrique dans les six scénarios de zéro émission nette carboneutralité du secteur de l'électricité et comptent pour 82 % à 85 % de la capacité supplémentaire. L'éolien et le solaire prenant toujours plus de place, tous les scénarios misent sur des sources de production flexibles pour assurer un équilibre entre l'offre et la demande. Selon les scénarios, on constate de grandes différences entre le type et la capacité des sources de production flexibles.

Les scénarios de production d'électricité à zéro émission nette comportent chacun un ensemble d'hypothèses uniques qui examinent de nombreux facteurs, comme les technologies, les politiques, le niveau d'électrification et l'infrastructure. La figure ES.6 illustre les ajouts nets de capacité dans les six scénarios, de 2019 à 2050. Le dénominateur commun de tous les scénarios, c'est l'augmentation marquée de la capacité éolienne et solaire, qui passe de 100 GW à 150 GW. Dans tous les scénarios, la forte réduction future des coûts de ces technologies accélère leur adoption. L'accroissement de la capacité éolienne et solaire force les réseaux électriques à disposer de ressources supplémentaires et flexibles pour équilibrer l'offre et la demande (les conditions de vent et d'ensoleillement étant variables). Dans tous les scénarios à zéro émission nette, la flexibilité de la production provient d'une combinaison de stockage d'électricité dans des batteries, de production à partir du gaz naturel (avec et sans captage et stockage du CO<sub>2</sub>), de petits réacteurs modulaires, d'hydroélectricité, de production à partir de l'hydrogène et de la biomasse avec CSC et, enfin, le transport d'électricité entre les provinces. La part relative de ces ressources flexibles varie grandement d'un scénario à un autre, mais le stockage d'électricité joue un rôle considérable dans le maintien de l'équilibre des réseaux dans tous les cas.



Figure ES.6

**Ajouts cumulatifs de capacité jusqu'en 2050 – Tous les scénarios de production d'électricité à zéro émission nette**



## Émissions liées à la production d'électricité dans un monde à zéro émission nette

Dans ces scénarios, la diminution des émissions du secteur de l'électricité est drastique. Néanmoins, cinq des six scénarios incluent une très petite quantité d'émissions provenant de centrales alimentées au gaz naturel. Cela s'explique par le fait que ces installations contribuent fortement à assurer la fiabilité et la stabilité du réseau électrique. L'inclusion de ces émissions fait ressortir le fait que, dans un monde de plus en plus près de zéro émission, il pourrait être plus avantageux sur le plan économique de recourir à [des options d'élimination du carbone](#) que de s'efforcer de réduire ces quelques dernières sources d'émissions du réseau électrique en 2050.





4. Les scénarios de production d'électricité à zéro émission nette portent à croire que les divers réseaux électriques au Canada continueront d'être bien différents les uns des autres, même dans un avenir sobre en carbone. Dans chaque scénario de la production d'électricité, les dix provinces répondent à leur demande de diverses façons en combinant hydroélectricité, nucléaire, combustibles fossiles avec captage et stockage du CO<sub>2</sub>, énergie éolienne, énergie solaire, hydrogène et biomasse avec captage et stockage du CO<sub>2</sub>.

La figure ES.7 dépeint la composition des sources de production d'énergie de chaque province dans le principal scénario de zéro émission nette du secteur de l'électricité (« scénario de zéro émission nette de base »). En Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador, l'hydroélectricité continue de fournir la plus grande partie de l'énergie. Le nucléaire demeure confiné à l'Ontario et au Nouveau-Brunswick, où cette forme d'énergie représente respectivement environ 41 % et 24 % de l'approvisionnement en électricité de ces provinces en 2050.

En Alberta et en Saskatchewan, la production d'électricité à partir du gaz naturel reste relativement importante, constituant environ 15 % dans chacune d'elle dans le principal scénario à zéro émission du secteur de l'électricité. Cependant, à l'horizon 2050, l'essentiel de cette production se fait en utilisant le captage et stockage de CO<sub>2</sub>. Dans de nombreuses autres provinces, malgré la faible part qu'elle joue, la production au moyen du gaz naturel procure néanmoins la flexibilité nécessaire pour assurer la fiabilité du réseau.

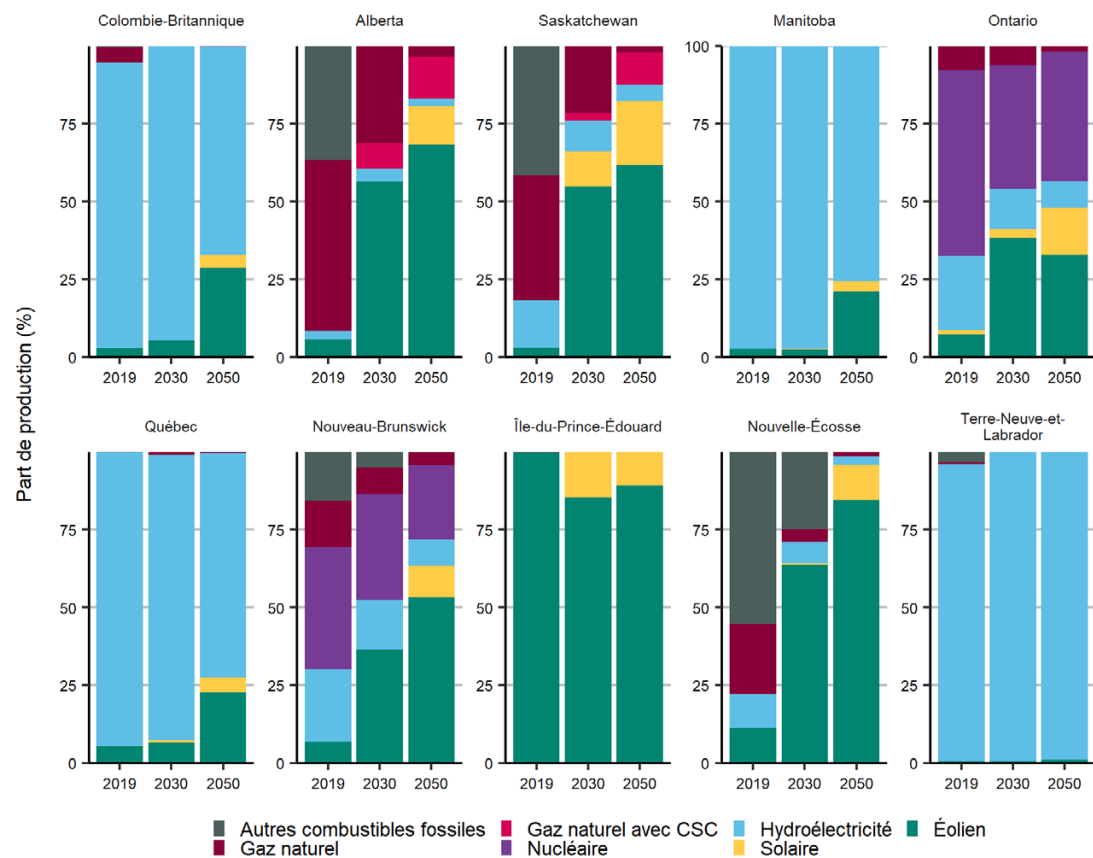
Le transport entre les provinces est un élément clé de l'atteinte d'un réseau électrique à bilan zéro. Ainsi, dans le scénario de zéro émission nette de base pour l'électricité, on assiste à une hausse du transport interprovincial d'électricité dans l'Ouest canadien, où la production hydroélectrique de la Colombie-Britannique et du Manitoba participe à la décarbonation de l'Alberta et de la Saskatchewan.

Malgré la diversité des réseaux électriques provinciaux présentée dans chacun des scénarios à zéro émission nette de base, les résultats varient sensiblement d'un à l'autre. Dans un scénario où l'accroissement du transport d'électricité interprovincial est limité, l'Alberta et la Saskatchewan produisent davantage d'électricité dans des centrales au gaz naturel munies de la technologie du CSC. En contrepartie, dans le scénario de tarification du carbone élevée, le gaz naturel associé au CSC est moins présent dans ces provinces en raison de la percée des petits réacteurs modulaires dans l'Ouest canadien. Entre-temps, dans le scénario de l'hydrogène, on observe une réduction de 26 % de tous les types de

production d'électricité au moyen du gaz naturel par rapport au scénario de zéro émission nette de base en 2050, et la souplesse que procure la production d'électricité à partir d'hydrogène se traduit par une diminution de 32 % du stockage dans des batteries. Dans le scénario de la bioénergie avec CSC, la disponibilité du CSC pour la production d'électricité à partir de la biomasse remplace partiellement toutes les autres technologies de production en Alberta et en Saskatchewan. La capacité de la bioénergie avec CSC d'éliminer du carbone fait en sorte que le réseau électrique du Canada devient un secteur économique à émissions nettes négatives dans ce scénario.

Figure ES.7

**Part de la production d'électricité selon les technologies – Principal scénario de production d'électricité à zéro émission nette**



5. Dans le scénario d'évolution des politiques, la production de pétrole brut croît beaucoup plus lentement qu'au cours de la dernière décennie, augmentant de 16 %, pour atteindre un sommet de 5,8 Mb/j en 2032. Par la suite, elle diminue lentement jusqu'en 2050. À mesure qu'augmente la disponibilité de pétrole brut à l'exportation de l'Ouest canadien durant la prochaine décennie, elle en vient presque à atteindre la capacité totale d'exportation des pipelines existants et des agrandissements prévus ainsi que la capacité ferroviaire structurelle.

La production de pétrole brut au Canada est revenue aux niveaux antérieurs à la pandémie vers la fin de 2020, après les réductions marquées enregistrées au printemps de cette même année. Dans les deux scénarios, la production est en hausse à court terme, mais les tendances à long terme diffèrent considérablement selon les hypothèses avancées, comme les prix et la politique du pays en matière de climat.

Dans le scénario d'évolution des politiques, la croissance de la production canadienne fléchit durant la prochaine décennie, atteignant un sommet de 5,8 millions de barils par jour (« Mb/j ») en 2032, comparativement à 5,0 Mb/j en 2021 (figure ES.8). À partir de 2032, elle recule graduellement pour se situer à 4,8 Mb/j en 2050. Dans ce même scénario, le prix hypothétique du pétrole brut Brent baisse progressivement, passant d'une moyenne annuelle de 65 \$ US le baril en 2021 à 40 \$ US le baril en 2050 (en dollars de 2020, rajustés en fonction de l'inflation).

La production de pétrole brut au Canada résiste jusqu'en 2050, malgré les prix relativement bas du scénario d'évolution des politiques et les politiques climatiques de plus en plus ambitieuses. Cela tient en grande partie à la nature des installations de sables bitumineux, qui ont

une longue durée de vie et dont les coûts d'exploitation sont faibles après l'aménagement initial. Tout au long de la période de projection, l'essentiel de la production tirée des sables bitumineux provient d'installations qui sont en exploitation aujourd'hui (figure ES.9).

Les politiques climatiques dans le monde et leur incidence sur les marchés internationaux du pétrole brut influenceront grandement sur la production au pays. Le scénario des politiques actuelles mise sur des prix du pétrole plus fermes à l'échelle mondiale que dans le scénario d'évolution des politiques, parce qu'il est fondé sur un accroissement de la demande internationale. Le prix du pétrole brut Brent demeure à 70 \$ US le baril pendant la majeure partie de la période de projection, et la production canadienne augmente plus rapidement, plafonnant à 6,7 Mb/j en 2040. À l'inverse, certains scénarios à zéro émission nette de base proposés récemment ailleurs dans le monde, comme celui de l'Agence internationale de l'énergie intitulé « [Net Zero by 2050](#) » dans son document *World Energy Outlook 2021*, signalent une baisse rapide de la demande mondiale de pétrole, ce qui pourrait se traduire par une production beaucoup moins forte au Canada que celle envisagée dans le scénario d'évolution des politiques.

Figure ES.8  
Production de pétrole brut – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles

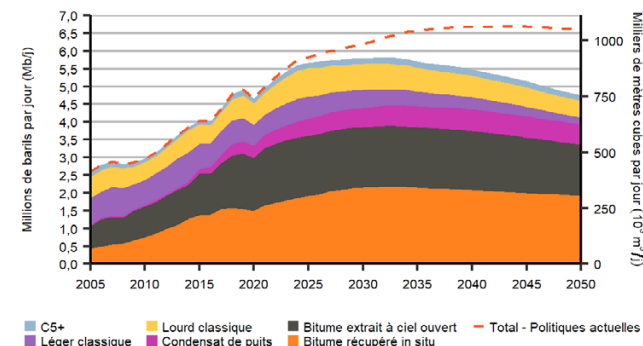
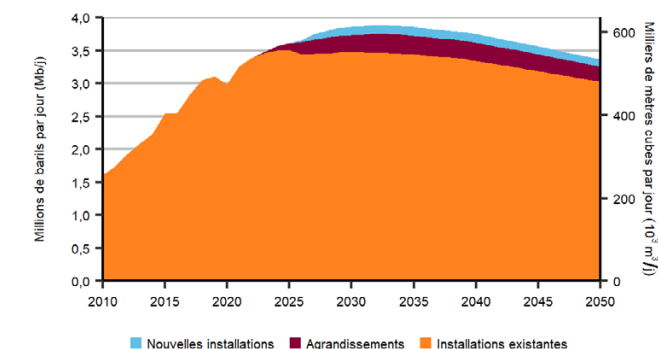


Figure ES.9  
Production tirée des sables bitumineux à partir des installations actuellement en production, d'installations agrandies et de nouvelles installations – Scénario d'évolution des politiques

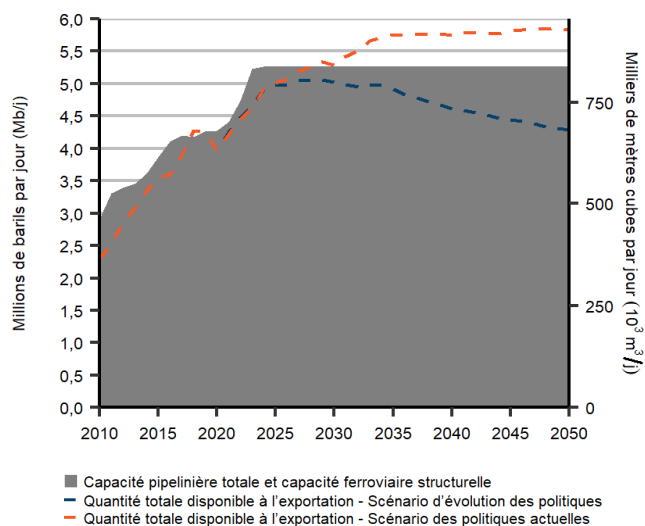




La disponibilité d'oléoducs et de capacité ferroviaire pour l'exportation de pétrole brut a été un élément clé dans les tendances des prix et de la production de pétrole au Canada au cours des dernières années. Dans le scénario d'évolution des politiques, la disponibilité de pétrole brut à l'exportation à partir de l'Ouest canadien s'approche énormément, sans l'atteindre, de la capacité d'exportation totale actuelle et prévue par pipelines et de la capacité ferroviaire structurelle, comme le montre la figure ES.10. Dans *Avenir énergétique 2021*, on ne s'emploie pas à évaluer si une capacité pipelinière supplémentaire serait nécessaire pour éviter de freiner la production de pétrole brut au Canada sous les seuils envisagés dans le scénario d'évolution des politiques. Par contre, dans le scénario des politiques actuelles, il est manifeste que la production serait contenue sous les niveaux projetés sans un accroissement de la capacité pipelinière, l'approvisionnement dépassant considérablement la capacité d'exportation totale illustrée pendant la majeure partie de la période de projection. Nos projections de l'offre de pétrole brut n'ont pas été rajustées pour tenir compte d'éventuelles contraintes pipelinières dans l'un ou l'autre des scénarios.

Figure ES.10

**Illustration de la capacité d'exportation par pipelines et capacité ferroviaire structurelle en regard de l'approvisionnement total en pétrole brut provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles**



## Oléoducs dans Avenir énergétique au Canada

La collection *Avenir énergétique du Canada* fait des projections de la production et de la consommation d'énergie au pays. Pour arriver à ces projections, il nous faut poser des hypothèses sur les marchés du pétrole brut. La figure ES.10 est une comparaison – offerte à titre d'illustration – de nos projections de l'approvisionnement en pétrole brut et de la capacité totale d'exportation qui existerait si les agrandissements de pipelines prévus se concrétisaient, sans augmentation ou diminution de la capacité actuelle et en maintenant à son niveau existant la capacité ferroviaire structurelle.

Cette comparaison nous permet de donner une idée de la façon dont les contraintes de capacité pipelinière *pourraient* se répercuter sur la production de pétrole brut dans nos scénarios. Cependant, nous ne rajustons pas nos projections de production de pétrole brut en fonction d'éventuelles contraintes. Dans *Avenir énergétique 2021*, nous n'examinons pas les subtilités de l'interaction entre l'infrastructure pipelinière et l'offre et la demande d'énergie. Nous tenons plutôt pour acquis que les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien suivront constamment ceux des marchés internationaux. La réalité a toutefois démontré que ce n'est pas toujours le cas. Par exemple, si le réseau pipelinière fonctionne à pleine capacité, c'est-à-dire que les volumes disponibles à l'exportation sont supérieurs ou légèrement inférieurs à la capacité pipelinière totale, il peut s'ensuire une baisse marquée – bien en deçà des prix sur les marchés internationaux – des prix du brut dans l'Ouest canadien.

En général, une capacité pipelinière de réserve suffisante est nécessaire pour que les prix dans l'Ouest canadien s'arriment avec constance à ceux des marchés internationaux. Une telle capacité de réserve procure aux producteurs de pétrole et à d'autres acteurs sur le marché la souplesse dont ils ont besoin pour accéder à des marchés plus lucratifs et éviter les répercussions de l'entretien, des interruptions imprévues et des coûts plus élevés du transport ferroviaire. Cette souplesse serait maintenue même en présence d'une capacité excédentaire et d'une sous-utilisation à long terme des pipelines, bien qu'elle pourrait entraîner une hausse des droits pipelinières, avec comme conséquence une réduction supplémentaire des prix du brut de l'Ouest canadien. L'analyse de ces facteurs dépasse la portée d'*Avenir énergétique 2021*. Nous tenons à mettre en garde les lecteurs qui seraient tentés de tirer de conclusions définitives de la comparaison hypothétique présentée à la figure ES.10.



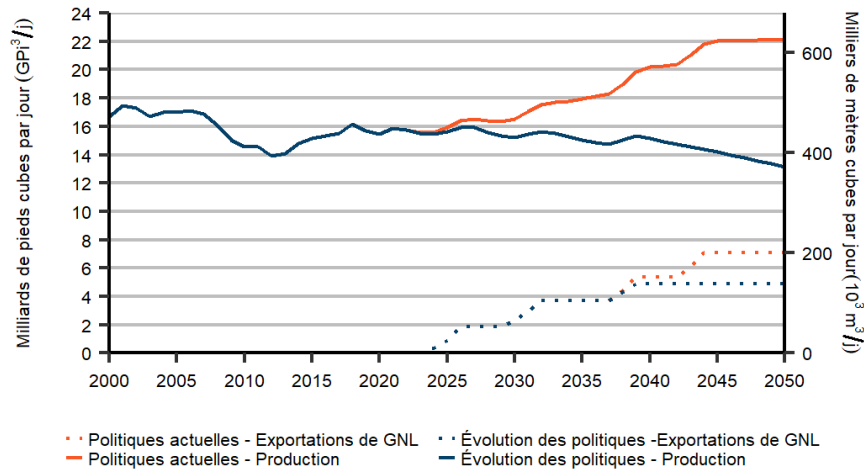
6. Les investissements dans la production de gaz naturel sont stimulés par les exportations présumées de gaz naturel liquéfié (« GNL ») dans les deux scénarios. Dans le scénario d'évolution des politiques, près de 40 % de la production canadienne de gaz naturel est liquéfiée et exportée vers les marchés internationaux à l'horizon 2050. Malgré la croissance marquée de la production de GNL, celle de gaz naturel demeure relativement stable pendant la majeure partie de la période de projection, avant de diminuer graduellement pour s'établir à 13,1 Gpi<sup>3</sup>/j vers 2050, une baisse de 17 % par rapport à maintenant.

Dans le scénario d'évolution des politiques, la production de gaz naturel se maintient près des niveaux actuels de quelque 15,5 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j ») pendant l'essentiel des 20 prochaines années. Dans ce même scénario, nous posons comme hypothèse que les exportations de GNL augmenteront durant cette période, passant de 1,8 Gpi<sup>3</sup>/j en 2026 à 4,9 Gpi<sup>3</sup>/j en 2039. Les nouveaux investissements dans la production pour rendre possibles les exportations de GNL soutiennent en général la production. Sans le GNL, la production diminuerait, vu les prix hypothétiques du gaz naturel et les coûts des politiques climatiques du pays. Au tournant de 2040, moment où on présume que les exportations de GNL se stabilisent, la production totale commence à fléchir et tombe à 13,1 Gpi<sup>3</sup>/j vers 2050. Dans le scénario d'évolution des politiques, les prix présumés du gaz naturel au carrefour Henry augmentent de façon constante, passant de 3,00 \$ US par million d'unités thermiques britanniques (« MBTU ») en 2021 à 3,64 \$ US/MBTU vers 2050 (en dollars de 2020, rajustés en fonction de l'inflation).

Dans le scénario des politiques actuelles, la production de gaz naturel est beaucoup plus élevée. Pour dépeindre la demande mondiale et nord-américaine plus forte de gaz naturel, résultat des mesures de lutte contre les changements climatiques moins contraignantes du scénario, nous supposons que les exportations de GNL augmenteront pour se situer à 7,1 Gpi<sup>3</sup>/j vers 2044 et que le prix au carrefour Henry atteindra 4,40 \$/MBTU vers 2050 (en dollars de 2020, rajustés en fonction de l'inflation). Ces deux composantes, combinées à des politiques climatiques moins strictes au Canada par rapport au scénario d'évolution des politiques, se traduisent par une hausse constante de la production de gaz naturel pendant toute la période de projection, qui se chiffre à 22,2 Gpi<sup>3</sup>/j en 2050, une progression de 40 % par rapport à celle de 2021.

Figure ES.11

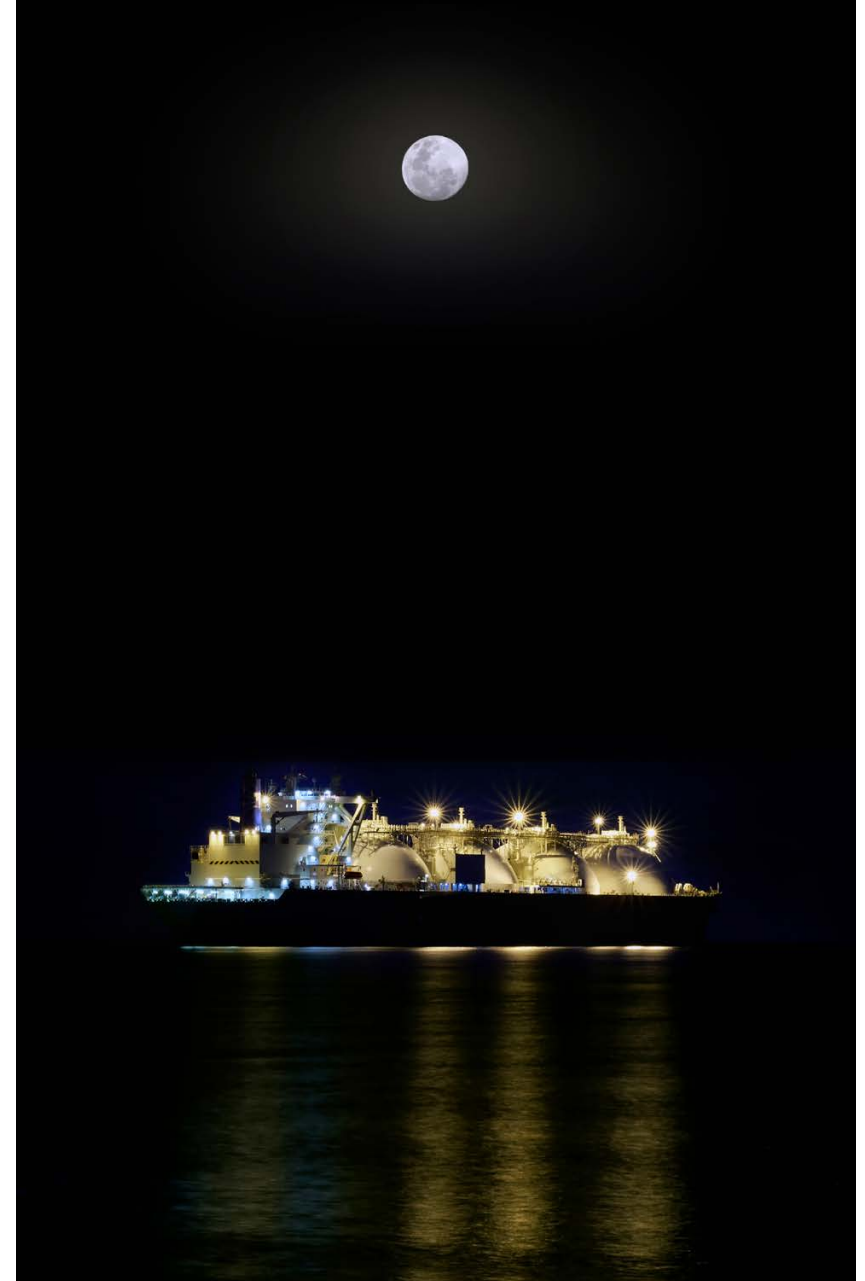
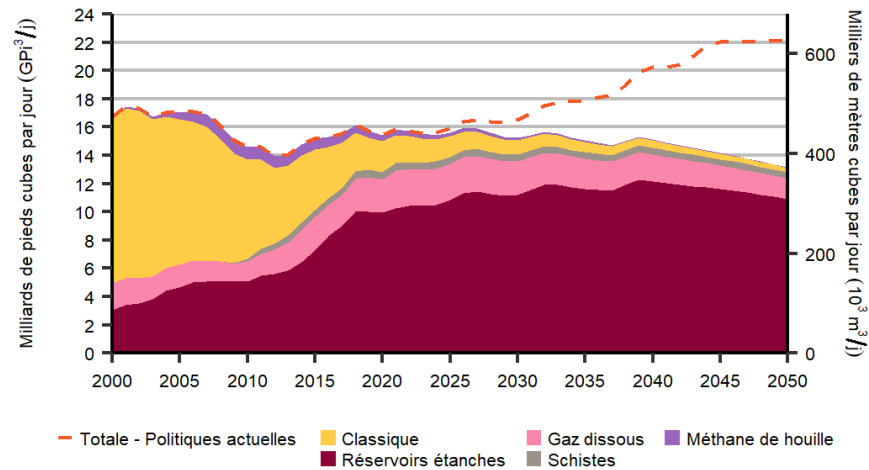
**Hypothèses relatives à la production totale de gaz naturel et aux exportations de GNL – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles**



Dans les deux scénarios, la production de gaz naturel dans la formation de Montney, qui chevauche la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique et qui est riche en liquides de gaz naturel plus lucratif, augmente considérablement. Dans beaucoup d'autres régions, la production est stable ou en déclin tout au long de la période de projection. Une grande partie de la croissance de la production servant à alimenter les exportations de GNL vient de la Colombie-Britannique, dont la production surpasse celle de l'Alberta à partir de 2028.

Figure ES.12

**Production de gaz naturel – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles**





7. À mesure que se poursuit la décarbonation de la filière énergétique du Canada dans le scénario d'évolution des politiques, la consommation de combustibles fossiles diminue. Le charbon devient une composante négligeable du bouquet énergétique et l'utilisation des combustibles dérivés du pétrole diminue, en particulier l'essence et le diesel pour le transport. Après une brève hausse à court terme, la consommation totale de gaz naturel fléchit et, au fil du temps, son exploitation est de plus en plus associée à la technologie CSC. Les usages industriels, la production d'électricité et la production d'hydrogène provenant du gaz naturel exploité avec le CSC sont des secteurs clés de croissance de la demande.

Dans le scénario d'évolution des politiques, la consommation totale de combustibles fossiles au Canada diminue de plus de 40 % entre 2021 et 2050. Toutefois, les projections diffèrent selon les combustibles. La demande canadienne de gaz naturel a enregistré une croissance relativement forte au cours de la dernière décennie, alimentée par son utilisation plus grande dans l'exploitation des sables bitumineux et la production d'électricité, à mesure qu'on éliminait graduellement le charbon. Dans ce même scénario d'évolution des politiques, la demande de gaz augmente durant les prochaines années, que les producteurs d'électricité en Alberta souhaitent cesser d'utiliser le charbon à cette fin d'ici 2023. À plus long terme, même si le gaz naturel demeure une composante importante du bouquet énergétique du Canada, la demande totale diminue, passant d'environ 13 Gpi<sup>3</sup>/j en 2021 à 8,5 Gpi<sup>3</sup>/j en 2050. Au nombre des facteurs qui contribuent à ce phénomène, on relève l'utilisation accrue des énergies renouvelables dans la production d'électricité, le mélange de gaz naturel et d'hydrogène et de gaz renouvelable dans les flux gaziers, l'amélioration de l'efficacité énergétique et la diminution de la production de pétrole brut et de gaz naturel (qui nécessite elle-même l'usage de gaz naturel). Ces diminutions sont partiellement

contrebalancées par le recours à la technologie du CSC dans les secteurs qui utilisent du gaz naturel et celui de l'électricité, ainsi que dans la production d'hydrogène sobre en carbone.

L'élimination progressive du charbon de la production d'électricité entraîne un recul considérable de sa production pendant la période de projection, qui représente moins de 1 % du portrait énergétique du Canada en 2035, comparativement à 5 % en 2019. La consommation de produits pétroliers raffinés (« PPR ») et de liquides de gaz naturel (« LGN ») diminue graduellement tout au long de la période à l'étude en raison du fléchissement de la demande d'essence et de diesel. Dans les premières années, ce recul s'explique par des gains d'efficacité et une utilisation accrue de mélanges de biocarburants. À long terme, il tient à l'augmentation du nombre de véhicules électriques et à l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports. La demande de produits pétroliers raffinés à des fins autres que la combustion (charges d'alimentation pétrochimiques, asphalte, lubrifiants, etc.) et le carburéacteur reste relativement stable pendant toute la période de projection.



Figure ES.13

**Demande de combustibles fossiles selon le type – Scénario d'évolution des politiques**

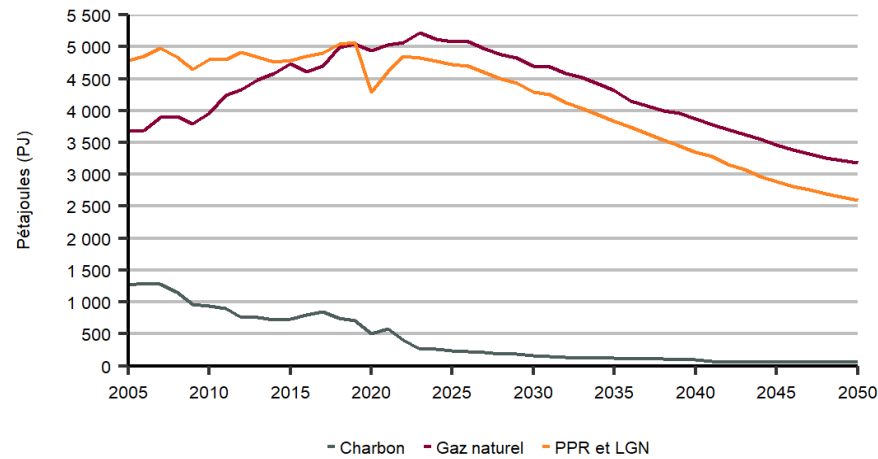
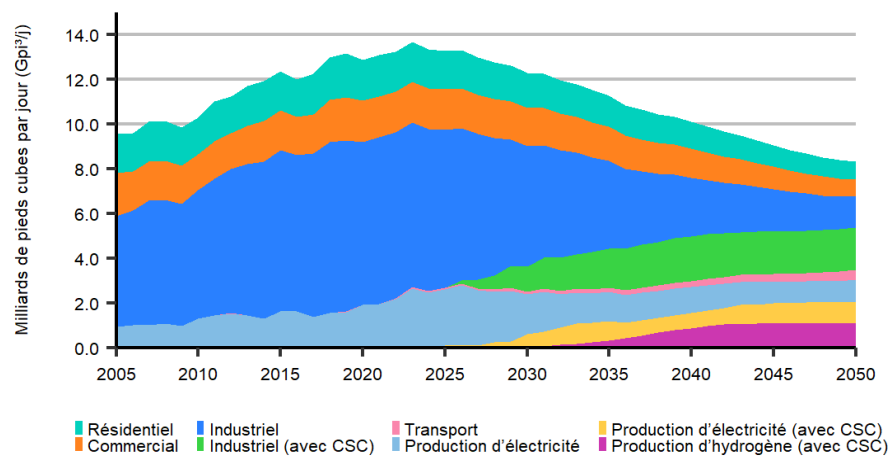


Figure ES.14

**Demande de gaz naturel selon le secteur – Scénario d'évolution des politiques**





# Scénarios et hypothèses

Le présent chapitre décrit les deux grands scénarios d'Avenir énergétique 2021, soit le scénario d'évolution des politiques et le scénario des politiques actuelles. On y explique aussi les hypothèses sur lesquels l'un et l'autre reposent. Les six autres scénarios, et les hypothèses qui les sous-tendent, explorent ce qu'exigerait la mise en place d'un réseau électrique à zéro émission nette au Canada. Ils sont décrits dans la section « Vers un bilan zéro ». La figure A.1 illustre les principaux éléments qui distinguent les deux grands scénarios et le groupe des six autres scénarios à zéro émission nette de base consacrés à l'électricité.

## ■ Prémisse des scénarios

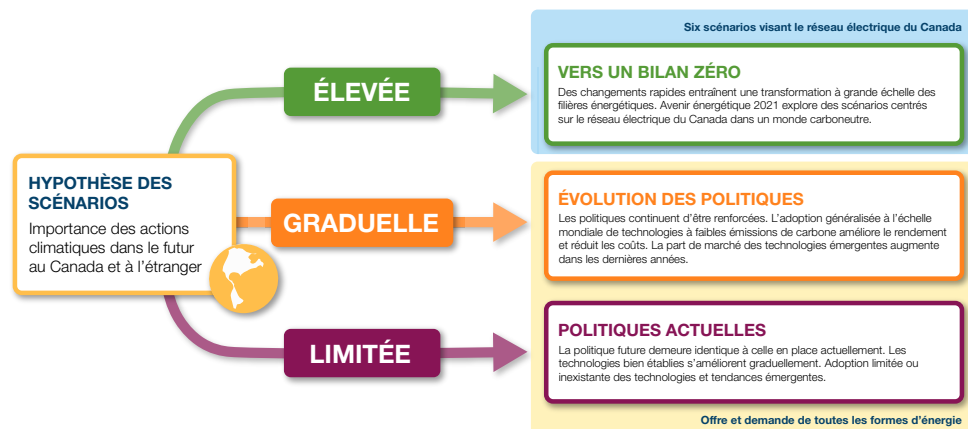
Dans Avenir énergétique 2021, nous proposons deux grands scénarios : le scénario d'évolution des politiques et le scénario des politiques actuelles. Au cœur de ceux-ci trônent l'ampleur des mesures qui seront instaurées pour lutter contre les changements climatiques, aussi bien à l'échelle nationale qu'internationale. Dans les deux cas, nous offrons des projections pour tous les produits énergétiques et l'ensemble des provinces et des territoires au Canada.

Le scénario principal d'Avenir énergétique 2021 est celui de l'évolution des politiques. Il repose sur l'hypothèse de base que les mesures de réduction de l'intensité des gaz à effet de serre (« GES ») dans la filière énergétique canadienne se poursuivront à un rythme comparable à celui de l'histoire récente, tant au Canada qu'ailleurs dans le monde. Par rapport à un autre scénario envisageant moins de mesures pour réduire ces émissions, cette projection présuppose une diminution de la demande mondiale de combustibles fossiles et l'adoption à plus grande échelle de technologies sobres en carbone. En contrepartie, l'hypothèse de base du scénario des politiques actuelles suppose, de façon générale, l'absence 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 une adoption moins étendue des technologies à faibles émissions de carbone. En accord avec ces hypothèses, le scénario d'évolution des politiques mise sur un fléchissement des prix internationaux des combustibles fossiles et, parallèlement, sur une percée plus rapide de changements technologiques pendant la période de projection, comparativement au scénario des politiques actuelles.

Ni l'un ni l'autre de ces scénarios ne modélise de manière explicite les objectifs ou les cibles climatiques. Comme le cadre stratégique du scénario des politiques actuelles est statique, il est extrêmement improbable que l'on parvienne à réduire suffisamment les émissions de GES pour que le Canada respecte les engagements qu'il a pris à Paris. Dans le scénario d'évolution des politiques, on observe de fortes réductions des émissions de GES, mais même en tenant compte de celles-ci, l'atteinte des ambitieux objectifs annoncés, comme un bilan zéro d'ici 2050, semble peu vraisemblable.

Figure A.1

### Schéma des scénarios d'Avenir énergétique 2021



## Processus d'analyse de l'avenir énergétique

L'analyse présentée dans Avenir énergétique 2021 comprend trois volets :

1. **Établissement des prémisses des scénarios** – Les scénarios de la série *Avenir énergétique du Canada* visent à explorer les principales incertitudes pour l'avenir de la filière énergétique. Dans Avenir énergétique 2021, la grande distinction entre les divers scénarios est l'ampleur des actions mondiales et canadiennes en matière de climat. On s'emploie ensuite à étudier les incidences de cette prémisses sur des éléments comme la demande mondiale de combustibles fossiles et les avancées technologiques. Ces conséquences sont analysées plus en détail dans la rubrique « Hypothèses des scénarios » de la présente section.
2. **Formulation d'hypothèses explicites sur les principaux éléments de départ** – L'étape suivante consiste à formuler des hypothèses explicites au sujet des éléments fondamentaux qui influenceront sur le portrait énergétique au Canada. Ces hypothèses doivent concorder avec les prémisses des scénarios énoncées dans un premier temps. Au nombre de ces principaux éléments de base se trouvent les politiques climatiques nationales comme la tarification du carbone, les prix de référence internationaux du pétrole brut et du gaz naturel, ainsi que les tendances sur les divers plans des coûts des technologies et des résultats. Ces facteurs sont étudiés en profondeur à la rubrique « Hypothèses des scénarios » de la présente section.
3. **Production des projections** – À partir de ces hypothèses initiales, nous produisons des projections qui s'étirent jusqu'en 2050 en nous servant du système de modélisation de l'avenir énergétique. Les projections qui en résultent sont présentées dans les chapitres subséquents. D'autres renseignements sur ce système de modélisation sont fournis à l'annexe 2, intitulée « Aperçu du système de modélisation d'Avenir énergétique ».



Table A.1  
Explication des scénarios et liens entre les hypothèses

PRINCIPALES DIFFÉRENCES ENTRE LES SCÉNARIOS		
	ÉVOLUTION DES POLITIQUES	POLITIQUES ACTUELLES
<b>PRÉMISSSE DES SCÉNARIOS</b>	<b>PRÉMISSSE :</b> Poursuite des mesures de réduction des émissions de GES à l'échelle mondiale et au Canada. Le rythme de l'introduction de nouvelles mesures dans l'avenir respecte la tendance du passé.	<b>PRÉMISSSE :</b> Les actions canadiennes et mondiales en matière de réduction des émissions de GES ne dépassent généralement pas celles déjà en place.
<b>MARCHÉS INTERNATIONAUX DU PÉTROLE BRUT</b>	<p><b>RÉPERCUSSIONS D'ORDRE GÉNÉRAL :</b> En raison de l'intensification des actions politiques, la demande mondiale de pétrole brut est inférieure à celle du scénario des politiques actuelles.</p> <p><b>HYPOTHÈSES EXPLICITES COMPRISSES DANS LA MODÉLISATION D'AVENIR ÉNERGÉTIQUE :</b> Une diminution de la demande de pétrole brut entraîne une baisse des prix, qui sont inférieurs à ceux du scénario des politiques actuelles. La tendance pour le pétrole brut Brent est graduellement à la baisse, le prix se situant à 40 \$ US le baril (en \$ US de 2020) en 2050.</p>	<p><b>RÉPERCUSSIONS D'ORDRE GÉNÉRAL :</b> Les politiques moins nombreuses se traduisent par une demande mondiale de pétrole brut plus élevée que dans le scénario d'évolution des politiques.</p> <p><b>HYPOTHÈSES EXPLICITES COMPRISSES DANS LA MODÉLISATION D'AVENIR ÉNERGÉTIQUE :</b> Une demande plus forte de pétrole brut fait monter les prix par rapport au scénario d'évolution des politiques. Le prix du Brent s'établit en moyenne à 70 \$ US de 2020 le baril pendant la majeure partie de la période de projection.</p>
<b>MARCHÉS INTERNATIONAUX DU GAZ NATUREL</b>	<p><b>RÉPERCUSSIONS D'ORDRE GÉNÉRAL :</b> En raison de l'intensification des actions politiques, la demande mondiale de pétrole brut est inférieure à celle du scénario des politiques actuelles.</p> <p><b>HYPOTHÈSES EXPLICITES COMPRISSES DANS LA MODÉLISATION D'AVENIR ÉNERGÉTIQUE :</b> Le prix du gaz naturel au carrefour Henry augmente, de 5,00 \$ US de 2020 par MMBTU en 2021, par rapport au niveau actuel, mais à un rythme moins soutenu que dans le scénario des politiques actuelles. Il atteint 3,64 \$ US de 2020 par MMBTU en 2050. Les exportations canadiennes de GNL sont en hausse et s'élevaient à 4,9 Gpi/j à l'horizon 2050.</p>	<p><b>RÉPERCUSSIONS D'ORDRE GÉNÉRAL :</b> Les politiques moins nombreuses se traduisent par une demande mondiale de gaz naturel plus élevée que dans le scénario d'évolution des politiques.</p> <p><b>HYPOTHÈSES EXPLICITES COMPRISSES DANS LA MODÉLISATION D'AVENIR ÉNERGÉTIQUE :</b> Le prix du gaz naturel au carrefour Henry monte plus rapidement et atteint un niveau plus élevé que dans le scénario d'évolution des politiques, soit 4,40 \$ US de 2020 par MMBTU en 2050. Les exportations canadiennes de GNL sont en hausse et s'élevaient à 7,1 Gpi/j vers 2050.</p>
<b>TECHNOLOGIES SOBRES EN CARBONE</b>	<p><b>RÉPERCUSSIONS D'ORDRE GÉNÉRAL :</b> L'intensification des mesures politiques favorise l'adoption de technologies à faibles émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale, ce qui se traduit par des gains sur le plan des coûts et celui de l'efficacité à mesure qu'on met au point les technologies.</p> <p><b>HYPOTHÈSES EXPLICITES COMPRISSES DANS LA MODÉLISATION D'AVENIR ÉNERGÉTIQUE :</b> Les coûts des technologies qui occupent une plus grande place sur le marché, comme les énergies éolienne et solaire, chutent plus rapidement que dans le scénario des politiques actuelles. Les technologies émergentes s'imposent de plus en plus. L'efficacité dans ces deux secteurs technologiques s'améliore par rapport à ce qui est envisagé dans le scénario des politiques actuelles.</p>	<p><b>RÉPERCUSSIONS D'ORDRE GÉNÉRAL :</b> Les actions politiques limitées incitent peu à adopter des technologies partout dans le monde. Les coûts diminuent, et l'efficacité des technologies sobres en carbone ne s'améliorent pas autant que dans le scénario d'évolution des politiques.</p> <p><b>HYPOTHÈSES EXPLICITES COMPRISSES DANS LA MODÉLISATION D'AVENIR ÉNERGÉTIQUE :</b> Les coûts des technologies qui font une nette percée, comme l'éolien et le solaire, diminuent, mais moins rapidement que dans le scénario d'évolution des politiques. Les technologies émergentes s'imposent peu.</p>
<b>POLITIQUES AU CANADA EN MATIÈRE DE CLIMAT</b>	<p><b>RÉPERCUSSIONS D'ORDRE GÉNÉRAL :</b> Les actions politiques se multiplient au même rythme que dans le passé.</p> <p><b>HYPOTHÈSES EXPLICITES COMPRISSES DANS LA MODÉLISATION D'AVENIR ÉNERGÉTIQUE :</b> Une série hypothétique de changements en matière de politiques est envisagée, comme une hausse de la tarification du carbone après 2030, un resserrement des normes visant les grands émetteurs, un mandat national concernant les véhicules zéro émission et un cadre de plus en plus strict pour ce qui est de l'intensité des émissions des combustibles après 2030.</p>	<p><b>RÉPERCUSSIONS D'ORDRE GÉNÉRAL :</b> Les mesures se limitent à celles déjà en place.</p> <p><b>HYPOTHÈSES EXPLICITES COMPRISSES DANS LA MODÉLISATION D'AVENIR ÉNERGÉTIQUE :</b> Seules les politiques ayant force de loi ou de quasi-loi sont prises en compte.</p>

Le tableau A.1 dresse une synthèse des incidences qui découlent de la prémissse de base des scénarios sur diverses composantes de la filière énergétique. On y décrit les répercussions de l'hypothèse fondamentale du scénario d'évolution des politiques et du scénario des politiques actuelles, d'abord de façon générale (lignes « Répercussions d'ordre général »), puis sur des composantes particulières, comme les prix ou les coûts des technologies incorporés aux modèles d'avenir énergétique (lignes « Hypothèses explicites comprises dans la modélisation d'avenir énergétique »). Bon nombre de ces facteurs, comme les marchés internationaux et les avancées technologiques, ont une portée qui dépasse le territoire canadien. Le présent rapport s'intéressant surtout à l'avenir énergétique du Canada, les hypothèses explicites, comme les tendances concernant les prix sur le marché et les coûts des technologies, sont tirées d'une analyse de scénarios produits par des institutions, le milieu universitaire, l'industrie, des prévisionnistes du secteur privé et d'autres études pertinentes sur l'énergie<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Les principales ressources qui ont étoffé les hypothèses du scénario d'évolution des politiques et du scénario des politiques actuelles sont les suivantes : [Un environnement sain et une économie saine d'ECCC](#) (2021), divers documents de politiques fédéraux, provinciaux et territoriaux; [World Energy Outlook \(2020\)](#) et [Net-Zero by 2050, Annual Energy Outlook \(2020\)](#) de l'AIE; [Short-Term Energy Outlook by 2050](#) (divers 2021), [perspectives énergétiques de BP](#) (2020), [scénarios de Shell](#) (2021), [Annual Technology Baseline](#) (2021) du National Renewable Energy Laboratory, prévisions des prix de [GLJ](#) and [Sproule](#) et services d'analyse de scénarios d'IHS Markit, S&P Global et WoodMackenzie.

## Avenir énergétique 2021 : une amorce de dialogue

On notera que les projections présentées dans l'Avenir énergétique 2021 visent uniquement à amorcer un dialogue sur l'avenir énergétique du Canada, et ne constituent pas des prédictions de la Régie sur des événements qui surviendront dans les années à venir. Ces projections reposent sur des hypothèses utilisées pour analyser divers résultats possibles. Celles relatives à l'infrastructure énergétique actuelle ou future, à l'évolution des marchés énergétiques ou aux politiques en matière de climat 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 découlent d'événements géopolitiques ou de percées technologiques. Par ailleurs, de nouvelles informations émergeront, et les tendances, les politiques et les technologies continueront d'évoluer. 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 trajectoire qui devrait être empruntée pour atteindre des buts particuliers, comme les objectifs du Canada en matière de climat.

# Principales hypothèses



## ■ Politique canadienne en matière de climat

Le scénario d'évolution des politiques a comme point de départ les politiques qui sont actuellement en place au Canada sur le plan climatique. De là, il élargit le cadre stratégique existant, auquel se greffe un ensemble hypothétique de politiques futures. D'une part, ces politiques ont été retenues pour dépeindre les ambitions croissantes de réduction des émissions de GES et concordent généralement avec les grandes tendances des progrès enregistrés dans le passé. D'autre part, le scénario des politiques actuelles ne retient que les politiques qui sont déjà en place. La présente section fait état des politiques qui ont été prises en compte. Le lecteur trouvera un complément d'information sur celles-ci à l'annexe 1 intitulée Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada.



### Politiques actuelles

Le scénario des politiques actuelles ne prend en considération que les politiques existantes, tandis que le scénario d'évolution des politiques se sert de ces mêmes politiques comme tremplin pour produire 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<sup>er</sup> août 2021;
- la politique est décrite de manière suffisamment détaillée pour qu'elle puisse être modélisée<sup>4</sup>;
- les objectifs et les cibles du Canada, dont ses engagements internationaux en matière de climat, ne sont pas explicitement modélisés, mais les politiques annoncées qui sont en place et qui visent à atteindre ces cibles sont incluses dans la modélisation et l'analyse.

En comparaison du rapport Avenir énergétique du Canada en 2020 (« Avenir énergétique 2020 »), les principaux changements entre les scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles se situent dans l'inclusion de la tarification du carbone plus élevée énoncée dans le [plan climatique renforcé](#) du gouvernement fédéral. Le scénario des politiques actuelles prend aussi en compte la *Norme sur les combustibles propres relative aux combustibles liquides* qui a suivi la publication d'un [projet de règlement en décembre 2020](#).

<sup>4</sup> Par exemple, en juillet 2021, le gouvernement fédéral a annoncé un cadre à venir selon lequel [tous véhicules de passagers vendus vers 2035 seraient à zéro émission](#). Cependant, au moment de l'analyse qui a servi à produire le présent rapport, on ne disposait pas d'assez de détails pour tenir compte de ce cadre dans le scénario des politiques actuelles.

### Politiques futures

Le scénario d'évolution des politiques greffe aux politiques déjà en place un ensemble hypothétique de nouvelles politiques qui tiennent compte de plusieurs facteurs :

- Les politiques annoncées qui sont en cours d'élaboration sont incluses dans la mesure du possible. En général, leur inclusion exige qu'on formule des hypothèses simplificatrices du fait que 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 administrations plus tard durant la période de projection.
- Les politiques existantes qui peuvent être renforcées au fil du temps le sont. Par exemple, nous utilisons les hausses de tarification du carbone jusqu'en 2030 prévues dans la politique actuelle et les extrapolons de 2031 à 2050. De plus, nous envisageons un resserrement hypothétique des seuils d'émissions pour les grands émetteurs assujettis au [système de tarification fondé sur le rendement](#).

Le tableau A.2 décrit des initiatives stratégiques particulières. Quant à la figure A.2, elle compare le filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone au coût croissant de la pollution par le carbone dans le scénario d'évolution des politiques.



Tableau A.2

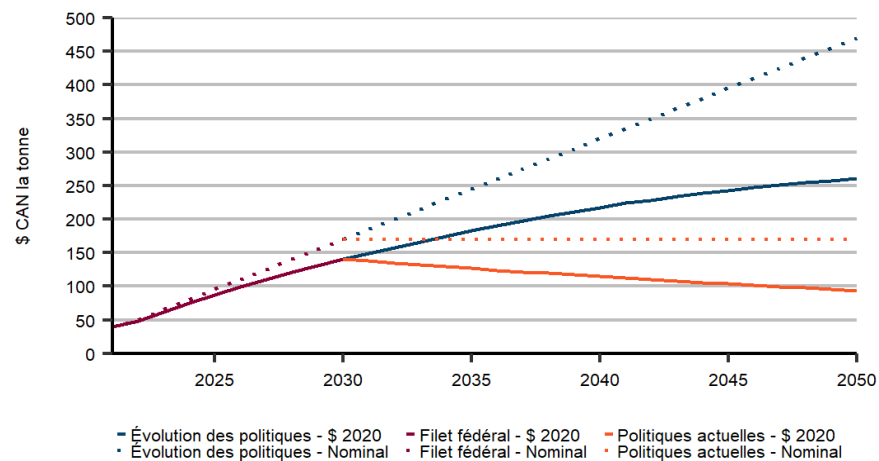
**Aperçu des hypothèses relatives aux politiques canadiennes**

Principales différences entre les scénarios	
<b>Principales hypothèses sur les politiques existantes</b>	
Point de départ des hypothèses pour les politiques du scénario d'évolution des politiques. Le scénario des politiques actuelles se limite à celles-ci.	
Politiques	Description
Tarifcation du carbone	Régimes provinciaux et territoriaux de tarification du carbone actuels et filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone
Élimination progressive du charbon	La production d'électricité dans des centrales classiques au charbon cesse graduellement d'ici 2030.
Règlement sur les combustibles propres	Combustibles liquides seulement; resserrement de la norme jusqu'en 2030.
Efficacité énergétique	Règlements actuellement en vigueur, dont des normes sur les appareils électroménagers, des codes du bâtiment et des normes sur les véhicules.
Véhicules électriques	Politiques et initiatives provinciales, dont celles de la Colombie-Britannique et du Québec, et programmes fédéraux de remises et d'infrastructure <sup>5</sup> .
Énergies renouvelables	Exigences actuelles concernant la production d'électricité renouvelable et le mélange d'éthanol, de biodiesel et de gaz naturel renouvelable.
<b>Principales hypothèses concernant les politiques futures</b>	
Resserrement hypothétique des politiques incluses uniquement dans le scénario d'évolution des politiques	
Changement hypothétiques des politiques	Description
Tarifcation du carbone	Les prix du carbone continuent d'augmenter après les dates déjà annoncées. Sous le régime fédéral de tarification, le prix du carbone augmenter après 2030 à raison de 15 \$ la tonne d'équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO <sub>2</sub> ) par année, en termes nominaux (figure A.2). Dans le cas des grands émetteurs, visés par le système fédéral de tarification fondé sur le rendement, les seuils sont resserrés de 2 % par année de 2022 à 2050.
Règlement sur les combustibles à faibles émissions de carbone ou propres	L'évolution (de 2022 à 2030) de la réduction de l'intensité des émissions des combustibles liquides à la suite du <i>Règlement sur les combustibles</i> propres du gouvernement fédéral est étendue jusqu'à la fin de la période de projection. Une exigence fédérale sur le mélange de gaz naturel renouvelable est introduite en 2030 et augmente à 10 % d'ici 2040.
Véhicules zéro émission	Un cadre fédéral sur les VZE est mis en place en 2025 et s'étend à la totalité des véhicules neufs vendus en 2035 dans les provinces. Des dispenses sont accordées aux collectivités éloignées et aux territoires.
Efficacité énergétique	Renforcement graduel de la réglementation sur l'efficacité énergétique dans l'ensemble de l'économie, notamment l'adoption de codes du bâtiment à zéro émission nette et resserrement des normes pour les appareils électroménagers et l'efficacité des véhicules légers.
Soutien aux technologies et infrastructures énergétiques propres	Les politiques continuent de favoriser la mise au point de nouvelles technologies et l'aménagement de l'infrastructure essentielle au transport d'électricité, au captage et stockage du CO <sub>2</sub> , à la production d'hydrogène et à la recharge des véhicules électriques.

<sup>5</sup> En juin 2020, le [gouvernement fédéral a dévoilé un objectif de zéro émission pour la totalité des voitures et des camions légers vendus au Canada d'ici 2035](#). Au moment de l'analyse, les mesures visant à atteindre cet objectif étaient toujours en cours d'élaboration; par conséquent, ce but n'a pas été pris en compte dans le scénario des politiques actuelles

Figure A.2

**Tableau<sup>6</sup> du filet de sécurité fédéral actuel sur la tarification du carbone (2020 à 2030) et hypothèses du scénario d'évolution des politiques et du scénario des politiques actuelles visant l'ensemble de l'économie (2030 à 2050)**



<sup>6</sup> À titre indicatif seulement. Dans l'analyse d'Avenir énergétique 2021, 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 170 \$/tonne d'ici 2030, en termes nominaux. Pour le reste de la période de projection du scénario des politiques actuelles, ce prix demeure constant, et le prix ajusté en fonction de l'inflation diminue avec de celle-ci.

## Scénario d'évolution des politiques : Principales distinctions entre Avenir énergétique 2020 et Avenir énergétique 2021

Le scénario d'évolution des politiques devient le nouveau scénario principal de la série Avenir énergétique du Canada dans Avenir énergétique 2020. Depuis la parution de l'analyse d'Avenir énergétique 2020, des changements notables ont été observés dans les tendances mondiales et intérieures, ce qui a amené une révision des hypothèses du scénario d'évolution des politiques par rapport à celles de l'année dernière. Au nombre des principales modifications qui ont été apportées, on note celles-ci :

- ⇒ **Politique canadienne en matière de climat beaucoup plus ferme, dont la tarification du carbone proposé dans le [Plan climatique renforcé du Canada](#)** – Plusieurs nouvelles initiatives politiques sur le plan intérieur ont été mises en place, dont un filet de sécurité fédéral plus élevé pour la tarification du carbone jusqu'en 2030, un projet de règlement fédéral sur les combustibles propres et plusieurs politiques et plans provinciaux et territoriaux.
- ⇒ **Prix plus élevés du pétrole brut et du gaz naturel à court terme, mais plus bas à long terme** – Par rapport à Avenir énergétique 2020, les prix à court terme se sont raffermis, résultat de l'effet combiné de la reprise après la pandémie, du déploiement de vaccins et de réductions de la production mondiale de pétrole brut. À plus long terme, les prix du pétrole brut et du gaz naturel dans Avenir énergétique 2021 sont inférieurs à ceux de l'édition de l'année dernière par suite de l'annonce de plusieurs nouvelles politiques et d'objectifs de réduction des GES dans le monde.
- ⇒ **Accélération du développement des technologies émergentes** – Depuis la parution d'Avenir énergétique 2020, le Canada a publié des feuilles de route sur l'hydrogène et les petits réacteurs modulaires (« PRM »). En outre, les constructeurs automobiles ont annoncé l'augmentation du nombre de véhicules électriques dans leur gamme. Enfin, plusieurs grands projets de captage et stockage du CO<sub>2</sub> (« CSC ») et d'hydrogène ont également été dévoilés<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Parmi ceux-ci, on relève les suivants : [projet d'électrolyseurs d'Hydro-Québec pour la production d'hydrogène vert](#), [complexe d'hydrogène à bilan zéro d'Air Products](#), [réseau de carbone de l'Alberta de Pembina et de TC Énergie](#), [complexe de captage du carbone de Pieridae à Caroline](#), [usine de méthanol bleu de Nautical Energy et Enhance Energy](#) et [projet de CSC Polaris de Shell](#).

## Technologies

Les avancées technologiques peuvent influencer grandement sur le portrait énergétique. Il existe un lien étroit entre les politiques et la cadence des percées technologiques. Les cadres stratégiques sont des catalyseurs essentiels pour l'innovation technologique et l'utilisation accrue des technologies de réduction des GES. Au cours des dix dernières années, des percées technologiques ont donné accès à des ressources en combustibles fossiles non classiques, et ont permis une forte réduction des coûts de technologies, comme l'éolien, le solaire et les batteries. Le scénario d'évolution des politiques table sur d'importants progrès technologiques, dont l'adoption de nombreuses technologies prometteuses qui sont encore aux stades initiaux de la commercialisation. Le scénario des politiques actuelles repose sur des avancées technologiques plus lentes par rapport au scénario d'évolution des politiques, notamment des gains en efficacité énergétique et une réduction des coûts des technologies bien établies. Le tableau A.3 résume les principales hypothèses du scénario d'évolution des politiques et de celui des politiques actuelles.



Tableau A.3

### Hypothèses sur les avancées technologiques – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles

Technologies	Évolution des politiques	Politiques actuelles
Production d'électricité – Énergies éolienne et solaire	Chute des coûts et amélioration de l'efficacité. Voir le tableau A.4 pour tous les détails.	Poursuite de la diminution des coûts, mais plus lentement que dans le scénario d'évolution des politiques. Voir le tableau A.4 pour tous les détails.
Véhicules électriques	Réduction du coût des batteries, de 170 \$ US 2020 le kilowatt (« kW ») en 2021 à 45 \$ US 2020/kW en 2050 (réduction de 74 %)	Baisse du coût des batteries, qui s'établit à 100 \$ US 2020/kW vers 2050 (réduction de 40 %)
Hydrogène	Diminution du coût de production de l'hydrogène à faible teneur en carbone pendant toute la période de projection. Chute du coût de production d'hydrogène par électrolyse, qui passe de 6 à 10 \$ US 2020 à 1,5 à 6 \$ US vers 2050. Prix du gaz naturel avec CSC dérivé de l'hydrogène en baisse, de 1,6 à 2 \$ US 2020 à 1,5 à 1,7 \$ US vers 2050.	Coûts près des niveaux actuels en tenant compte des projets actuellement annoncés.
Gaz naturel renouvelable	Coût moyen de 15 \$ US 2020/GJ pendant toute la période de projection, et demande maximale de 500 pétajoules (« PJ »).	Seuls les projets en cours et les politiques de mélange en place (C.-B. et Québec) sont pris en compte.
Extraction des sables bitumineux par solvant	Toutes les nouvelles installations d'exploitation des sables bitumineux après 2025 utilisent l'extraction par solvant. L'adoption de cette technique dans les installations existantes commence dans la deuxième moitié de la période de projection.	Adoption limitée de la technologie d'extraction par solvant.
Petits réacteurs modulaires (« PRM »)	Réduction des coûts, de 7 000 \$ US 2020/kW en 2030 à 6 000 \$ US 2020/kW en 2040 et à 5 000 \$ US 2020/kW en 2040.	Non inclus





## Minéraux critiques et transition énergétique

Une transition mondiale soutenue qui mènera à des filières énergétiques à faibles émissions exigera l'adoption généralisée de nombreuses technologies existantes et émergentes, comme les éoliennes, les panneaux solaires et les batteries. Ces technologies requièrent des matières premières. Une analyse de scénarios échafaudés à l'échelle planétaire (*Net Zero by 2050* et *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE ») et *Insights into Future Mobility* de MIT Energy Initiative) révèle que les matières premières utilisées pour produire ces technologies retiennent de plus en plus l'attention. Le coût et la disponibilité des minéraux critiques pour la fabrication de technologies sobres en carbone constituent de grandes incertitudes pour les filières énergétiques.

L'accroissement de la demande de ces minéraux critiques (lithium, cobalt, nickel, cuivre, etc.) pourrait exercer une pression à la hausse sur leurs prix qui, à son tour, pourrait freiner la réduction des coûts de l'éolien, du solaire et des batteries. Si les coûts de ces technologies devaient dépasser ceux envisagés dans les scénarios d'Avenir énergétique 2021 (voir le tableau A.4), l'adoption de celles-ci pourrait être plus limitée que ce qu'on envisage ou les coûts pour la filière énergétique pourraient être plus élevés.

D'un autre côté, une demande soutenue de minéraux critiques pourrait encourager les investissements dans de nouvelles sources d'approvisionnement ou accroître le recyclage, freinant du coup la hausse des prix, qui pourraient même diminuer avec le temps<sup>8</sup>. Il est possible également que les avancées technologiques neutralisent les hausses potentielles des coûts des matières premières et favorisent des changements dans la conception même (p. ex., une modification de la composition chimique des batteries au lithium-ion pour réduire la quantité de cobalt, ou l'utilisation de différentes technologies, comme une transition à des batteries à électrolyte solide et l'abandon de la technologie du nickel-manganèse-cobalt en usage aujourd'hui), ou l'amélioration de la production<sup>9</sup>.

Bien que les perspectives concernant le marché mondial des minéraux critiques soient une source d'incertitude, il est manifeste que leur extraction pour créer des technologies sobres en carbone aura des répercussions importantes sur l'économie. Dans son scénario d'énergie carboneutre, l'AIE estime que la valeur mondiale de certains minéraux critiques connaîtra une hausse marquée durant les deux prochaines décennies, atteignant, selon elle, la valeur marchande actuelle du charbon (environ 400 milliards de dollars américains de 2019) d'ici 2040. En ce qui concerne le Canada, l'étude [Vers un Canada carboneutre](#) de l'Institut canadien pour des choix climatiques révèle que l'intensification des activités minières et manufacturières pourrait grandement contribuer à la croissance économique du pays au moment où lui et le monde se décarbonent.

<sup>8</sup> Par exemple, l'exploration de métaux du groupe des terres rares s'est grandement intensifiée au début des années 2010, alimentée par la perspective d'une demande accrue (Eggert, R. G. (2011), [Minerals go critical](#), *Nature Chemistry*, 3, 688 à 691). Pour une analyse de la dynamique visant l'exploration des minéraux critiques, voir Humphreys, D. (2014). L'industrie minière et l'approvisionnement en minéraux critiques. Dans *British Geological Survey, Critical Metals Handbook* (p. 20 à 40). John Wiley & Sons, Ltd. doi:10.1002/9781118755341.

<sup>9</sup> Voir Victoria et al., [Solar photovoltaics is ready to power a sustainable future](#), *Joule* (2021), pour une analyse de la façon dont les gains d'efficacité de la production ont réduit les besoins de matériaux pour l'énergie solaire photovoltaïque et l'exposition aux risques associés aux matières premières.

## Marchés du pétrole brut et du gaz naturel

Les prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel sont des éléments de première importance dans le portrait énergétique canadien et ils sont établis en fonction de facteurs liés à l'offre et à la demande à l'extérieur de nos frontières. 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 tributaires des tendances sur les marchés mondiaux, en plus d'être soumis à des facteurs locaux, comme la qualité du brut produit au pays et la disponibilité suffisante de capacité pipelinière. Ces dernières années, cette disponibilité pour le transport des produits en provenance et à destination de l'Ouest canadien a été une grande préoccupation, qui s'est fait sentir aussi bien sur les marchés canadiens que sur les niveaux de production.

La figure A.3 illustre les hypothèses avancées dans Avenir énergétique 2021 au sujet du prix du Brent, principale référence mondiale pour le pétrole brut, dans le scénario d'évolution des politiques et celui des politiques actuelles. La pandémie de COVID-19 a fait chuter les prix mondiaux du pétrole brut en 2020. Au deuxième semestre de 2021, ils avaient remonté la pente et étaient revenus aux niveaux de 2019, qu'ils avaient même dépassés. À plus long terme, les prix envisagés dans les scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles empruntent des trajectoires différentes, du fait que les hypothèses qui les sous-tendent divergent. Dans le premier cas, l'intensification des mesures en matière de climat à l'échelle mondiale, qui supposent une diminution de la demande de pétrole brut par rapport au second scénario, exerce une pression à la baisse sur les prix, et le Brent fléchit pour s'établir à 40 \$US 2020 le baril<sup>10</sup> à la fin de la période de projection, par rapport à 68 \$/b en 2021. Dans le scénario des politiques actuelles, les prix du pétrole brut demeurent à 70 \$ US 2020/b pendant l'essentiel de cette même période. Dans les deux scénarios, à long terme, le prix du West Texas Intermediate (« WTI »), important prix de référence pour le brut en Amérique du Nord, est 4,00 \$ US 2020 sous celui du Brent.

Les deux scénarios d'Avenir énergétique 2021 présument que le brut lourd de référence canadien se négocie, par rapport au WTI, à un prix d'escompte qui concorde avec la moyenne des années passées. L'écart de prix entre le WTI et le WCS a été fixé à 12,50 \$ US 2020/b pour la majeure partie de la projection. Toutefois, dans la pratique, si le volume de pétrole futur disponible à l'exportation frôle ou surpasse la capacité totale de transport par pipelines et la capacité ferroviaire structurelle, cet écart pourrait se creuser considérablement. Nous ne rajustons pas l'écart de prix présumé pour tenir compte de cette dynamique. La figure R.14 dans la section « Résultats » montre l'effet possible d'un resserrement ou d'une contrainte de la capacité pipelinière dans nos deux scénarios, en tenant compte de la capacité pipelinière actuelle, des agrandissements prévus et de la capacité ferroviaire structurelle.

La figure A.4 illustre les hypothèses de prix du gaz naturel d'Avenir énergétique 2021 pour le scénario d'évolution des politiques et celui des politiques actuelles. Au cours de la période de projection, le prix au [carrefour Henry](#), prix de référence important en Amérique du Nord, augmente graduellement pour atteindre 3,60 \$ US 2020/MBTU vers 2050 selon le scénario d'évolution des politiques, comparativement à 3,00 \$ US/MBTU en 2021. Dans le scénario des politiques actuelles, la hausse des prix du gaz naturel est

plus rapide, si bien qu'ils atteignent 4,40 \$ US/MBTU vers 2050. Cela concorde avec la croissance plus forte de la demande nord-américaine et des volumes accrus de gaz naturel liquéfié (« GNL ») exportés que dans le scénario d'évolution des politiques. Dans Avenir énergétique 2021, on pose comme hypothèse que le prix au carrefour Henry surpasse de 0,90 \$ US 2020/MBTU celui au carrefour NIT pendant la majeure partie de la période de projection. Cependant, l'escompte du prix au NIT pourrait être beaucoup plus marqué si la capacité pipelinière devait être limitée à certains moments et empêcher l'acheminement du gaz naturel de l'Ouest canadien vers les marchés.

<sup>10</sup> Cela correspond à 40 \$ US, rajusté en fonction de l'inflation en termes réels, 2020 servant d'année de base.

Figure A.3  
Hypothèses de prix du pétrole brut Brent jusqu'en 2050 – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles

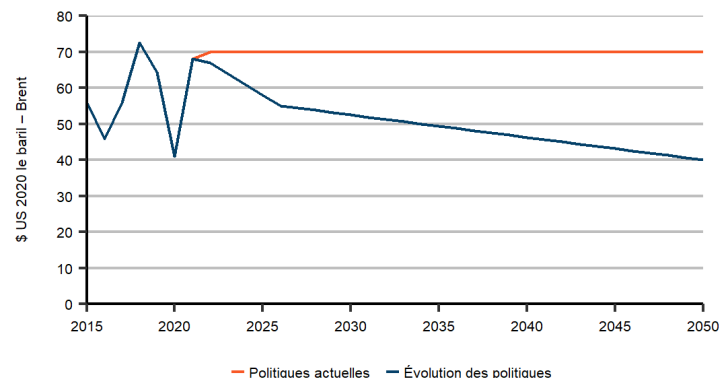
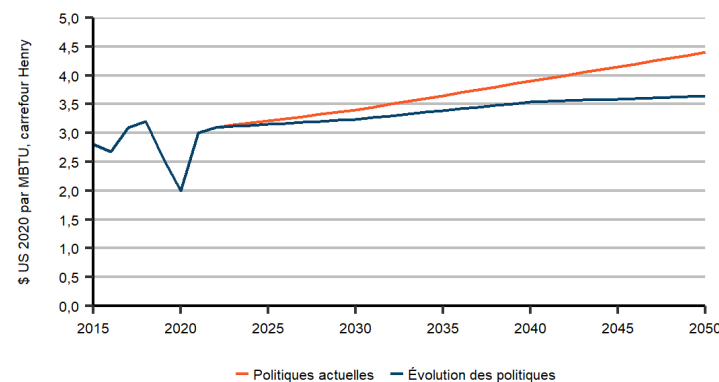


Figure A.4  
Hypothèses de prix du gaz naturel au carrefour Henry jusqu'en 2050 – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles

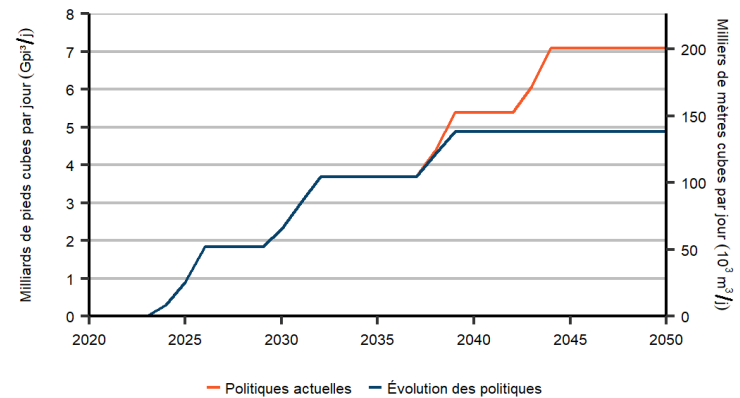




Les projections d'Avenir énergétique 2021 reposent sur les volumes d'exportation de GNL du Canada présentés à la figure A.5. On suppose que tout ce gaz proviendra de la côte ouest du Canada. Ces volumes prennent en compte la phase 1 du projet de LNG Canada, pour lequel une [décision d'investissement finale](#) a été prise et qui est déjà [en construction](#). Ils tablent aussi sur une hypothèse de volumes supplémentaires, sans pour autant s'attacher à un projet en particulier. Le scénario des politiques actuelles suppose que les exportations de GNL seront plus fortes que celles imaginées dans le scénario d'évolution des politiques à partir de 2039. La mise en valeur future de projets de GNL est incertaine et pourrait être très différente de celle envisagée. Dans les deux scénarios, on présume que les trois quarts du gaz naturel qui sera liquéfié proviendront de la production servant exclusivement à alimenter les usines de liquéfaction. Cela signifie que cette tranche de la production existe uniquement parce qu'il y a une capacité d'exportation de GNL et qu'elle est en surplus de celle prévue dans nos hypothèses de prix du gaz naturel en Amérique du Nord.

Figure A.5

**Hypothèses des volumes d'exportation de GNL canadien jusqu'en 2050 – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles**



L'ensemble des données à la base des hypothèses de prix de référence et des niveaux d'exportation de GNL sont accessibles dans les fichiers et les annexes de données qui accompagnent le présent rapport; ces données sont décrites à la section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique ».



## Électricité

L'analyse présentée dans Avenir énergétique 2021 tient compte des attentes actuelles des exploitants de services publics et de réseaux quant aux futurs projets d'approvisionnement en électricité dans leur région propre, particulièrement des grands projets prévus. Elle tient également compte d'hypothèses sur les coûts qui doivent être engagés pour accroître la capacité de production à l'avenir. Le tableau A.4 résume les hypothèses relatives aux coûts de production d'électricité au moyen de gaz naturel, de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne et fait état des facteurs de charge. Les calendriers et les plans actuels des services publics, des sociétés et des exploitants de réseaux constituent la principale base pour connaître le moment et l'ampleur des autres formes de production ajoutées durant la période de projection (par exemple, la remise à neuf de centrales hydroélectriques et nucléaires).

Comme il en a été question plus haut dans la présente section, les coûts de production à partir de l'éolien et du solaire ainsi que d'autres technologies émergentes sont moins élevés dans le scénario d'évolution des politiques que dans celui des politiques actuelles. Cela repose sur une transition plus marquée à l'échelle mondiale vers ces technologies sobres en carbone, et des percées technologiques et des gains d'efficacité qui contribuent à réduire leurs coûts et à améliorer leur rendement.



Tableau A.4

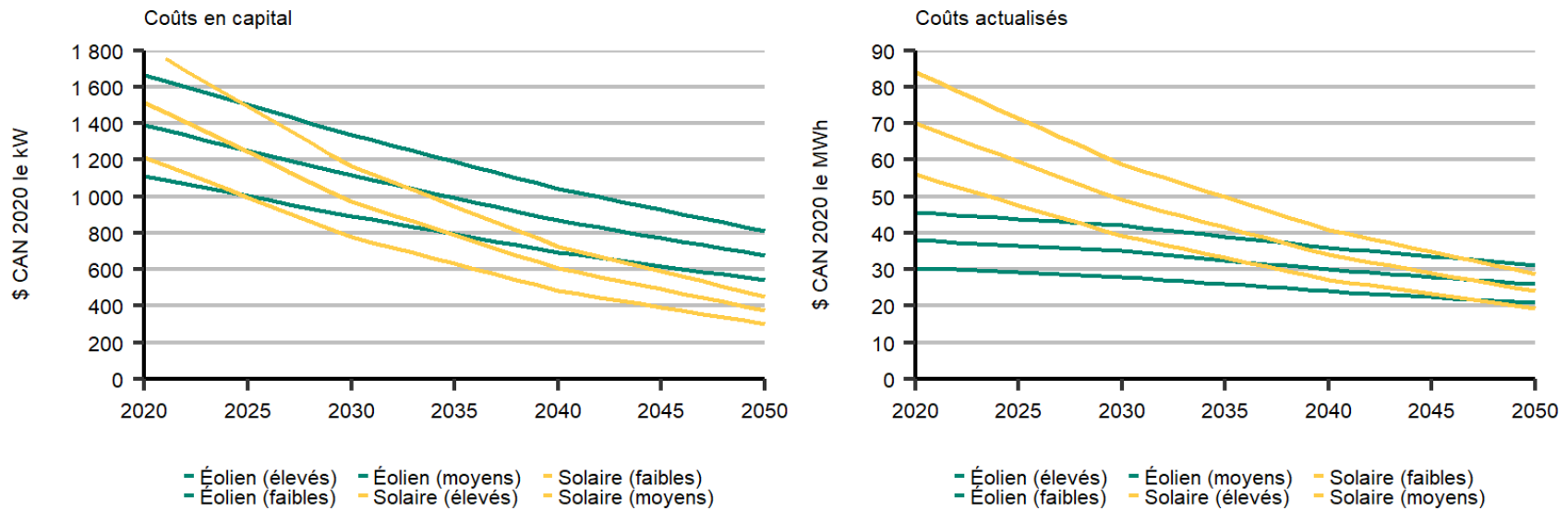
**Hypothèses relatives au coût de l'électricité produite à partir de gaz naturel, de l'énergie éolienne sur la terre ferme et de l'énergie solaire à grande échelle à l'horizon 2050 – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles**

	Coûts en capital (\$ CA 2020/kilowatt (« kW »))	Coûts d'exploitation et d'entretien fixes (\$ CA 2020/kW)	Coûts d'exploitation et d'entretien variables (\$ CA 2020/mégawattheure (« MWh »))	Facteur de charge (%) <sup>11</sup>
Gaz naturel (cycle combiné) (2020 à 2050, les deux scénarios)	1 300 à 1 800	21	5	70
Centrales de pointe (2020 à 2050, les deux scénarios)	950 à 1 400	18	5	20
Énergie éolienne (2020)	1 389	25 à 60	0	30 à 45
Énergie solaire (2020)	1 516	20 à 27	0	10 à 20
<b>Évolution des politiques</b>				
Énergie éolienne (2030)	1 115	25 à 60	0	35 à 55
Énergie éolienne (2040)	868	25 à 60	0	35 à 55
Énergie éolienne (2050)	676	25 à 60	0	35 à 55
Énergie solaire (2030)	972	20 à 27	0	15 à 25
Énergie solaire (2040)	605	20 à 27	0	15 à 25
Énergie solaire (2050)	376	20 à 27	0	15 à 25
<b>Politiques actuelles</b>				
Énergie éolienne (2030)	1 226	25 à 60	0	30 à 45
Énergie éolienne (2040)	1 184	25 à 60	0	30 à 45
Énergie éolienne (2050)	1 117	25 à 60	0	30 à 45
Énergie solaire (2030)	1 066	20 à 27	0	10 à 20
Énergie solaire (2040)	772	20-27	0	10 à 20
Énergie solaire (2050)	561	20-27	0	10 à 20

<sup>11</sup> Le facteur de charge désigne l'énergie réellement produite par une génératrice pendant une période donnée, divisée par la puissance maximale possible pendant cette même période. Les facteurs de charge varient selon la région et la technologie employée et s'améliorent en moyenne tout au long de la période de projection en raison des gains en efficacité.

Figure A.6

**Hypothèses des coûts en capital et des coûts actualisés<sup>12</sup> pour l'éolien et le solaire jusqu'en 2050 – Scénario d'évolution des politiques**



<sup>12</sup> La fourchette de coûts en capital des énergies solaire et éolienne indiquée est de plus ou moins 20 % pour 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. La fourchette des coûts actualisés tient 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.



## Hydrogène

L'hydrogène peut être produit à partir de composés organiques comme la biomasse, le gaz naturel ou le charbon en utilisant divers procédés. Il est aussi possible d'en produire avec de l'eau au moyen de l'électrolyse. Les deux principales méthodes de production d'hydrogène étudiée dans Avenir énergétique 2021 sont l'électrolyse et le gaz naturel associé au CSC.

- Gaz naturel avec CSC** – À l'heure actuelle, la technique la plus courante pour produire de l'hydrogène est le reformage du méthane à la vapeur du gaz naturel. Dans ce procédé, la vapeur à haute température réagit avec le méthane et donne de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub>. En combinant cette technique à une technologie de captage et de stockage du CO<sub>2</sub>, on parvient à produire de l'hydrogène en dégageant relativement peu de CO<sub>2</sub>. Dans les années à venir, le reformage autothermique (« RAT ») pourrait procurer un avantage sur le plan des coûts au reformage du méthane à la vapeur et permettre un plus haut taux de captage de CO<sub>2</sub>. Dans le projet qu'elle a annoncé récemment pour l'Alberta, [Air Products](#) propose d'utiliser le RAT dans ses installations. Dans notre analyse, nous supposons un taux de captage de plus de 90 % pour tout le gaz naturel produit à l'aide du CSC. Nous supposons aussi qu'en raison de la proximité de la capacité de piégeage, la production d'hydrogène à partir du gaz naturel avec CSC est une option qui est envisageable uniquement en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan.
- Électrolyse** – L'électrolyse est un procédé dans lequel on fait passer un courant électrique dans l'eau pour la décomposer en ses éléments, l'hydrogène et l'oxygène. Selon la source d'électricité, l'hydrogène produit de cette façon dégage peu ou pas de CO<sub>2</sub>. Dans Avenir énergétique 2021, on distingue deux types d'électrolyses selon la source de l'électricité. La première est l'électrolyse réseau, où on se sert de l'électricité du réseau provincial accessible à un tarif comparable à celui accordé aux utilisateurs industriels et la seconde, l'électrolyse renouvelable, qui utilise des ressources éoliennes et solaires consacrées à ce procédé<sup>13</sup>. L'électrolyse est un procédé qui est accessible dans toutes les provinces, et son adoption est une question de coûts relatifs.

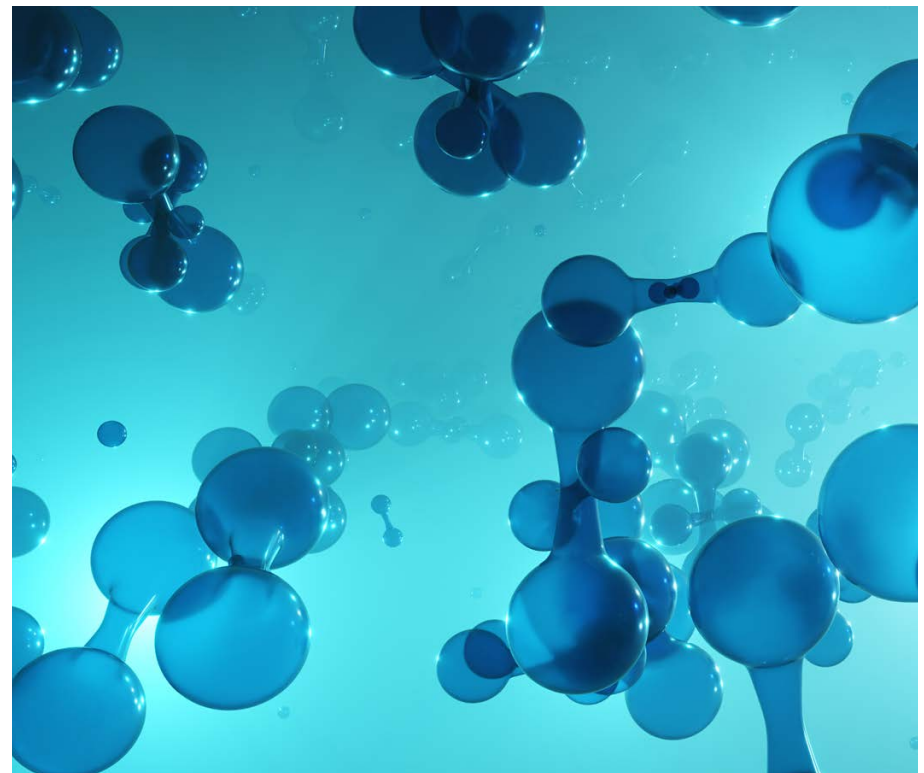
Les coûts de production d'hydrogène varient selon la région et la disponibilité des ressources et dépendront des avancées technologiques et des prix futurs de l'électricité et du gaz naturel. Dans le scénario d'évolution des politiques, nous posons comme hypothèse que ces coûts baissent énormément (tableau A.6), tandis que dans le scénario des politiques actuelles, ils se maintiennent sensiblement aux niveaux actuels.

<sup>13</sup> Les tarifs d'électricité constituent l'élément le plus important du coût de production d'hydrogène par électrolyse. Celle utilisant des [sources renouvelables réservées](#) (en anglais) permet de réduire ce coût en produisant de l'électricité sur place en même temps que de l'hydrogène.

Tableau A.5

### Coûts des technologies de production d'hydrogène – Scénario de politiques en évolution

Coût selon le type de technologie (en \$ US 2020/kg)	2020	2030	2040	2050
Électrolyse – Réseau	De 6,00 \$ à 8,00 \$	De 4,00 \$ à 7,00 \$	De 4,00 \$ à 6,00 \$	De 4,00 \$ à 6,00 \$
Électrolyse – Énergies renouvelables dédiées	De 8,00 \$ à 10,00 \$	De 4,00 \$ à 6,00 \$	De 2,00 \$ à 3,00 \$	De 1,50 \$ à 2,00 \$
Gaz naturel avec CSC	De 1,60 \$ à 2,00 \$	De 1,50 \$ à 1,80 \$	De 1,50 \$ à 1,80 \$	De 1,50 \$ à 1,70 \$



Compte tenu de la diminution des coûts et de la mise en place d'autres politiques comme la majoration du prix du carbone, l'hydrogène a le potentiel d'être adopté dans l'ensemble de la filière énergétique canadienne. La rentabilité relative de l'hydrogène est un facteur de première importance dans son adoption dans les divers secteurs de la demande. Par ailleurs, chaque d'eux a d'autres considérations et incertitudes importantes.

- **Secteurs résidentiel et commercial** – Il y a des limites physiques à la quantité d'hydrogène qui peut être introduite dans les gazoducs existants et consommée par les équipements d'utilisation finale<sup>14</sup>. Pour prendre en compte cette incertitude, nous supposons que la quantité maximale d'hydrogène qu'on peut injecter dans le flux gazeux augmente graduellement tout au long de la période de projection, à mesure que l'infrastructure et la technologie s'améliorent. Le mélange maximal passe à 3 % par volume (1 % selon la teneur énergétique) d'ici 2030, à 15 % par volume (5 % selon le contenu énergétique) d'ici 2040 et à 20 % par volume (7 % selon le contenu énergétique) d'ici 2050.
- **Secteur industriel** – La demande d'hydrogène est modélisée secteur par secteur, car les divers secteurs industriels ont des particularités propres qui pourraient influencer sur l'adoption de l'hydrogène. Certains secteurs d'activités, comme les fonderies et les aciéries, utilisent des technologies émergentes pouvant accepter de grandes concentrations d'hydrogène comme combustible principal. Dans d'autres, comme les cimenteries, il est plus incertain qu'il soit possible d'employer de fortes concentrations d'hydrogène comme combustible de remplacement sobre en en carbone sans que le produit industriel final en souffre.

- **Secteur des transports** – À mesure que diminuent les coûts de l'hydrogène et qu'augmente la tarification du carbone, l'hydrogène pourrait permettre de réaliser des économies appréciables par rapport au diesel dans le transport des marchandises par camions. L'adoption de l'hydrogène dépendra aussi d'autres facteurs, comme le coût des camions équipés d'une pile à hydrogène par rapport à ceux au diesel et la mise en place d'une infrastructure de distribution et de ravitaillement en hydrogène. Nous posons comme hypothèse que le coût des camions à pile à hydrogène sera comparable à celui des camions au diesel autour de 2035-2040, et que l'infrastructure se développera suffisamment de 2035 à 2050, à mesure que la part du marché de ces véhicules augmentera.

Nous supposons aussi que l'hydrogène est produit dans chaque province pour répondre à la demande locale et qu'il n'y a pas de commerce interprovincial et international de celui-ci. Cette hypothèse est importante, car elle influe sur les résultats, en ce sens que les régions capables de produire de l'hydrogène à faible teneur en carbone à moindre coût (projets d'utilisation du CSC et projets annoncés en Alberta, et régions comme le Québec où les tarifs d'électricité sur le réseau sont relativement bas) sont parmi les premières à adopter la technologie. Cette hypothèse s'appuie sur de récents projets d'hydrogène, pour lesquels on envisage de l'utiliser là même où il est produit ou à proximité. Cependant, on a proposé le commerce de l'hydrogène à grande échelle<sup>15</sup>, mais cela est toujours à l'étude. S'il devait y avoir un important commerce d'hydrogène entre les régions, les tendances de production et de consommation pourraient être bien différentes.

<sup>14</sup> Des études menées par le [National Renewable Energy Laboratory](#) et l'[Accelerator Transition](#) portent à croire que les technologies d'utilisation finale et les infrastructures pipelinières actuelles pourraient accepter jusqu'à 15 % de mélange par volume.

<sup>15</sup> Par exemple, la [feuille de route de l'hydrogène de 2021 de l'Alberta](#) fait des exportations d'hydrogène un pilier, peut-être d'ici 2030.



# Résultats

Cette section présente les résultats des projections d'Avenir énergétique 2021, dont l'attention est principalement centrée sur le scénario d'évolution des politiques. Ces projections ne font pas office de prédictions, mais bien de possibilités pour l'avenir fondées sur les hypothèses décrites dans la section précédente. De nombreux facteurs et incertitudes influenceront sur les tendances futures. Les principales incertitudes sont exposées dans chaque section.

Pour une description des diverses manières d'accéder aux données sur lesquelles repose la présente analyse, y compris les tableaux complets des données des scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles, le lecteur est invité à consulter 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 et les taux de change sont autant de facteurs qui influent sur l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie.



À court terme, l'économie poursuit graduellement sa reprise à la sortie de la pandémie de COVID-19. Comme l'illustre la figure R.1, le produit intérieur brut (« PIB ») réel total du Canada a reculé de 5,3 % en 2020 et augmente de 5,7 % en 2021.

La figure R.2 présente des projections à long terme des principaux indicateurs économiques. La croissance économique (rajustée en fonction de l'inflation) s'établit en moyenne à 1,6 % par année pendant la période de projection, tant dans le scénario d'évolution des politiques que dans celui des politiques actuelles, celle de ce dernier étant légèrement plus élevée. La croissance projetée pendant la période à l'étude est plus faible en général que celle de 1990 à 2018 pour diverses raisons, au nombre desquelles figurent le vieillissement de la population et le ralentissement de la croissance économique mondiale.

## PRINCIPALES INCERTITUDES

### Macroéconomie



**Reprise après la COVID-19** – La reprise au sortir de la pandémie de la COVID-19 constitue une incertitude importante en ce qui a trait à la croissance macroéconomique mondiale, nord américaine et canadienne.



**Croissance économique mondiale** – La croissance économique mondiale a des répercussions sur de nombreux et importants indicateurs de l'économie canadienne, dont les prix des produits de base et les exportations de produits énergétiques et non énergétiques du Canada.

Figure R.1

### Reprise de la croissance du PIB à la suite d'un recul marqué en 2020

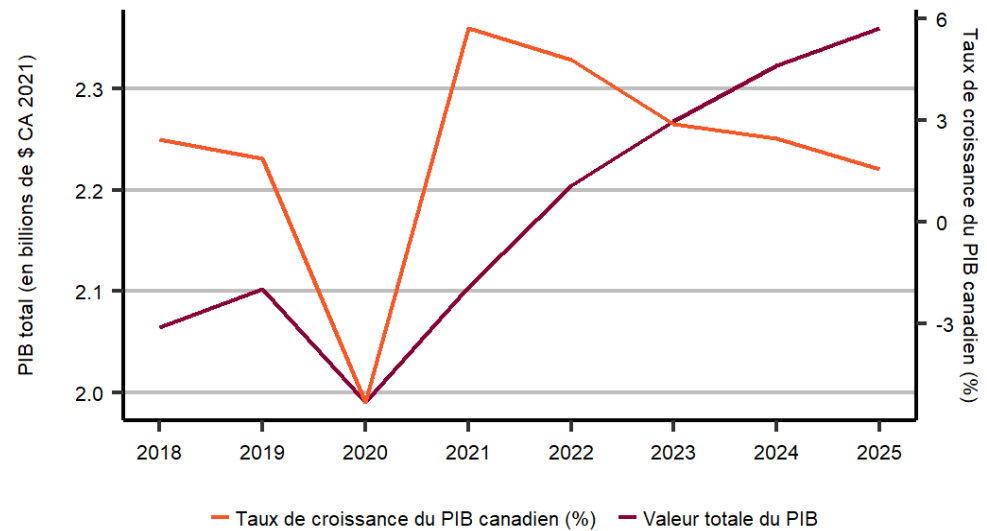
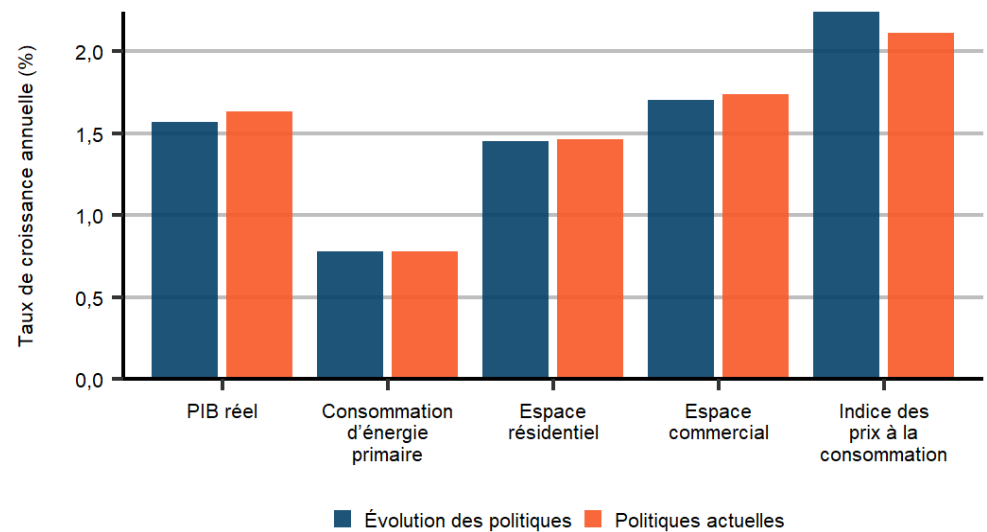


Figure R.2

### Indicateurs économiques (2019 à 2050) – Scénarios des politiques en évolution et des politiques actuelles



## ■ Demande d'énergie

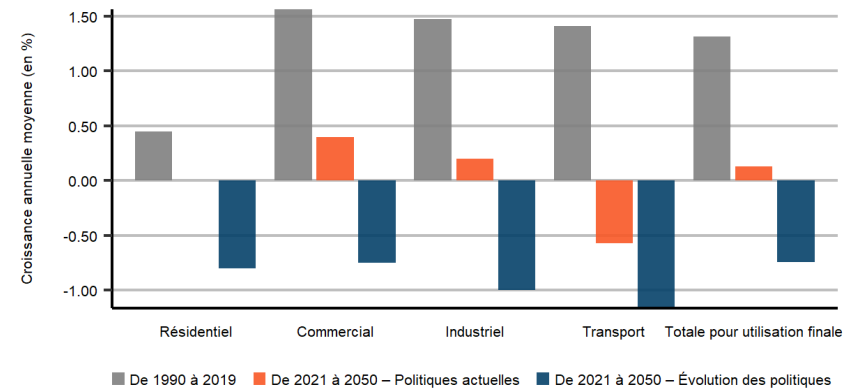
La présente section se penche d'abord sur les projections de la [demande d'énergie secondaire](#) (ou « demande pour utilisation finale ») sous l'angle de la consommation d'énergie par secteur de l'économie, puis échafaude des projections de la demande d'énergie primaire pour l'ensemble de l'économie. La demande pour utilisation finale comprend l'électricité et l'hydrogène. Quant au combustible servant à produire de l'électricité et de l'hydrogène, il entre dans la demande primaire. Les données historiques, principalement tirées du tableau disponibilité et écoulement d'énergie de [Statistique Canada](#), sont étoffées par certains renseignements provenant d'Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »), de Ressources naturelles Canada et de diverses sources provinciales.

À court terme, la consommation d'énergie suit les tendances macroéconomiques. Nous estimons que la demande s'est contractée de 8 % en 2020 et projetons qu'elle augmentera en 2021 et 2022. À long terme, selon le scénario d'évolution des politiques, la consommation d'énergie au Canada diminue jusqu'en 2050. Les figures R.3 et R.4 présentent une ventilation de la consommation d'énergie selon le secteur; on y constate des baisses partout, 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 des gains d'efficacité énergétique, l'électrification plus prononcée du secteur des transports<sup>16</sup> et la présence de diverses politiques comme la tarification du carbone. En contrepartie, la croissance économique et l'augmentation à court terme de la production de pétrole brut exercent une certaine pression à la hausse sur la consommation d'énergie. Toutefois, la croissance économique est plus lente que dans le passé, et la production de pétrole brut et de gaz naturel finit par diminuer. Le scénario des politiques actuelles mise sur une croissance modérée de la demande pendant la période de projection (mais à des niveaux inférieurs à ceux des dernières années), vu l'absence de nouvelles politiques climatiques outre celles déjà en place, une hausse de la production de pétrole brut et de gaz naturel et une électrification moins étendue.

<sup>16</sup> Sur une base d'équivalence énergétique, un véhicule électrique consomme moins d'énergie qu'un véhicule classique pour se rendre d'un point A à un point B. À mesure que s'accroît 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 se traduira par une réduction nette de la consommation d'énergie. De plus amples renseignements sur 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](#).

Figure R.3

**Diminution de la demande pour utilisation finale dans tous les secteurs dans le scénario d'évolution des politiques**



## PRINCIPALES TENDANCES

### Demande d'énergie

- ➔ La consommation totale d'énergie diminue dans le scénario d'évolution des politiques et augmente lentement dans celui des politiques actuelles.
- ➔ Les taux de croissance de la demande pour utilisation finale par secteur sont plus faibles que dans le passé dans les deux scénarios.
- ➔ La composition des sources d'énergie qu'utilisent les Canadiens continue de changer dans le scénario d'évolution des politiques et, à long terme, ces sources sont essentiellement à faibles émissions ou sans émissions de carbone.
- ➔ Dans le scénario d'évolution des politiques, on observe une diminution de la consommation d'énergie tandis que la population et le PIB continuent de croître. Cela se traduit par une baisse notable de la consommation d'énergie par personne et par dollar d'activité économique.

Dans le scénario d'évolution des politiques, les tendances concernant la consommation d'énergie varient selon le secteur et le type d'énergie (figure R.5). Ces tendances tiennent à de nombreux facteurs, dont les composantes macroéconomiques, les tendances dans la production d'énergie, les gains d'efficacité énergétique, les politiques, les progrès technologiques et l'évolution des marchés. Voici les grandes lignes :

- Dans les secteurs résidentiel et commercial, l'amélioration de l'efficacité des appareils et des enveloppes des bâtiments réduit la consommation globale d'énergie. La hausse de la tarification du carbone et le perfectionnement de la technologie favorisent l'usage plus répandu des thermopompes dans les bâtiments, réduisant du même coup la consommation de gaz naturel. Le mélange de gaz naturel renouvelable et d'hydrogène dans les flux gazeux a aussi comme effet de réduire la consommation de gaz naturel. Ce phénomène est attribuable à une combinaison d'hypothèses sur le plan des politiques (voir la section « Scénarios et hypothèses ») et de facteurs économiques à long terme, à mesure que la tarification du carbone augmente et que les coûts des technologies diminuent.
- Dans le secteur industriel, les tendances varient selon les industries. L'efficacité du secteur pétrolier et gazier s'améliore, et la croissance de la production ralentit, puis plafonne. La production de gaz naturel reste relativement stable dans un premier temps, puis recule. L'extraction in situ des sables bitumineux par solvant contribue grandement à réduire l'intensité énergétique dans la deuxième moitié de la période de projection. À plus long terme, l'hydrogène amène une diminution de la consommation de gaz naturel, en particulier dans des secteurs clés comme les fonderies et les aciéries, les cimenteries, le raffinage et le pétrole et le gaz. Parallèlement, l'utilisation accrue du captage et du stockage du carbone exerce une pression à la hausse sur la demande d'énergie, ce procédé nécessitant lui-même de l'énergie.
- Une transformation notable vers de plus faibles émissions s'opère dans le secteur des transports. Les produits pétroliers raffinés (« PPR ») comme l'essence, le diesel et le carburéacteur ont traditionnellement dominé ce secteur, une situation qui commence à changer dans le scénario d'évolution des politiques. Dans ce dernier, on pose comme hypothèse que l'objectif annoncé récemment par le gouvernement fédéral visant à ce que tous les véhicules neufs vendus d'ici 2035 soient des véhicules zéro émission (« VZE ») est atteint, et qu'il y aura assez de batteries et de véhicules électriques hybrides rechargeables pour répondre à la demande<sup>17</sup>. Cela réduit considérablement la demande d'essence dans la projection. Le transport de marchandises par des véhicules électriques, en particulier des camions légers à moyens et à pile 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. L'ajout de biocarburants à l'essence et au diesel augmente par rapport à la situation actuelle dans les deux scénarios, favorisé par des politiques comme le *Règlement fédéral sur les combustibles propres*.

<sup>17</sup> Dans ces projections, la demande d'électricité des véhicules électriques est prise en compte dans le secteur des transports, mais il est probable que la recharge à la maison prendra de l'expansion.

Figure R.4

**Culmination de la consommation d'énergie pour utilisation finale en 2019, puis recul à long terme dans le scénario d'évolution des politiques**

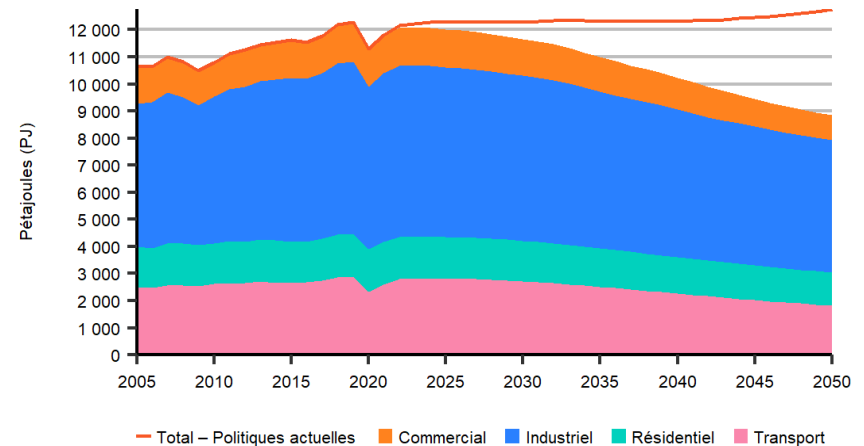
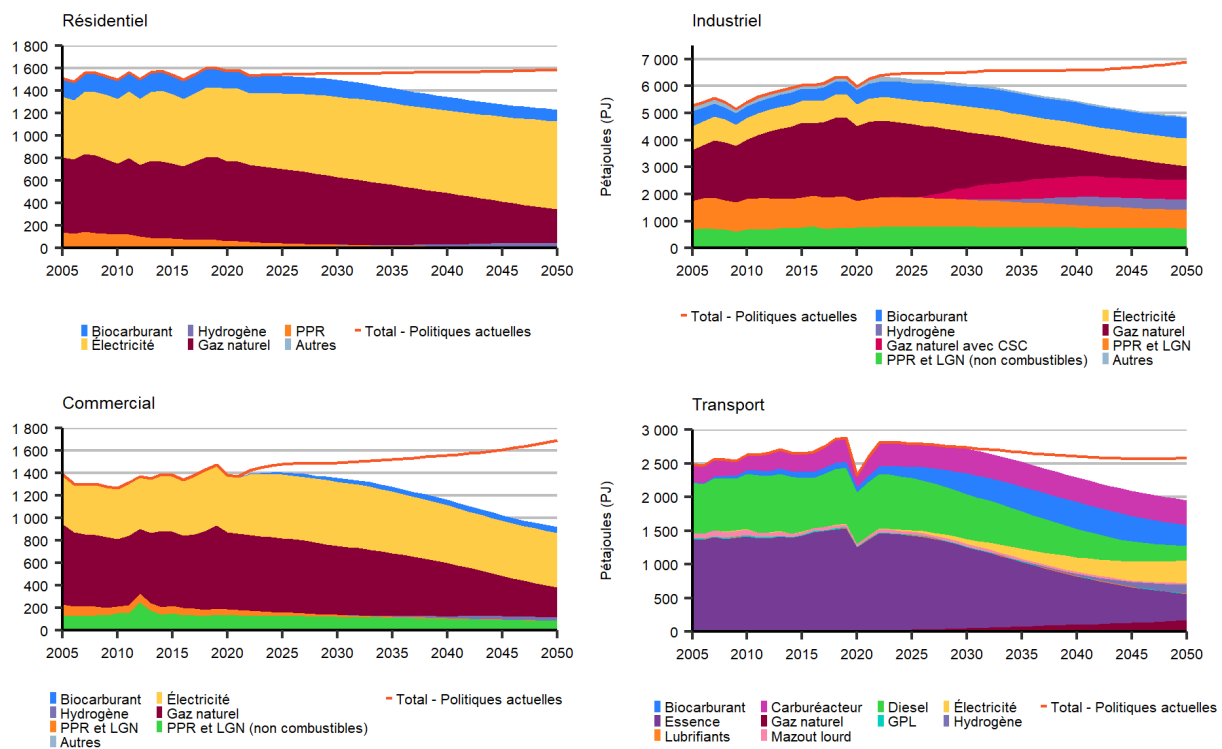




Figure R.5

**Évolution de la demande d'énergie pour utilisation finale selon le secteur et le combustible dans le scénario d'évolution des politiques**



Dans la présente analyse, la demande d'énergie primaire correspond à la quantité totale d'énergie consommée au Canada. On calcule la demande primaire en additionnant l'énergie consommée pour produire de l'électricité et de l'hydrogène à la demande totale pour utilisation finale, puis en soustrayant la demande pour utilisation finale liée à l'électricité et à la vapeur. La demande primaire est plus élevée que la demande pour utilisation finale en raison de facteurs comme la perte de chaleur dans la production de l'électricité par des moyens thermiques et l'énergie requise pour la production d'hydrogène. Cela suppose qu'il faut plus d'une unité de gaz naturel ou de charbon pour produire la même unité d'énergie d'électricité et, de même, qu'il faut plus d'une unité de gaz naturel ou d'énergie renouvelable pour produire une unité d'énergie d'hydrogène.

La figure R.6 présente la demande primaire selon le combustible dans le scénario d'évolution des politiques en regard de la demande primaire totale du scénario des politiques actuelles. Dans le premier cas, la demande totale diminue graduellement, résultat d'une réduction de la consommation de combustibles fossiles. La demande de charbon recule considérablement avec l'élimination progressive des centrales qui s'en approvisionnent. Pour ce qui est de la demande des produits pétroliers raffinés, elle fléchit à mesure que s'améliore l'efficacité énergétique et que s'accélère l'électrification des transports. La demande de produits pétroliers non énergétiques, comme l'asphalte, les lubrifiants et les charges d'alimentation, demeure relativement stable. Celle de gaz naturel croît lentement jusqu'en 2025 environ, alimentée par la production de pétrole brut en hausse et son utilisation accrue dans la production d'électricité. De 2025 à 2050, la demande totale de gaz naturel diminue de façon constante, en réaction à la baisse de la production de pétrole brut et de gaz

naturel (découlant de gains d'efficacité et, à terme, d'une baisse de la production), l'amélioration de l'efficacité énergétique, son remplacement en partie par des énergies renouvelables dans la production d'électricité, et le mélange de gaz naturel renouvelable et d'hydrogène dans le flux de gaz naturel. En contrepartie, son utilisation pour produire de l'hydrogène et l'usage accru du CSC dans la production industrielle d'électricité et d'énergie au moyen du gaz naturel compense en partie cette baisse.

Entraînée par l'électrification accrue de l'utilisation finale, la demande totale d'électricité augmente de façon constante dans le scénario d'évolution des politiques. 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 croissance de la demande d'énergies renouvelables.

La consommation d'énergie fléchit alors que le Canada enregistre une croissance économique et démographique. Il s'ensuit une réduction de l'intensité énergétique, mesurée par la consommation d'énergie par personne ou par dollar de PIB réel. C'est ce qu'illustre la figure R.7. Dans le scénario d'évolution des politiques, de 2019 à 2050, le PIB réel et la population connaissent une hausse respective de 60 % et de 27 %. La consommation d'énergie primaire, pour sa part, diminue de 25 %. Ces tendances amènent une baisse, de 2019 à 2050, de plus de 50 % de la consommation d'énergie par dollar de PIB réel et de 40 % par personne dans ce même scénario.



Figure R.6

**Diminution graduelle de la demande primaire et accroissement de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique du scénario d'évolution des politiques**

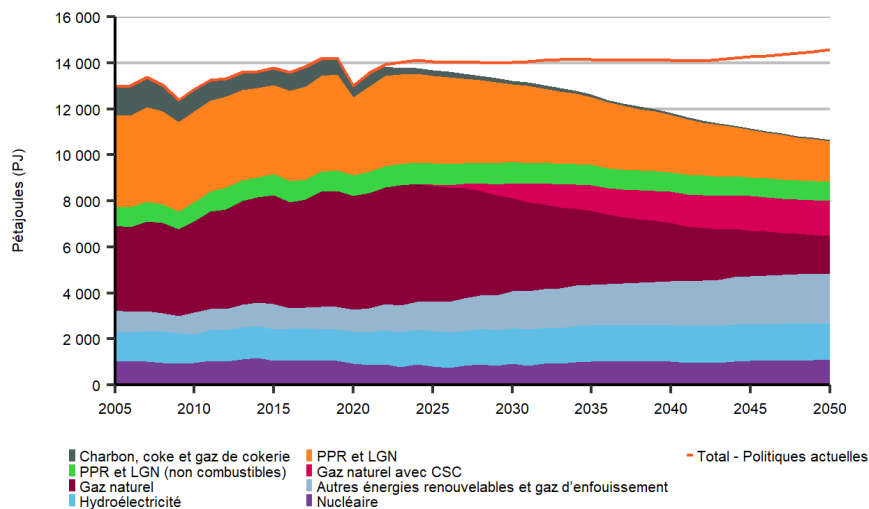
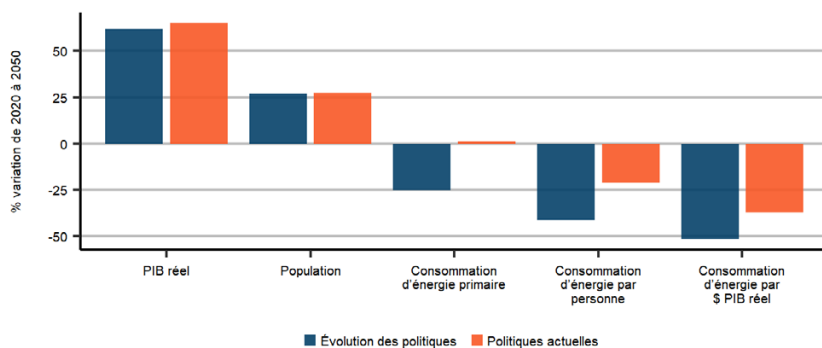


Figure R.7

**Croissance de l'économie plus rapide que celle de la consommation d'énergie, et diminution de l'intensité énergétique dans le scénario d'évolution des politiques et celui des politiques actuelles**



PRINCIPALES INCERTITUDES

Demande d'énergie



**Changements dans les politiques futures** – En décembre 2020, le Canada a annoncé une accélération marquée [de sa démarche de tarification du carbone](#) et des modifications à la [Norme sur les combustibles propres](#) proposée (publiée dans la *Gazette du Canada* sous le titre *Règlement sur les combustibles propres*). Il s'est récemment engagé à atteindre une cible plus ambitieuse en 2030 dans sa [contribution déterminée au niveau national](#) (en anglais) soumise aux Nations Unies, et a dévoilé son intention de faire en sorte que la totalité des véhicules de passagers vendus en 2035 soient des VZE. Ces changements dénotent le dynamisme de la politique en matière de climat ces dernières années. Ce mouvement pourrait se poursuivre si l'urgence et l'ambition d'atteindre les cibles climatiques augmentent. Les changements futurs dans les politiques influenceront grandement sur les projections énergétiques.



**Incidences de la technologie** – La technologie a une influence considérable sur la filière énergétique, influence qui peut être difficile à prédire. Le scénario d'évolution des politiques continue de miser sur une utilisation accrue des technologies existantes, tout en tablant sur l'adoption de technologies émergentes qui se rapprochent actuellement du stade de la commercialisation. La cadence et les types de nouvelles technologies, de même que leurs coûts, sont très incertains et différeront vraisemblablement de ceux qui sont envisagés et modélisés dans les scénarios d'Avenir énergétique 2021.



**Carburants de remplacement et nouvelles utilisations finales** : Les deux scénarios misent sur une transition vers l'électricité, soutenue par une utilisation plus grande des énergies renouvelables. Ils montrent aussi une adoption croissante, à des degrés divers, de combustibles de remplacement sobres en carbone, comme l'hydrogène, le gaz naturel renouvelable et les biocarburants liquides. L'électrification plus rapide de l'économie ou des investissements dans les carburants de remplacement, suivis d'une croissance de ceux-ci, pourraient produire des tendances différentes de celles illustrées ici.

## Pétrole brut

Le Canada produit du [pétrole brut](#) à des fins d'exportation et de raffinage pour utilisation intérieure. 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 (« 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j »)) en 2019. Elle a diminué de 5 % en 2020, en grande partie en raison de la pandémie de COVID-19, mais elle était revenue aux niveaux de 2019 à la fin de 2020. Au cours des dernières années, la croissance de la production est surtout venue des sables bitumineux. Sur le plan régional, la production provient principalement de l'Alberta et le reste, de la Saskatchewan et du large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador<sup>18</sup>.

La figure R.8 compare la production de pétrole brut au Canada selon le type dans le scénario d'évolution des politiques en regard de la production totale dans le scénario des politiques actuelles. Dans le premier, la production canadienne de pétrole brut atteint un sommet de 5,8 Mb/j (930 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2032, avant de reculer pour se situer à 4,8 Mb/j (756 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2050, une diminution de 4 % par rapport à 2021. À titre de comparaison, la production culmine à 6,7 Mb/j (1 137 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2044 dans le scénario des politiques actuelles, en raison d'hypothèses de prix plus élevés et de l'absence de mesures liées aux politiques nationales et mondiales en matière de climat.

La croissance de la production provenant des sables bitumineux se poursuit à court terme, atteignant un sommet en 2032, avant de reculer quelque peu jusqu'en 2050, dans le scénario d'évolution des politiques. La figure R.9 présente la production tirée des sables bitumineux selon la méthode d'exploitation dans le scénario d'évolution des politiques; la figure R.10 fait de même en fonction du type d'installations. La croissance provient surtout des projets de récupération in situ. Dans ce scénario, l'essentiel de la croissance de la production tient à des agrandissements de projets existants, dont la rentabilité est assurée par des prix plus fermes et des améliorations technologiques qui amènent des gains de productivité.

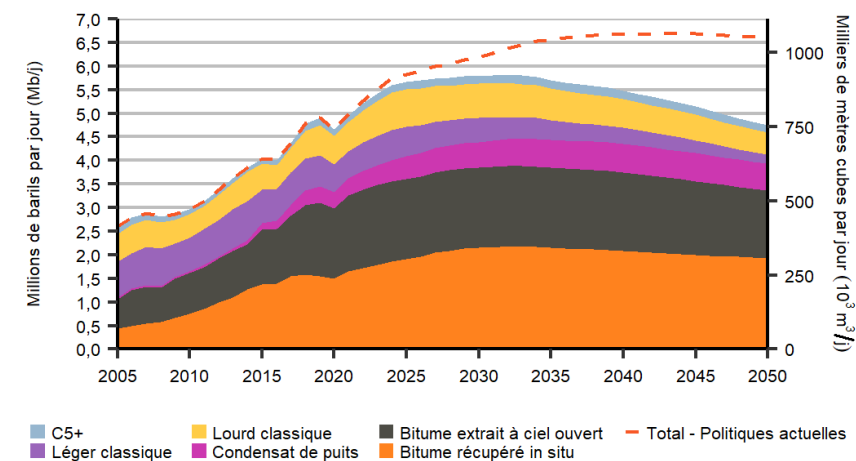
<sup>18</sup> Les [annexes de données](#) d'Avenir énergétique fournissent un complément d'information sur le potentiel ultime et les réserves restantes du Canada.

## PRINCIPALES TENDANCES

### Production de pétrole brut dans le scénario d'évolution des politiques

- ➔ La production est en hausse au début de la période de projection, mais cette croissance survient surtout avant 2025. Par la suite, elle est relativement stable et plafonne en 2032 à un peu moins de 5,8 Mb/j, avant de reculer à 4,8 Mb/j en 2050. En 2021, elle s'établit à 5,0 Mb/j. Les hypothèses relatives aux prix sous-tendent cette croissance. À plus long terme, les hypothèses de prix plus bas du pétrole brut et l'augmentation du coût du carbone se traduisent par un fléchissement de la production.
- ➔ De 2019 à 2032, la production de pétrole brut augmente de 19 %. De 2032 à 2050, elle diminue dans la même proportion
- ➔ La production de bitume par récupération in situ, qui s'établit à 1,7 Mb/j en 2021 augmente jusqu'à 2,2 Mb/j en 2032, avant de revenir à 1,9 Mb/j vers 2050.
- ➔ La production de bitume par extraction à ciel ouvert, qui totalise 1,6 Mb/j en 2021, culmine à 1,7 Mb/j en 2024, puis recule à 1,4 Mb/j vers 2050.

Figure R.8  
**Culmination de la production totale de pétrole brut en 2032, puis diminution jusqu'en 2050, dans le scénario d'évolution des politiques**





La production de [pétrole classique](#), de [réservoirs étanches](#) et de [schistes](#) se répartit entre le [pétrole léger](#) et le [pétrole lourd](#), selon la [densité API](#). En 2020, 51 % de la production de pétrole classique de l'Ouest canadien tombait dans la seconde catégorie; le pétrole léger comptait pour le reste, à 49 %. La croissance à court terme de la production dans ces catégories s'explique principalement par l'augmentation de la production de pétrole léger en Alberta et de pétrole lourd en Saskatchewan. Si la production de pétrole léger, en particulier en provenance des réservoirs étanches augmente, c'est surtout 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 (figure R.11).

La plus grande partie de la production de condensats actuelle et projetée provient de l'Alberta, bien que la croissance durant la période de projection vienne principalement de cette province et 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 (figure R.12). Les condensats sont utilisés comme diluant pour le bitume et le pétrole lourd.

Dans le scénario d'évolution des politiques et celui des politiques actuelles, la production au large des côtes de Terre-Neuve diminue graduellement, comme le montre la figure R.13. Aucune nouvelle découverte n'est envisagée dans ce scénario d'évolution des politiques. D'autres découvertes et projets de mise en valeur pourraient modifier ces tendances. Dans le scénario des politiques actuelles, nous posons comme hypothèses qu'il y aura de nouvelles découvertes et que la production de pétrole commencera en 2032.

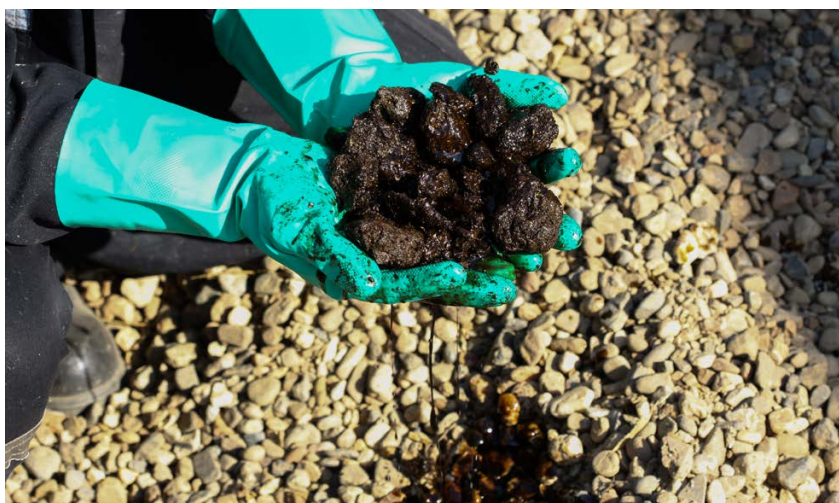


Figure R.9

**Culmination de la production tirée des sables bitumineux in situ en 2032 et diminution tout au long de la période de projection dans le scénario d'évolution des politiques**

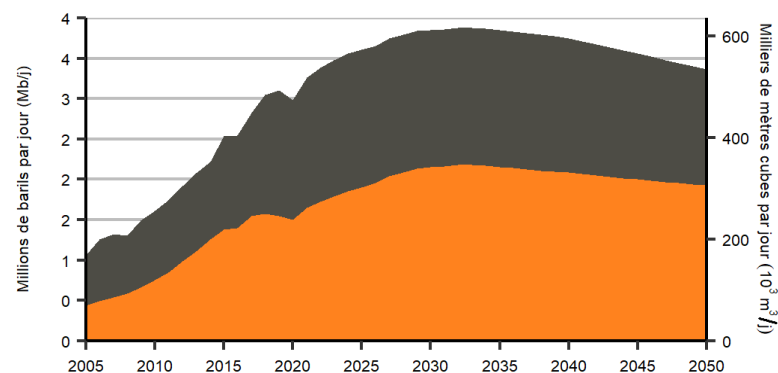


Figure R.10

**Production tirée des sables bitumineux – Ajouts existants et projetés dans le scénario d'évolution des politiques**

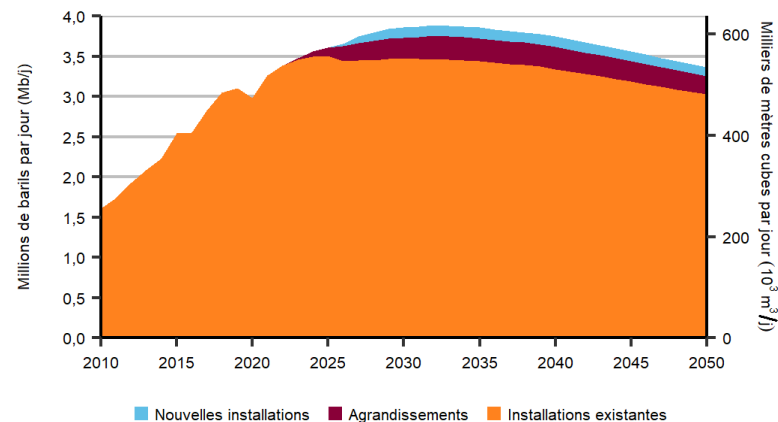


Figure R.11

**Diminution constante de la production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste dans le scénario d'évolution des politiques, après une brève hausse durant les cinq prochaines années**

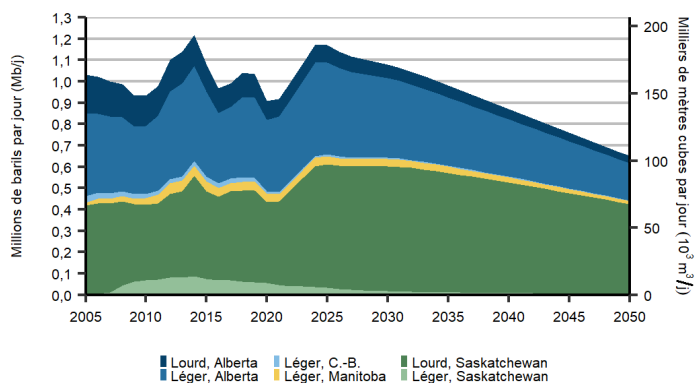
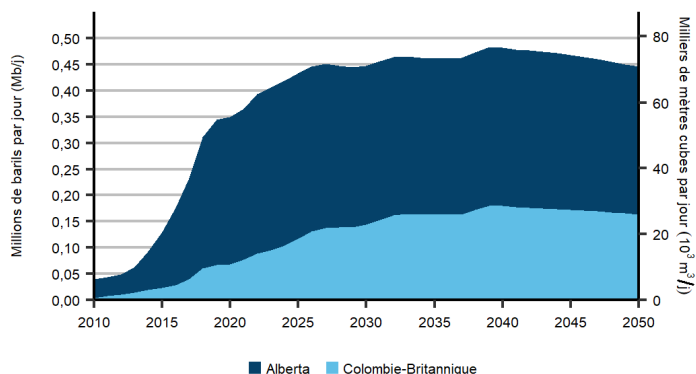


Figure R.12

**Production de condensats stimulée par la demande croissante de diluants dans le scénario d'évolution des politiques**



## Nouvelles technologies d'exploitation des sables bitumineux

Le scénario d'évolution des politiques mise sur la poursuite, à la même cadence qu'au cours des dernières années, des perfectionnements technologiques dans les méthodes d'extraction et de valorisation des projets existants. Malgré la présence d'incertitudes, ces améliorations pourraient réduire le coût par baril de la production de bitume, contrebalançant ainsi la hausse de la tarification du carbone et les prix plus bas des produits de base. Elles entraînent aussi une réduction des émissions par baril.

L'essentiel de la croissance de la production tirée des sables bitumineux consiste en des agrandissements d'installations existantes. D'ici la fin de la période de projection, ces agrandissements comptent pour 7 % de la production totale des sables bitumineux, soit un peu plus de 0,23 Mb/j. Une partie de la croissance vient également de nouvelles installations. Aucune nouvelle installation d'extraction à ciel ouvert ou de valorisation des sables bitumineux n'est construite pendant la période de projection. Cependant, les nouvelles installations de récupération in situ représentent 4 % de la production totale des sables bitumineux, soit 0,11 Mb/j, de 2019 à 2050.

Nous posons comme hypothèse que les nouvelles installations ou les agrandissements qui entrent en exploitation après 2025 font usage des technologies suivantes visant à réduire l'intensité des émissions.

**Vapeur et solvants purs** – Injection de solvants chauffés (habituellement un mélange de liquides de gaz naturel (« LGN »)) dans le gisement pour remplacer les chaudières actuellement utilisées pour produire de la vapeur, ce qui réduit les émissions. Ce procédé laisse aussi dans le gisement certains des éléments moins désirables du bitume (asphaltènes). Les solvants purs ont aussi le potentiel de réduire les coûts d'exploitation par baril de 3,50 \$.

**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 technique nécessite, en comparaison, moins d'équipement lourd et d'électricité, réduisant par le fait même les émissions par baril. En outre, elle pourrait permettre d'engendrer des économies de 2 \$ le baril.

Figure R.13

**Diminution constante de la production de pétrole au large de Terre-Neuve jusqu'en 2050 dans le scénario d'évolution des politiques**

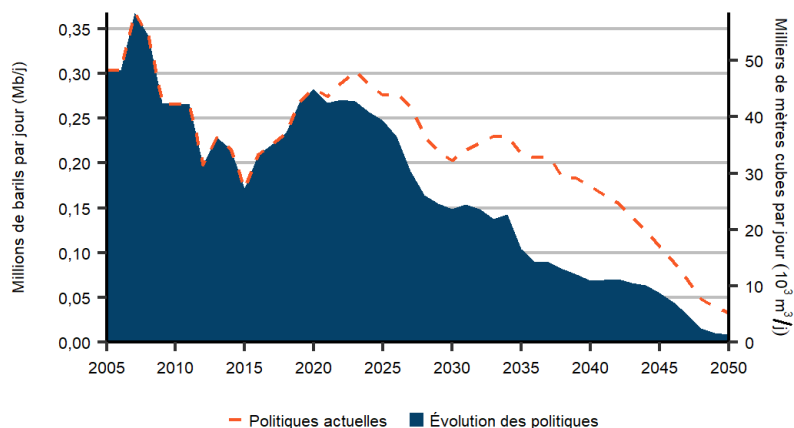
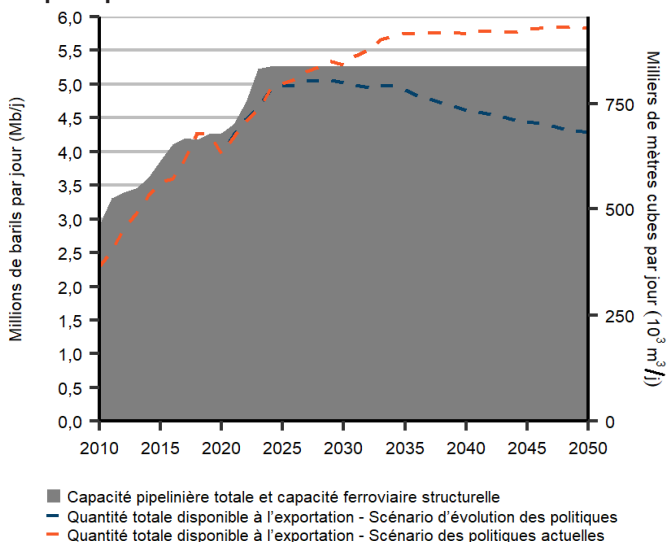


Figure R.14

**Comparaison de la capacité des oléoducs et de l'approvisionnement total en pétrole brut disponible à l'exportation – Scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles**



La disponibilité d'oléoducs et de capacité ferroviaire pour l'exportation de pétrole brut constitue un enjeu clé pour la filière énergétique canadienne depuis plusieurs années, ce qui influe sur l'évolution des prix et de la production de pétrole au pays. Quand la capacité totale d'exportation est à son maximum, cela peut creuser les écarts de prix, en particulier lors d'interruptions imprévues. La figure R.14 est une comparaison – offerte à titre d'illustration – de nos projections de l'approvisionnement en pétrole brut et de la capacité totale d'exportation des pipelines existants, des projets d'agrandissement envisagés et de la capacité ferroviaire structurelle<sup>19</sup>. Cette comparaison nous permet de comprendre si des contraintes de capacité pipeline pourraient se répercuter sur la production de pétrole brut dans nos scénarios. Cependant, nous ne rajustons pas nos projections de production de pétrole brut en fonction d'éventuelles contraintes.

Dans le scénario d'évolution des politiques, la disponibilité de pétrole brut à l'exportation à partir de l'Ouest canadien reste inférieure à la capacité totale hypothétique d'exportation pendant toute la période de projection. Toutefois, au milieu des années 2030, l'écart entre la capacité et l'offre est faible. Dans ce scénario d'Avenir énergétique 2021, nous n'évaluons pas si une capacité pipeline supplémentaire serait nécessaire pour éviter de limiter la production de pétrole brut canadien sous les seuils envisagés tout au long de la période de projection.

Dans le scénario des politiques actuelles, l'approvisionnement en produit dépasse la capacité pipeline pendant la majeure partie de cette même période. Cela dénote de façon manifeste qu'en l'absence d'une capacité pipeline additionnelle, la production serait limitée sous les seuils projetés.

Dans Avenir énergétique 2021, nous n'examinons pas les subtilités de l'interaction entre l'infrastructure pipeline et l'offre et la demande d'énergie. Par exemple, une capacité pipeline de réserve peut être avantageuse pour les producteurs de pétrole brut, car elle leur procure la possibilité d'accéder à des marchés plus lucratifs ou d'éviter que les activités d'entretien ou les interruptions imprévues aient des répercussions. L'excédent de capacité et la sous-utilisation à long terme des pipelines peuvent entraîner une hausse des droits pipeliniers pour les producteurs de pétrole brut. L'analyse de ces facteurs dépasse la portée d'Avenir énergétique 2021. Nous tenons à mettre en garde les lecteurs qui seraient tentés de tirer de conclusions définitives de la comparaison hypothétique présentée à la figure R.14.

Il est également important de noter l'incertitude possible associée à l'estimation de la capacité pipeline totale disponible et de la capacité ferroviaire structurelle du fait qu'elle est le résultat de nombreuses hypothèses clés. Le tableau R.1 décrit les hypothèses relatives à l'infrastructure à la base de la figure R.14. La capacité disponible des réseaux pipeliniers existants pourrait être supérieure ou inférieure à ce qu'indique la figure R.14, parce que la situation de ceux-ci évolue. Il est aussi possible que la capacité ferroviaire structurelle pour transporter le brut soit un peu plus élevée ou moins élevée que ce que montre cette figure.

<sup>19</sup> Le transport ferroviaire est dit structurel quand le pétrole brut sera exporté par train, sans égard à l'écart de prix entre le WTI et le WCS. Les sociétés peuvent choisir d'exporter le pétrole au moyen de ce mode de transport pour diverses raisons, comme des engagements contractuels existants, la propriété de l'infrastructure de transport ferroviaire du pétrole brut et la nécessité d'accéder à des endroits qui ne sont pas bien raccordés par pipeline.

Tableau R.1

**Hypothèses de capacité pipelinière pour la figure R.4**

Nom	Capacité d'expédition (actuelle ou à venir, selon ce qui est indiqué) (en kb/j)	Notes
Réseau d'Enbridge	3 207	La capacité déclarée comprend le projet de remplacement terminé de la canalisation 3, qui accroît la capacité du réseau d'Enbridge de 370 kb/j à la fin de 2021.
Keystone	586	Capacité totale pendant la période de projection. Le projet Keystone XL qui a été annulé n'est pas pris en compte dans la figure R.14.
Trans Mountain	300	La capacité est maintenue pendant la période de projection. Cette capacité équivaut à peu de chose près à la fraction de la capacité consacrée au pétrole brut, soit en soustrayant 50 kb/j de la capacité totale de Trans Mountain (350 kb/j) réservée au transport de 50 kb/j de PPR.
Agrandissement du réseau de Trans Mountain	540	Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain fait augmenter la capacité à partir de décembre 2022, qui atteint son maximum au printemps 2023. Comme c'est le cas pour le réseau actuel de Trans Mountain, la capacité totale du projet d'agrandissement (590 kb/j) est réduite pour permettre le transport de 50 kb/j de PPR.
Express	310	Capacité totale pendant la période de projection.
Milk River	97	Capacité totale pendant la période de projection.
Aurora et Rangeland	44	Capacité totale pendant la période de projection.
Capacité ferroviaire structurelle	120	Capacité totale pendant la période de projection.
Hausse de la capacité des pipelines existants	58	Comprend les optimisations annoncées pour accroître la capacité des pipelines existants. Les augmentations de capacité sont prises en compte de 2021 à 2023.
<b>Total</b>	<b>5 262</b>	

**PRINCIPALES INCERTITUDES****Production de pétrole brut dans le scénario d'évolution des politiques**

**Demande future de pétrole brut** – À mesure que se multiplient les annonces de politiques en matière de climat et qu'augmentent les ambitions partout dans le monde, de nombreux scénarios élaborés à l'échelle internationale tablent sur une forte réduction de la demande mondiale de pétrole brut. De telles réductions pourraient être nécessaires pour atteindre les objectifs de Paris sur le climat, c'est à-dire de limiter la hausse de la température planétaire bien en deçà de 2 degrés Celsius et, idéalement, de contenir le réchauffement à 1,5 degré Celsius. Si ces ambitions devaient se matérialiser, la chute de la demande de pétrole brut pourrait grandement se répercuter sur les prix du marché et les investissements dans la production future d'hydrocarbures au Canada (voir l'encadré « Dynamique du marché mondial des combustibles fossiles et répercussions sur l'évolution de la production canadienne »).



**Avancées technologiques visant les sables bitumineux** – La réduction des émissions de GES et des coûts sont deux importants facteurs dans la mise en valeur future des sables bitumineux. Des technologies qui s'attaquent à ces deux aspects sont en cours de développement, mais leur adoption dans les années à venir est incertaine. Comme dans les éditions antérieures d'Avenir énergétique au Canada, le présent rapport suppose que les sociétés continuent d'œuvrer à la réduction des coûts et des émissions de GES de leurs activités.



**Capacité d'expédition depuis l'Ouest canadien** – Dans Avenir énergétique 2021, nous supposons que les prix du pétrole brut de l'Ouest canadien s'arrimeront avec régularité sur ceux des marchés internationaux, comme cela a été le cas dans le passé. L'équilibre entre la capacité future des pipelines d'exportation et la disponibilité de produits pour l'exportation pourrait toucher l'interaction future entre les prix et les niveaux de production de pétrole brut (voir l'encadré « Oléoducs dans Avenir énergétique du Canada », dans le sommaire).



**Considérations environnementales, sociales et de gouvernance** – On observe une plus grande attention qui est portée par les investisseurs aux entreprises dont les valeurs concordent avec leurs critères sur les plans environnemental et social et celui de la gouvernance (« ESG »)<sup>20</sup>. La mesure dans laquelle ces facteurs influenceront sur les tendances en matière d'investissement en amont pourrait se répercuter sur celles relatives à la production dans les années à venir.

<sup>20</sup> Association pour l'investissement responsable, [Rapport de tendances de l'investissement responsable canadien 2018](#), p. 12, Octobre 2018.



## Dynamique du marché mondial des combustibles fossiles et répercussions sur l'évolution de la production canadienne

Les scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles examinent l'incidence des tendances politiques en constant changement, tant au pays qu'à l'échelle mondiale, sur la filière énergétique canadienne. Les résultats révèlent que les diverses hypothèses avancées se répercutent grandement sur les projections de la production de pétrole brut et de gaz naturel au Canada. Cela fait de l'action climatique future – en particulier à l'échelle mondiale, avec ses répercussions sur la demande et les prix mondiaux – une des principales incertitudes quant aux niveaux de production au Canada. De façon générale, les projections de production d'Avenir énergétique 2021 mènent à des conclusions semblables à celles des travaux réalisés ailleurs dans le monde par l'Agence internationale de l'énergie (« AIE ») et de sociétés comme BP et Shell, soit que l'intensification des mesures de lutte contre les changements climatiques se traduira par une réduction de la production.

Au cours des dernières années, de plus en plus d'analyses de scénarios ont été publiées sur ce que signifie l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050 pour la filière énergétique mondiale. La figure R.15 illustre l'évolution de la demande mondiale

de pétrole et de gaz naturel selon divers scénarios examinant plusieurs niveaux de décarbonation. La plage de scénarios présentée ici est large et va du statu quo et à la carboneutralité complète. En ce qui concerne la demande mondiale de pétrole, ces scénarios prévoient une baisse variant de 37 % à 73 % d'ici 2050, par rapport aux niveaux actuels. Dans le cas du gaz naturel, la demande mondiale s'étend d'une hausse de 68 % à une baisse de 54 % d'ici 2050, toujours par rapport aux niveaux actuels.

Si les hypothèses avancées dans les scénarios à zéro émission nette de base proposés à l'échelle internationale devaient se matérialiser, il est permis de penser que les marchés mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel seraient grandement touchés. Les prix mondiaux et nord-américains de ces produits dans le scénario de zéro émission nette de base d'ici 2050 de l'AIE sont nettement inférieurs à ceux imaginés dans le scénario d'évolution des politiques d'Avenir énergétique 2021. Dans son rapport Vers un Canada carboneutre, l'Institut canadien des choix climatiques indique que seuls les scénarios de prix du pétrole élevés et de fort taux d'élimination du dioxyde de carbone permettent de croire que la production de pétrole au Canada se maintiendra aux niveaux actuels à long terme. Cela laisse à penser que dans un monde à zéro émission nette, il pourrait y avoir une forte baisse de la production de pétrole et de gaz naturel au pays.

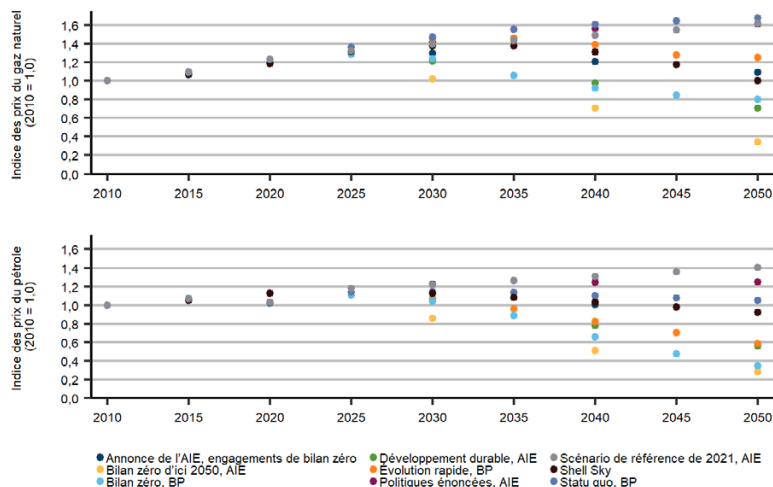
La production canadienne de combustibles fossiles dans un contexte de zéro émission nette dépendra de nombreux facteurs, dont les suivants :

- les prix sur les marchés;
- l'évolution de la demande de pétrole léger et de pétrole lourd des raffineries;
- le coût de la réduction des émissions en amont dans la production de pétrole et de gaz au Canada;
- l'étendue de l'adoption des technologies utilisant du gaz naturel sobre en carbone (comme la production d'hydrogène avec CSC, la production d'électricité et l'utilisation du CSC dans les industries ainsi que le recours au gaz naturel pour le captage direct dans l'air).

De plus, la production de pétrole et de gaz naturel au Canada exige elle-même une grande quantité d'énergie. Par le fait même, l'incertitude entourant la trajectoire que prendra la production future constitue aussi une inconnue quant à la suite des choses en ce qui a trait à la demande d'énergie et aux émissions de GES au pays. Dans le scénario d'évolution des politiques, le secteur pétrolier et gazier accapare environ 20 % de la demande de combustibles fossiles inaltérés au Canada en 2050, en baisse par rapport à aujourd'hui (environ 30 %). Les tendances mondiales futures relativement au pétrole et au gaz, et leur incidence sur les investissements et la production au pays, joueront vraisemblablement un grand rôle dans la transition du Canada vers un bilan zéro.

Figure R.15

### Croissance de la demande mondiale de gaz naturel et de pétrole selon divers scénarios proposés par d'autres entités internationales



## 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 à 15,5 Gpi<sup>3</sup>/j, ou 438 millions de mètres cubes par jour (« Mm<sup>3</sup>/j »), en 2020.

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 de gaz naturel en vue d'approvisionner les exportations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») à partir de la côte ouest du pays;
- les liquides de gaz naturel présents dans la formation de réservoirs étanches de Montney, qui motivent les activités de forage et de production, malgré la baisse des prix;
- les percées technologiques en matière de forage horizontal et de fracturation hydraulique.

Dans le scénario d'évolution des politiques, la production de gaz naturel se maintient près des niveaux de 2020 de quelque 15,5 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j ») pendant l'essentiel des 20 prochaines années. Les nouveaux investissements dans la production visant à fournir les volumes d'exportation de GNL présumés soutiennent la production. En l'absence de ces investissements, la production diminuerait, vu les prix hypothétiques du gaz naturel en Amérique du Nord et les coûts associés aux politiques climatiques du pays qui sont envisagées. Au tournant de 2040, moment où on présume que les exportations de GNL se stabiliseront, la production totale de gaz naturel commence à fléchir, puis s'établit à 13,1 Gpi<sup>3</sup>/j vers 2050. La plus grande partie de la croissance de la production servant à alimenter les exportations de GNL vient de la Colombie-Britannique, qui devance l'Alberta à ce chapitre à partir de 2028<sup>21</sup>.

Dans le scénario des politiques actuelles, la production de gaz naturel continue d'augmenter à long terme pour atteindre 22,2 Gpi<sup>3</sup>/j (627,4 M<sup>3</sup>/j) vers 2050. Les projections de ce scénario sont étayées par des hypothèses de prix plus élevés, l'absence de mesures futures de lutte contre les changements climatiques aux échelles nationale et mondiale et les exportations de GNL plus fortes.

<sup>21</sup> Les projections d'Avenir énergétique 2021 ne tiennent pas compte des effets possibles de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique dans l'affaire [Blueberry River First Nations v. Province of British Columbia \(Yahey\)](#) ni de l'accord initial conclu le 21 octobre 2021 entre cette province et les Premières Nations de Blueberry River sur, notamment, les permis existants et le financement de la remise en état. S'il y a lieu, il en sera tenu compte dans une prochaine analyse.

## PRINCIPALES TENDANCES

### Production de gaz naturel



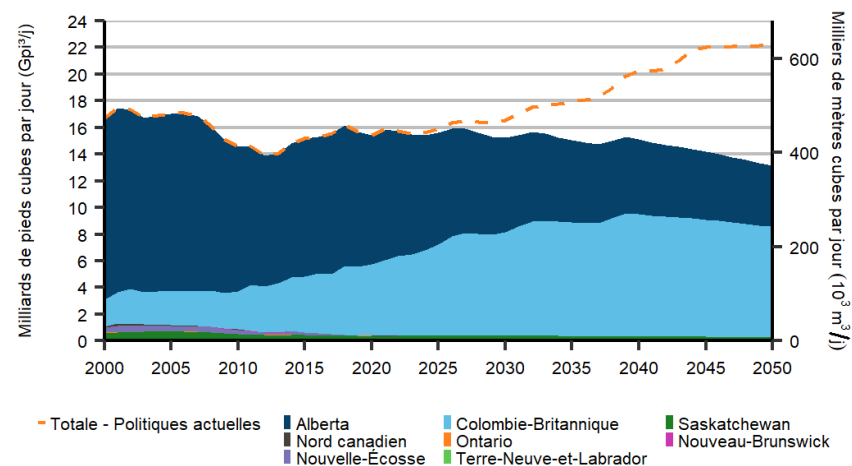
La production de gaz naturel est relativement stable dans le scénario d'évolution des politiques jusqu'en 2040, puis diminue pendant le reste de la période de projection.



La production provenant de la formation de Montney (gaz de réservoirs étanches riches en liquides) enregistre une forte hausse et constitue l'essentiel de la production canadienne durant cette période.

Figure R.16

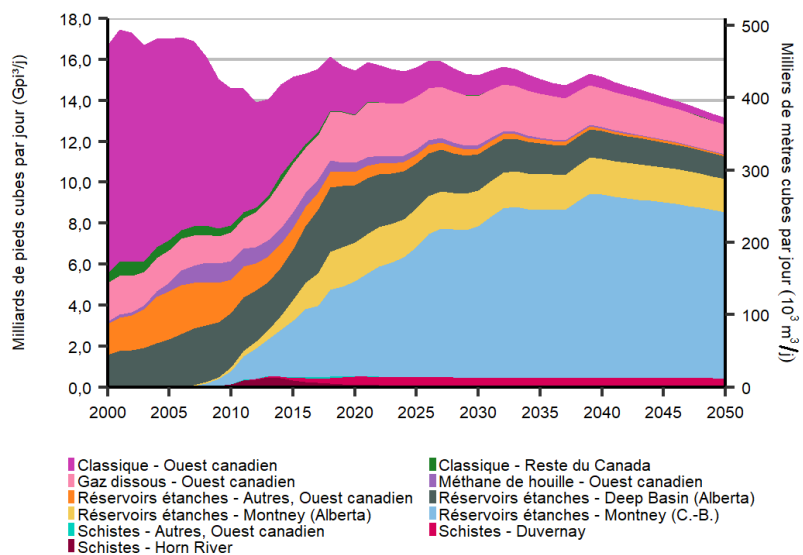
**Diminution de la production totale de gaz naturel dans le scénario d'évolution des politiques, et hausse à long terme dans celui des politiques actuelles**



La figure R.17 montre la production de gaz naturel selon le type de produit dans le scénario d'évolution des politiques. On y observe qu'elle est de plus en plus constituée de [gaz naturel de réservoirs étanches](#) provenant de la formation de Montney, en Alberta et en Colombie-Britannique, qui a déjà connu une forte croissance au cours des cinq dernières années. En contrepartie, la production de gaz naturel de réservoirs étanches dans la formation Deep Basin, en Alberta, diminue. La production de [gaz de schiste](#) dans les formation de Duvernay et de Horn River est minime, tandis que celle de [gaz dissous](#) recule et celle de [méthane de houille](#) enregistre une forte baisse pendant la période de projection.

Figure R.17

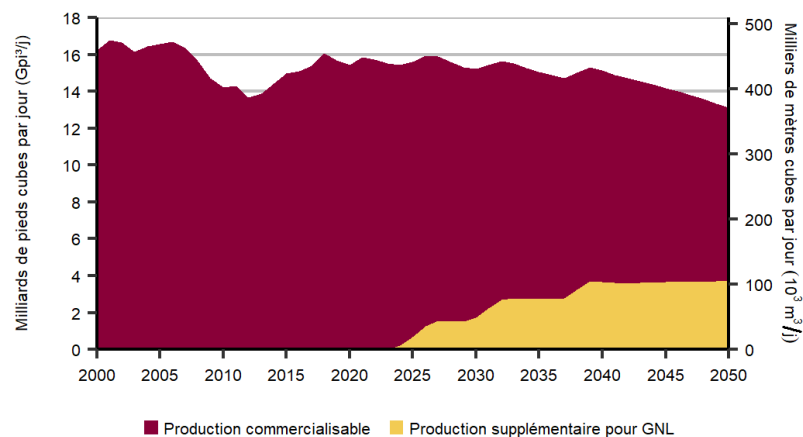
**La production de gaz naturel est de plus en plus constituée de gaz de réservoirs étanches de la formation de Montney dans le scénario d'évolution des politiques**



La figure R.18 illustre la production totale dans le scénario d'évolution des politiques, répartie entre la production justifiée par les prix du marché et la production supplémentaire motivée par les exportations de GNL. Cette dernière repose sur notre hypothèse selon laquelle un bloc de 75 % de la charge d'alimentation en GNL provient d'une production supplémentaire qui n'existe que parce qu'il y a une capacité d'exportation de ce produit. L'autre bloc de 25 % de la charge d'alimentation est tiré de la production motivée par le marché (c.-à-d. la production justifiée par des prix hypothétiques du gaz en Amérique du Nord). La figure R.18 montre qu'en l'absence d'une production supplémentaire pour soutenir les exportations de GNL, la production diminuerait constamment pendant la période à l'étude pour s'établir à 9,5 Gpi³/j (267,7 Mm³/j) en 2050.

Figure R.18

**Production de gaz naturel soutenue par les exportations de GNL dans le scénario d'évolution des politiques**

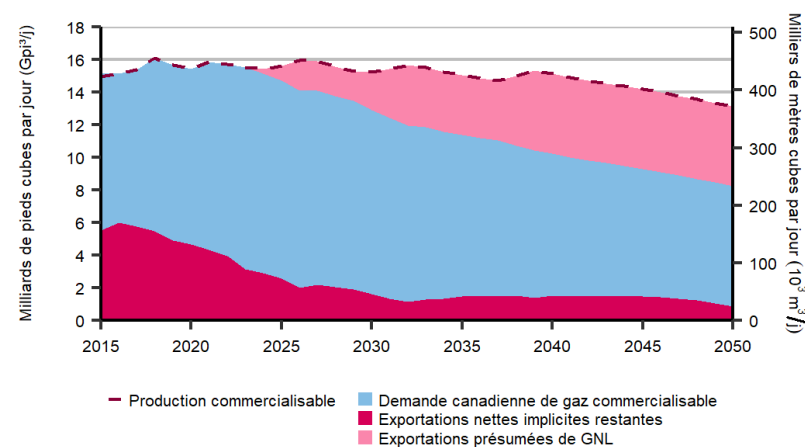


Les exportations de gaz naturel vers l'ouest des États-Unis ont augmenté ces dernières années. Durant la dernière décennie, les importations sont demeurées relativement stables, tournant autour de 2 à 3 Gpi<sup>3</sup>/j (57 à 85 Mm<sup>3</sup>/j). Elles pourraient se relever à mesure que s'accroît la capacité de transport du nord-est des États-Unis vers le carrefour Dawn, en Ontario.

La figure R.19 ventile la production commercialisable totale dans le scénario d'évolution des politiques en trois catégories : la demande commercialisable canadienne, les volumes d'exportation hypothétiques de GNL et les exportations nettes implicites restantes. Ces dernières se font surtout par pipelines et sont calculées en soustrayant la demande intérieure et les exportations de GNL de la production canadienne de gaz naturel<sup>22</sup>. Elles diminuent tout au long de la période de projection, en réaction à la production, à la consommation et aux exportations de GNL dont l'évolution est exposée plus haut dans la présente section. La baisse des exportations nettes implicites restantes ne signifie pas nécessairement que les exportations autres que de LGN suivent la même tendance, mais simplement que l'écart entre les importations et les exportations autres que de LGN est moins grand.

<sup>22</sup> La demande de gaz naturel indiquée est inférieure à celle mentionnée plus haut pour la demande primaire de gaz naturel, car elle exclut 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.

Figure R.19  
**Forte croissance des exportations de GNL dans le bilan de l'offre et de la demande de gaz naturel et diminution de la demande intérieure à long terme dans le scénario des politiques en évolution**



## PRINCIPALES INCERTITUDES

### Production de gaz naturel



**Prix mondiaux du gaz naturel à l'avenir** – Selon que les prix de référence aux États-Unis (au carrefour Henry) sont en hausse ou en baisse, les résultats seraient différents dans les deux scénarios d'Avenir énergétique 2021.



**Prix d'escompte du gaz naturel de l'Ouest canadien** – De nombreux facteurs, dont les engorgements pipeliniers et la dynamique du marché, pourraient influencer sur les écarts de prix entre le gaz naturel de l'Ouest canadien et ceux au carrefour Henry. Des écarts différents de ceux que nous avançons pourraient changer la situation de la production à long terme.



**Demande de gaz naturel à l'avenir** – À mesure que se multiplient les annonces de politiques et qu'augmentent les ambitions partout dans le monde en matière de climat, de nombreux scénarios élaborés à l'échelle mondiale tablent sur une forte réduction de la demande mondiale de gaz naturel (voir l'encadré intitulé « Dynamique du marché mondial des combustibles fossiles et répercussions sur l'évolution de la production canadienne »). Si ces ambitions devaient se matérialiser, la chute de la demande de gaz naturel pourrait se répercuter fortement sur les prix du marché et les investissements, ce qui toucherait la production future d'hydrocarbures au Canada. Parallèlement, l'ampleur de l'utilisation du gaz naturel dans la production d'hydrogène sobre en carbone ou le captage direct dans l'air, ou les deux, pourrait modifier les tendances dans la demande de gaz naturel dans les scénarios de faibles émissions.



**Exportations de GNL** – Il est possible que les conditions commerciales sur la scène internationale et les coûts d'aménagement d'ajouts de capacité d'exportation de GNL changent éventuellement, ce qui agirait sur les volumes de GNL exportés depuis le Canada dans les deux scénarios d'Avenir énergétique 2021.



**Considérations environnementales, sociales et de gouvernance** – On observe une plus grande attention qui est portée par les investisseurs aux entreprises dont les valeurs concordent avec leurs critères sur les plans environnemental et social et celui de la gouvernance (« ESG »)<sup>23</sup>. La mesure dans laquelle ces facteurs influenceront sur les tendances en matière d'investissement en amont pourrait se répercuter sur celles relatives à la production dans les années à venir.

<sup>23</sup> Association pour l'investissement responsable, [Rapport de tendances de l'investissement responsable canadien 2018](#), p. 13, Octobre 2018.



## Liquides de gaz naturel

Les liquides de gaz naturel (« LGN ») sont produits parallèlement au gaz naturel, de même qu'à partir des sables bitumineux et dans les raffineries. 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 a été à l'origine de l'augmentation du nombre de forages ciblant celui-ci. 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](#).

La figure R.20 révèle que la production totale de LGN augmente d'environ 10 % jusqu'en 2050 dans le scénario d'évolution des politiques; elle s'établit à 1 159 kb/j ( $184 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ) en 2020. La hausse est presque entièrement attribuable aux condensats, dont les volumes s'accroissent de 28 % d'ici 2050. Des condensats, ainsi que des butanes, sont en effet ajoutés au bitume afin de le diluer et d'en faciliter le transport par pipelines et par wagons-citernes. La demande de condensats a eu et continuera d'avoir une incidence sur le nombre de forages ciblant des gisements du gaz naturel riche en LGN.

La production de propane et de butanes augmente durant la période de projection dans le scénario d'évolution des politiques. La demande de ces LGN s'intensifie à moyen terme en raison d'une hausse de la consommation dans le secteur pétrochimique en Alberta; cela pourrait se répercuter sur les volumes d'exportation 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 d'Avenir énergétique 2021 » renferme d'autres données sur la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN. Ces 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.

L'éthane est en grande partie extrait dans les [grandes usines de traitement de gaz naturel](#) que l'on trouve sur les principaux gazoducs de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. En 2020, il représentait 20 % de la production de LGN du pays. De son côté, la production d'éthane demeure stable dans le scénario d'évolution des politiques, parce que sa récupération dans le flux gazeux est limitée par la capacité d'extraction et les installations pétrochimiques de l'Alberta, qui restent inchangées selon notre hypothèse. Les surplus d'éthane produit sont réintroduits dans le flux gazeux du réseau à des fins de consommation finale sous forme de gaz naturel. Ces volumes ne sont pas inclus dans les données sur la production d'éthane.

Dans le scénario des politiques actuelles, la production totale de LGN augmente de 70 % pour atteindre 1 967 kb/j ( $313 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ). Cette hausse tient à la croissance de la production de gaz naturel dans ce scénario. Les condensats arrivent en tête des augmentations de production dans ce scénario, passant de 349 kb/j ( $56 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ) en 2020 à 770 kb/j ( $122 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ) en 2050, un gain de 121 %.

Figure R.20

### Croissance de la part des condensats dans la production de liquides de gaz naturel dans le scénario d'évolution des politiques

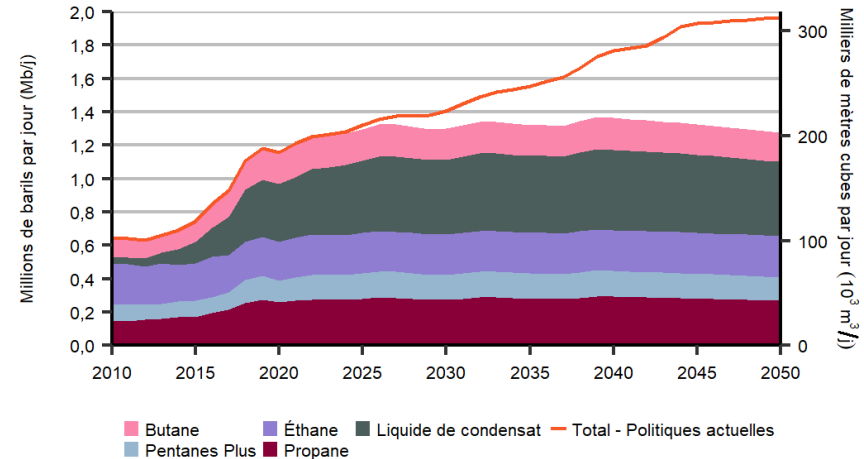
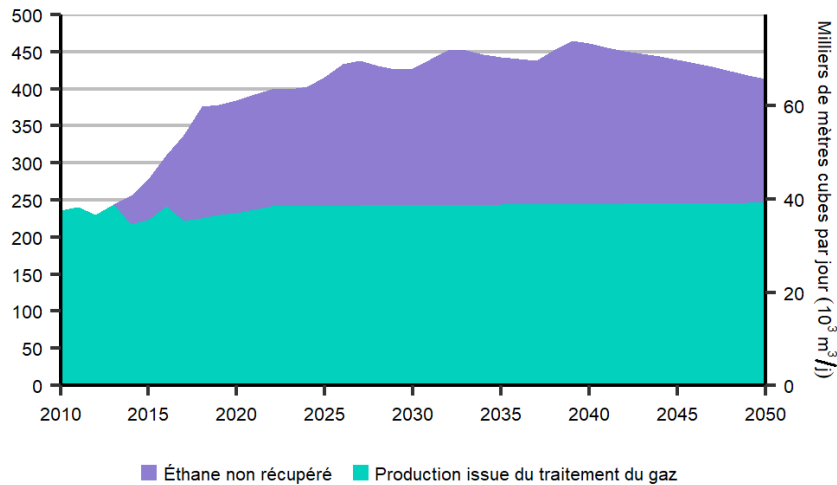


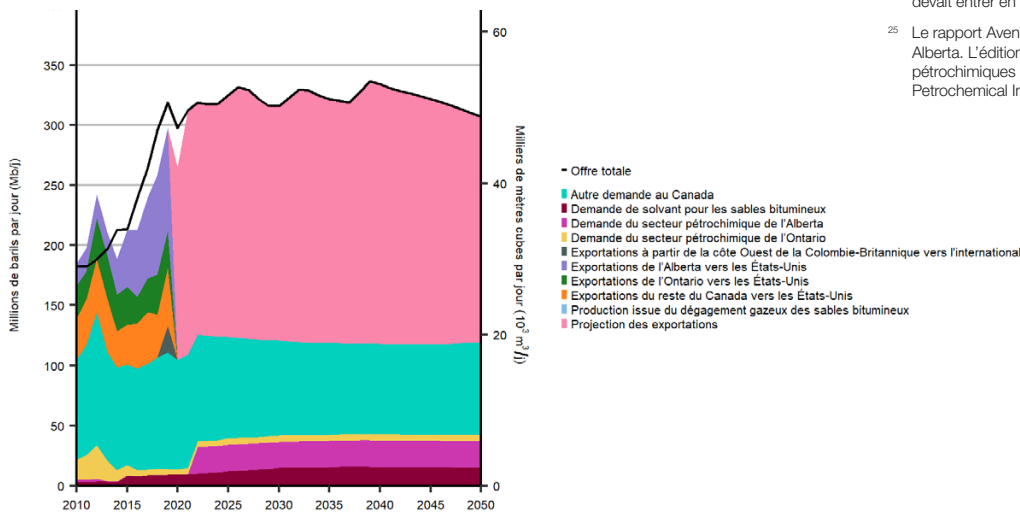
Figure R.21  
**Potentiel d'éthane**



La figure R.21 montre l'éthane extrait du flux de gaz naturel et celui qui n'est pas récupéré (ce qui comprend l'éthane réinjecté dans le flux de gaz naturel). La croissance de la production d'éthane non récupéré dénote un potentiel croissant de récupération de celui-ci, dans l'éventualité d'un futur accroissement de la capacité des installations d'extraction d'éthane et de pétrochimie<sup>24</sup>.

La figure R.22 montre la production totale de propane en fonction de son utilisation. Le propane est utilisé de différentes façons au Canada dans tous les secteurs d'activité et, au cours des prochaines années, on projette que la demande de l'industrie pétrochimique augmentera, avec la mise en service du projet The Heartland Complex<sup>25</sup>. Les exportations de propane vers les États-Unis ont considérablement augmenté depuis une dizaine d'années, par suite d'une hausse de la demande intérieure de ce pays et de ses propres exportations. En 2019, les exportations de propane à partir de la côte ouest de la Colombie-Britannique ont commencé sous forme de gaz de pétrole liquéfié (« GPL »). Ces exportations pourraient continuer d'augmenter, et il existe un potentiel pour d'autres projets et d'importantes nouvelles exportations de GPL. Au vu des tendances récentes de la croissance des exportations et du potentiel à ce chapitre dans l'industrie pétrochimique au-delà des projections, on pourrait assister à un resserrement à plus long terme sur le marché canadien si la production de propane devait plafonner puis reculer légèrement, comme l'envisage le scénario d'évolution des politiques.

Figure R.22  
**Utilisation de propane**



<sup>24</sup> En mai 2021, Wolf Midstream a annoncé une décision d'investissement finale favorable pour le [projet NGL North](#), dont l'entrée en service est prévue en 2023, sous réserve des approbations réglementaires et environnementales. Ce projet en Alberta permettrait de récupérer jusqu'à 70 000 b/j de liquides. Il n'en n'est pas tenu compte dans les scénarios et, s'il devait entrer en activité, il hausserait la production d'éthane provenant du traitement du gaz naturel.

<sup>25</sup> Le rapport Avenir énergétique 2020 indiquait une demande plus forte à l'avenir de l'industrie pétrochimique en Alberta. L'édition actuelle actualise ces données pour tenir compte du fait que la réalisation d'un des deux complexes pétrochimiques proposés a été suspendue à la fin de 2020 par le consortium composé de Pembina Pipeline Corp. et de Petrochemical Industries Co. du Koweït.

## 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 ce dernier 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 pétrole brut lourd et de celle tirée des sables bitumineux, de même que des quantités de diluant qui seront nécessaires. De manière similaire, le recours plus intense aux solvants pour réduire les besoins en vapeur liés à l'exploitation des sables bitumineux entraînerait une hausse de la demande de propane et de butanes et pourrait se répercuter sur le nombre de forages gaziers futurs ciblant le gaz naturel.



**Mise en valeur pétrochimique** – La récupération d'éthane pourrait progresser davantage si la capacité d'extraction de celui-ci et la demande du secteur pétrochimique augmentaient également. Cela pourrait être favorisé par des programmes gouvernementaux, comme des mesures incitatives au crédit de redevances pour les installations pétrochimiques dans le cadre du [programme de diversification pétrochimique](#) (en anglais) 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 depuis cet endroit ont commencé en mai 2019, et des butanes ont aussi été ajoutés au mélange de GPL en avril 2020. Au cours de la période à l'étude, le propane constituera probablement la plus grande partie des GPL exportés. La quantité et la composition du flux de GPL exporté à partir des installations terminales existantes et proposées pourraient influencer sur les prix intérieurs des LGN et rendre plus attrayants les forages ciblant du gaz naturel riche en liquides.



## Électricité

Dans le scénario d'évolution des politiques, la demande d'électricité augmente de 47 % de 2021 à 2050, comme le montre la figure R.23. Cette hausse s'explique par une croissance de tous les secteurs, les transports et la production d'hydrogène venant en tête de peloton. Dans les transports, l'électrification offre une solution de recharge dans un secteur dominé depuis longtemps par l'utilisation des produits pétroliers raffinés (« PPR »). La production d'hydrogène contribue aussi à la hausse de la demande d'électricité, que l'on utilise dans le procédé d'électrolyse.

À l'heure actuelle, l'électricité représente environ 16 % de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada. Dans le scénario d'évolution des politiques, la demande d'électricité (à l'exception de celle utilisée pour produire de l'hydrogène) augmente à un taux annuel moyen de 1 % pendant la période de projection, ce qui porte la part de la demande d'électricité pour utilisation finale à 30 % d'ici 2050. Voir la figure R.24<sup>26</sup>.

<sup>26</sup> L'électricité utilisée pour produire de l'hydrogène est exclue de ces chiffres pour éviter une double comptabilisation. En effet, l'hydrogène produit au moyen de l'électricité est déjà pris en compte dans les données sur la demande totale et sur la demande sectorielle pour utilisation finale. Ces pourcentages sont conformes aux graphiques de la demande sectorielle fournis plus haut dans la présente section.



Figure R.23  
**Croissance constante de la demande d'électricité dans le scénario d'évolution des politiques**

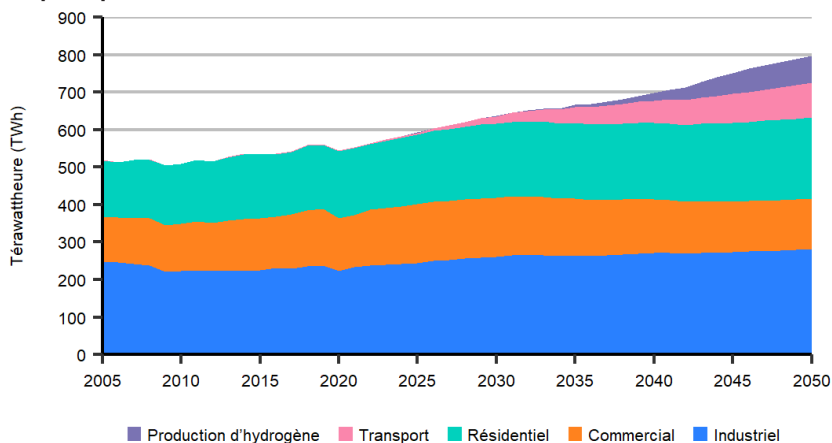


Figure R.24  
**Part de la demande d'électricité pour utilisation finale selon le secteur et total dans le scénario d'évolution des politiques**

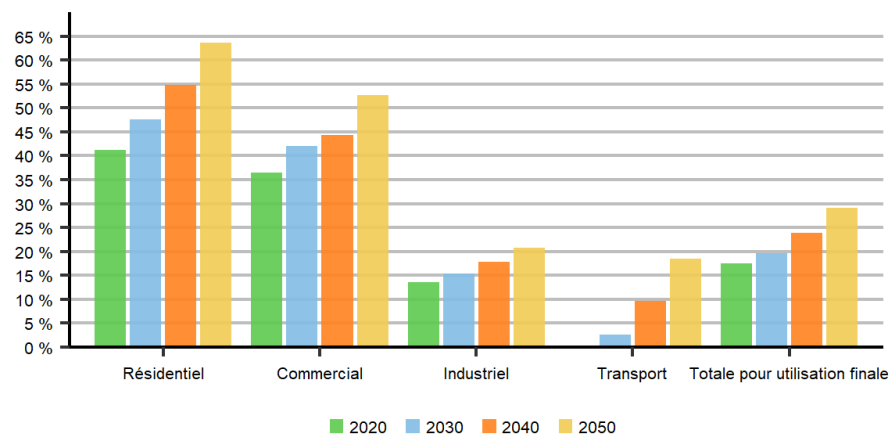




Figure R.25

**Haussa marquée de la capacité de production d'électricité dans le scénario d'évolution des politiques**

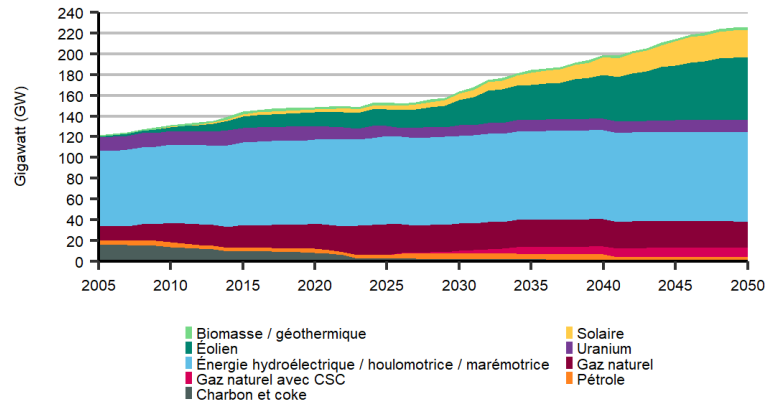
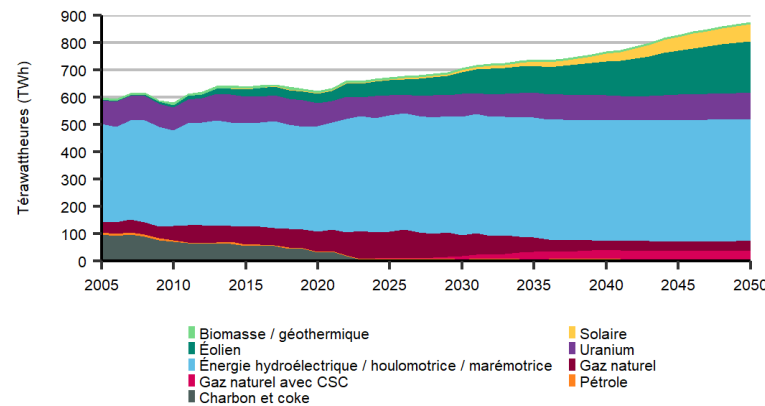


Figure R.26

**Évolution de la production d'électricité selon le type de combustible primaire dans le scénario d'évolution des politiques**



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 d'Avenir énergétique 2021 continuent d'évoluer. La figure R.25 montre la capacité installée totale au Canada selon le type de combustible, et la figure R.26, la production d'électricité, toujours selon le type de combustible. Au début de la période de projection, les énergies renouvelables et le gaz naturel contribuent au remplacement graduel de la production au charbon<sup>27</sup>. Celui-ci recule plus rapidement que dans les projections antérieures, notamment parce que de [récentes annonces de sociétés](#) (en anglais) portent à croire qu'il sera progressivement éliminé du bouquet énergétique de l'Alberta d'ici 2023. À plus long terme, la chute des coûts se traduit par une forte croissance des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire. La production d'énergie nucléaire reste plutôt stable pendant la période de projection, tout en étant très variable selon les années, en raison de la remise à neuf de centrales nucléaires en Ontario dans la première moitié de cette même période. La part de la production d'électricité produite à partir de sources à faibles émissions et à émissions nulles (énergies renouvelables, nucléaire et combustibles fossiles avec CSC) passe de 82 % actuellement à 95 % en 2050<sup>28</sup>.

La production éolienne et solaire augmente aussi dans le scénario des politiques actuelles. Cependant, vu les prix plus bas du carbone et les coûts plus élevés de ces énergies, la production d'électricité au moyen de celles-ci augmente dans une moindre proportion, et on constate que la part du gaz naturel est relativement plus élevée que dans le scénario d'évolution des politiques. En 2050, le gaz naturel procure 16 % de la production totale d'électricité dans le scénario des politiques actuelles. La part des énergies renouvelables et des sources sans émissions augmente pour s'établir à 83 % vers 2050, par rapport à 95 % dans le scénario d'évolution des politiques.

<sup>27</sup> De petites quantités d'électricité continuent d'être produites dans des centrales au charbon munies du CSC jusqu'en 2050, notamment au barrage Boundary en Saskatchewan. Aucun nouveau projet de centrales au charbon avec CSC n'est ajouté durant la période d'étude quand on compare leur rentabilité à celle du gaz naturel avec CSC et à celle d'autres sources de production d'électricité à faibles émissions ou sans émissions.

<sup>28</sup> Les parts des énergies renouvelables et du nucléaire désignent la production totale d'électricité, y compris la cogénération.

L'essor des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques s'explique par la baisse des coûts, des avancées technologiques et une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable variable (« ERV »), comme l'éolien et le solaire. La figure R.27 révèle que d'ici 2050, diverses régions du Canada ajouteront une capacité éolienne et solaire. Ainsi, la capacité totale de production de l'éolien augmente à 57 gigawatts (« GW ») et celle du solaire, à 26 GW. Après 2030, le solaire est la forme d'énergie renouvelable qui connaît l'essor le plus rapide.

Dans le scénario d'évolution des politiques, l'intégration des énergies éolienne et solaire – dont la production fluctue selon les conditions de vent et l'ensoleillement – est soutenue de plusieurs façons. D'autres formes d'énergie, comme l'hydroélectricité et le gaz naturel, viennent en renfort à ces énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques. Dans ce scénario, les interconnexions entre les provinces se font plus courantes, notamment entre le Manitoba et la Saskatchewan et entre l'Alberta et la Colombie-Britannique. Ces interconnexions se traduisent par un important commerce interprovincial dans l'Est canadien et au Canada atlantique, commerce qui pourrait s'accroître davantage si des projets comme la boucle atlantique qui est proposée

augmentent la capacité de transport. Cette nouvelle capacité de commerce de l'électricité aide des régions à intégrer de plus grandes quantités d'énergie à puissance variable comme l'éolien et le solaire. Enfin, le scénario d'évolution des politiques table sur environ 25 GW de stockage d'énergie à grande échelle dans des batteries, par suite de la chute des coûts de stockage ainsi que de ceux des énergies renouvelables, en particulier le solaire. Le stockage est particulièrement important pour les gros ajouts d'énergie solaire.

Le Canada est un exportateur net d'électricité vers les États-Unis. De grandes quantités d'électricité font aussi l'objet d'un commerce entre les provinces, particulièrement dans l'Est. En raccordant des réseaux électriques de différentes régions, les exploitants peuvent tirer parti des particularités régionales des sources d'approvisionnement, des formes d'énergie renouvelable variable disponibles et des périodes de pointe de la demande. La figure R.28 montre les exportations nettes projetées du Canada, de même que le volume de l'ensemble du commerce entre les provinces. Ce commerce demeure toutefois relativement faible comparativement à la production totale<sup>29</sup>.

<sup>29</sup> De 2010 à 2020, les exportations nettes annuelles ont été en moyenne de 49 TWh, variant de 25 à 64 TWh.

Figure R.27

**Accroissement de la capacité de production tirée des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques dans le scénario d'évolution des politiques**

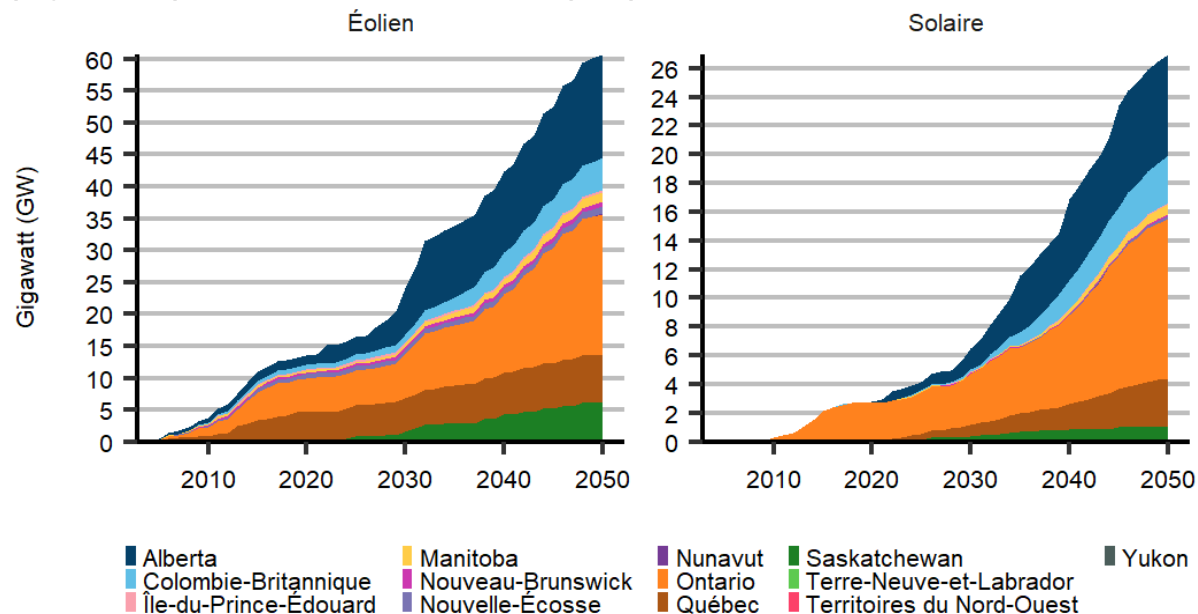
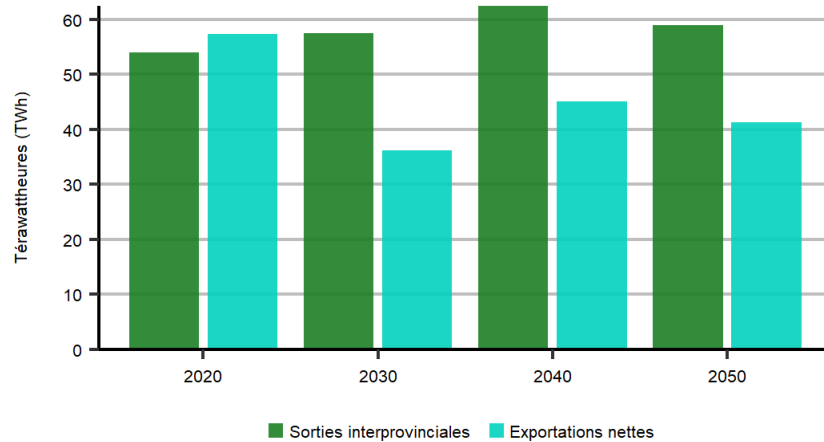


Figure R.28

### Exportations nettes et commerce interprovincial d'électricité




## 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 nucléaires sont remis à neuf.
- ➔ Les centrales au charbon sont éliminées graduellement.
- ➔ La part des énergies à faibles émissions ou à émissions nulles passe de 82 % aujourd'hui à 95 % en 2050.

## PRINCIPALES INCERTITUDES

### Production d'électricité

-  **Future réduction des coûts de la technologie servant à la production** – Les coûts des différentes technologies de production constituent un facteur de poids pour choisir le type d'installations à construire, tout particulièrement avec l'évolution rapide des technologies comme l'éolien, le solaire et le stockage dans des batteries.
-  **Technologies privilégiant les énergies renouvelables** – L'adoption de technologies visant à améliorer l'intégration de l'énergie renouvelable variable, comme les réseaux intelligents, le stockage et le transport, pourrait accroître le rôle des énergies éolienne et solaire au-delà de ce qui est projeté.
-  **Croissance de la demande d'électricité** – Il s'agit d'un facteur de premier plan pour calculer l'approvisionnement futur en électricité. 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 de marchés d'exportation** – Les politiques climatiques, les prix des carburants, l'électrification et la décarbonation 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'installations de transport.



## Hydrogène

Depuis quelques années, l'hydrogène à faible intensité carbonique suscite de plus en plus d'intérêt comme combustible dans la transition du Canada et du reste du monde vers une économie sobre en carbone. Ces dernières années, beaucoup de pays, dont le Canada, ont rendu publiques leurs [stratégies pour l'hydrogène](#). Avenir énergétique 2021 est la première édition dans la série *Avenir énergétique du Canada* à consacrer une section entière à l'offre et à la demande d'hydrogène. On y présente également un tableau sur l'hydrogène dans l'annexe des données en ligne.

Dans la présente section, nous nous concentrons sur l'utilisation de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique, produit à partir de méthodes qui émettent peu ou pas de CO<sub>2</sub><sup>30</sup>. Seuls les projets qui ont été annoncés à l'heure actuelle sont pris en compte dans le scénario des politiques actuelles.

Dans le scénario d'évolution des politiques, la demande totale d'hydrogène augmente pour atteindre 4,7 mégatonnes (« Mt »), ou 565 PJ, vers 2050. C'est ce que montre la figure R.29. Ce volume représente 6 % de la demande totale d'énergie pour utilisation finale. À l'horizon 2050, le secteur industriel consomme 65 % de l'hydrogène produit, où il sert principalement à la production d'acier, à l'exploitation des sables bitumineux et à la production de produits chimiques et d'engrais. Pour sa part, le secteur des transports compte pour 25 % de la demande d'hydrogène, où il remplace surtout le diesel dans le transport des marchandises par camions sur de longues distances et le transport maritime. La dernière tranche de 10 % de la demande d'hydrogène est utilisée dans les secteurs résidentiel et commercial, où, mélangé au gaz naturel, il sert à chauffer les bâtiments et l'eau.

La figure R.30 présente la demande d'hydrogène par province. On observe que c'est en Alberta qu'elle est la plus forte, où il compte pour 53 % de la demande totale en 2050. La demande relativement élevée dans cette province est attribuable à sa composition industrielle actuelle et à sa capacité de produire de l'hydrogène à partir du gaz naturel en utilisant le CSC, dont les coûts sont quelque peu inférieurs à ceux de l'électrolyse au début de la période de projection. L'utilisation future de l'hydrogène en Alberta est axé sur l'exploitation des bitumineux, où il remplace le gaz naturel comme source de chaleur industrielle. D'ici 2050, la demande d'hydrogène dans le secteur industriel albertain représente 76 % de la demande totale de la province.

<sup>30</sup> Actuellement, la quasi-totalité de l'hydrogène produit au Canada l'est au moyen d'un procédé qui consiste à convertir du gaz naturel en hydrogène et en CO<sub>2</sub>, ce dernier étant rejeté dans l'atmosphère. Cet hydrogène est surtout utilisé dans les raffineries et dans la production d'engrais et n'est pas explicitement ventilé dans nos données sur la consommation industrielle de gaz naturel.

Figure R.29

### Demande d'hydrogène selon le secteur

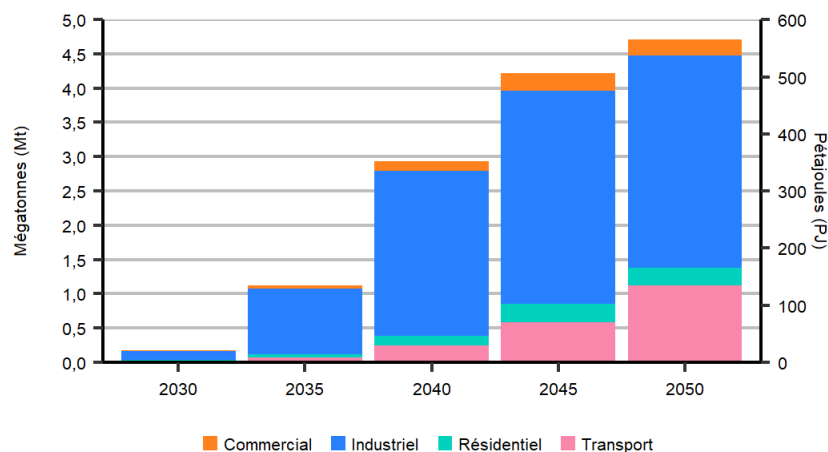
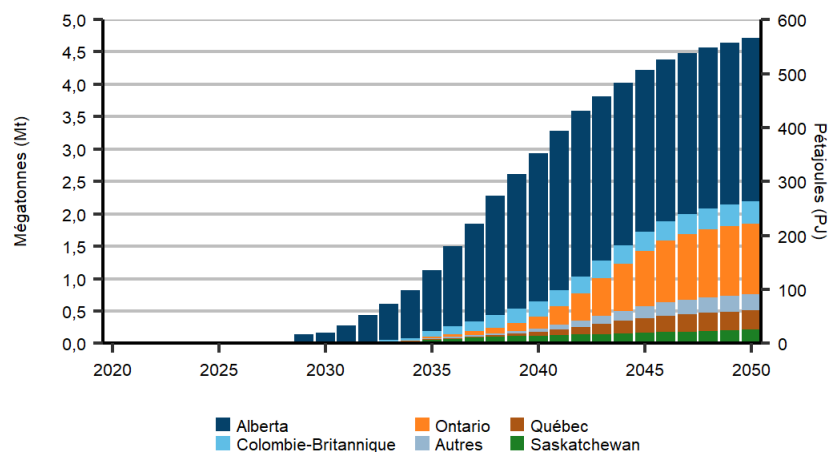


Figure R.30

### Demande d'hydrogène selon la région



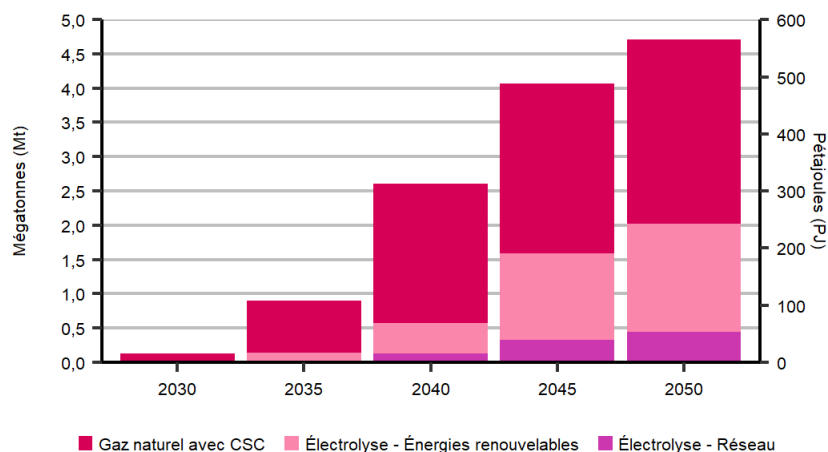


Étant donné notre hypothèse selon laquelle la production d'hydrogène vise à satisfaire à la demande locale (sans commerce international ou interprovincial), elle correspond donc à la demande. Ainsi, dans le scénario d'évolution des politiques, le Canada produit 4,7 Mt d'hydrogène à l'horizon 2050, l'équivalent de sa demande intérieure, et l'Alberta vient en tête (production de 2,5 Mt en 2050).

Dans les premières années de la projection, le gaz naturel produit avec CSC est la technologie dominante pour la production d'hydrogène. À mesure qu'on se rapproche de la fin de la période, l'électrolyse alimentée au moyen d'électricité du réseau et d'énergies renouvelables réservées à cet usage devient concurrentielle sur le plan des coûts. Vers 2050, le gaz naturel avec CSC compte pour 57 % de la production totale (figure R.31). La production par électrolyse à partir d'électricité provenant d'énergies renouvelables réservées et du réseau représente respectivement 33 % et 9 % de la production totale. La production de la plupart des régions au Canada se fait à partir de ces deux sources d'énergie. C'est en Ontario que la production d'hydrogène à partir d'électricité y est la plus élevée, soit 54 % de la production totale du genre au Canada. D'ici 2050, près de 90 TWh d'électricité seront utilisés pour produire 1,8 Mt d'hydrogène. Par ailleurs, le procédé au gaz naturel associé au CSC utilise plus de 422 PJ de gaz naturel pour produire 2,69 Mt d'hydrogène.

Figure R.31

### Production d'hydrogène selon la technique



## PRINCIPALES INCERTITUDES

### Hydrogène



**Infrastructure** – L'aménagement de nouvelles infrastructures et la modernisation de celles existantes influenceront sur la cadence d'adoption de l'hydrogène dans tous les secteurs. Seule une partie de la capacité de l'infrastructure pipelinère existante peut accepter en toute sécurité la quantité maximale d'hydrogène sous forme de mélange.



**Commerce** – Le commerce interprovincial et international pourrait modifier les projections de l'offre et de la demande d'hydrogène que l'on trouve dans le présent chapitre. De nombreux facteurs détermineront l'étendue du commerce, notamment la question de savoir si l'infrastructure de transport existante est adaptée au transport d'hydrogène et si de nouvelles infrastructures sont construites pour transporter surtout de l'hydrogène, ainsi que l'évolution des coûts entre les diverses technologies et les régions.



**Future réduction des coûts de la technologie** – La production à grande échelle d'hydrogène sobre en carbone dépendra de la diminution des coûts des technologies employées, comme les électrolyseurs et le CSC, et le stockage et la distribution. Le coût relatif des diverses méthodes de production pèsera également lourd dans la balance, car les régions ont des particularités qui leur sont propres, comme l'accessibilité au stockage et la qualité des ressources éoliennes et solaires.



**Intensité des émissions de carbone** – Pour que l'hydrogène dérivé du gaz naturel joue un rôle dans la décarbonation, les émissions qui en découlent doivent être faibles. Ainsi, un taux de captage du carbone supérieur à 90 %, comme le suppose la présente analyse, sera important. D'autres éléments méritent d'être mentionnés, en l'occurrence la réduction des émissions provenant de la production de gaz naturel, dont celles de méthane, qui font actuellement l'objet de diverses initiatives stratégiques provinciales et fédérales.

## 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. Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») produit les projections officielles du Canada en matière d'émissions pour la [Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques](#)<sup>31</sup>.

Les émissions de GES du Canada proviennent principalement de l'utilisation de combustibles fossiles, lesquels fournissent la plus grande partie de l'énergie servant au chauffage des foyers et des commerces, au transport des marchandises et des personnes et au fonctionnement de l'équipement industriel. Les émissions associées à l'énergie représentaient 82 % de toutes les émissions de GES au Canada en 2018<sup>32</sup>. 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.

<sup>31</sup> Des ensembles de données sont accessibles à partir du [portail Gouvernement ouvert](#) du gouvernement du Canada.

<sup>32</sup> Selon la définition donnée dans le [Rapport d'inventaire national](#) d'ECCC, les émissions liées à l'énergie comprennent les sources de combustion fixes, le transport, les sources fugitives et le transport et le stockage de CO<sub>2</sub>.

### PRINCIPALES TENDANCES

#### Consommation de combustibles fossiles et émissions de GES



Dans l'ensemble, la consommation de combustibles fossiles inaltérés diminue dans le scénario d'évolution des politiques.



Tout en empruntant des trajectoires qui leur sont propres, la consommation de gaz naturel, de pétrole et de charbon est à la baisse à long terme.



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

### Le scénario d'évolution des politiques permet-il au Canada de respecter ses engagements en matière de climat?

Le scénario d'évolution des politiques fait un tour d'horizon de l'offre et de la demande d'énergie au Canada en partant du principe général que les actions climatiques au pays et dans le monde se poursuivent à leur rythme récent. Avenir énergétique 2021 s'intéresse principalement aux 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 climat.

ECEC 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. Il ressort des récentes projections d'ECCC, énoncées dans la mise à jour sur la contribution déterminée au niveau national (« CDN »)<sup>33</sup> du Canada, qu'avec les dernières mesures proposées dans le plan climatique renforcé et le budget de 2021, la réduction des émissions de GES de 36 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 a été atteinte. Cette réduction dépasse l'engagement initial de 30 % pris par le Canada dans sa CDN par rapport aux niveaux de 2005, mais d'autres actions pourraient être nécessaires pour atteindre celui de 40 % à 45 % sous les niveaux de 2005 formulé dans la mise à jour.

Les tendances de la demande de combustibles fossiles inaltérés dans le scénario d'évolution des politiques, illustrées dans la présente section, reposent sur une forte réduction des émissions de GES. Il en ressort aussi qu'il est improbable que ce scénario permettra d'atteindre zéro émission nette à l'horizon 2050. Dans cette optique, une section intitulée « Vers un bilan zéro » a été ajoutée au présent rapport.

<sup>33</sup> Présentée à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques dans le cadre de l'[Accord de Paris](#).

La figure R.32 ventile la demande primaire totale des combustibles fossiles inaltérés, à l'origine de la plus grande partie des émissions de GES au Canada, et les sources à faibles émissions (énergies renouvelables, nucléaire, combustibles fossiles utilisant le captage et stockage du CO<sub>2</sub>, combustibles fossiles servant à d'autres fins que la combustion<sup>34</sup>). Par rapport aux niveaux de 2019, la consommation de combustibles fossiles inaltérés diminue de 19 % en 2030, de 45 % en 2040 et de 62 % en 2050. Pendant ce temps, les sources sobres en carbone prennent du galon et représentent 67 % de la consommation d'énergie en 2050, comparativement à seulement 31 % en 2021.

Les tendances varient selon les combustibles fossiles. L'utilisation du charbon recule considérablement au cours de la période de projection en raison de son élimination progressive de la production d'électricité<sup>35</sup>. Celle des produits pétroliers raffinés comme l'essence et le diesel fléchit graduellement tout au long de la période à l'étude. Dans les premières années, cette réduction tient des gains d'efficacité et au recours accru

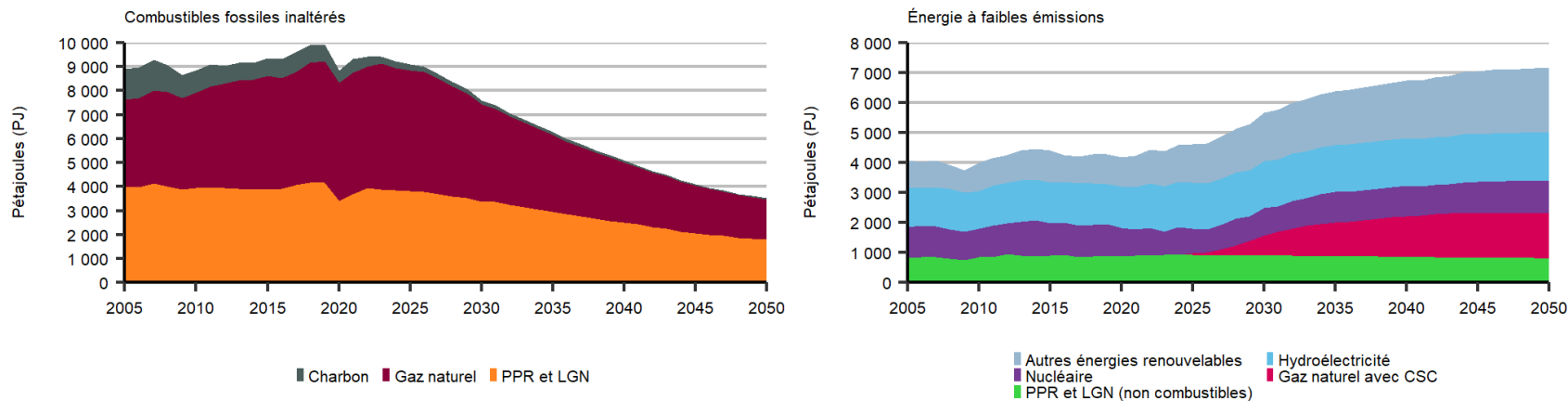
au mélange de biocarburants; à long terme, ce phénomène s'explique par l'électrification plus répandue dans le secteur des transports. La consommation de gaz naturel continue d'augmenter au tout début de la période de projection en raison du rôle toujours plus important que celui-ci joue dans la production d'électricité et dans l'accroissement de la production des sables bitumineux. À plus long terme, la tendance s'inverse, mais l'utilisation associée au captage et stockage de carbone augmente énormément dans les applications industrielles et la production d'électricité ainsi que dans la production d'hydrogène sobre en carbone.

<sup>34</sup> Les charges d'alimentation pétrochimiques, l'asphalte et les lubrifiants sont des exemples de combustibles fossiles utilisés à des fins autres que la combustion. Nous combinons ces demandes non énergétiques à la consommation d'énergie, car elles sont issues de produits énergétiques comme le pétrole brut et les liquides de gaz naturel, et figurent dans [bilan énergétique du Canada](#).

<sup>35</sup> De petites quantités d'électricité continuent d'être produites dans des centrales au charbon munies du CSC jusqu'en 2050, notamment au barrage Boundary en Saskatchewan. Aucun nouveau projet de centrales au charbon avec CSC n'est ajouté durant la période à l'étude quand on compare leur rentabilité à celle du gaz naturel avec CSC et à celle d'autres sources de production d'électricité à faibles émissions ou sans émissions.

Figure R.32

### Demande primaire totale selon le type





Dans le scénario d'évolution des politiques, la modification des proportions des combustibles fossiles consommés se traduit par une baisse des émissions de GES liées à la combustion par unité d'énergie produite à partir des combustibles fossiles, en raison tout particulièrement de la diminution de la consommation de charbon jusqu'en 2030. Le déploiement de la technologie de [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.33, l'intensité des émissions venant des combustibles fossiles recule de 9 % par rapport à 2019 et de 16 % par rapport à 2005 dans ce même scénario. À l'horizon 2050, elle est inférieure de 29 % à celle de 2019 et de 35 % en regard de celle de 2005. Il s'ensuit des réductions des émissions si l'on tient compte de la diminution de la consommation de combustibles fossiles, leur consommation totale en 2030 étant inférieure de 16 % à celle de 2019 et de 6 % par rapport à 2005. Vers 2050, la consommation totale de combustibles fossiles s'établit à 46 % sous le niveau de 2019 et à 40 % sous celui de 2005. En tenant compte des réductions des émissions des produits ne servant pas à la combustion, comme celles de méthane, puis en prenant en considération les droits d'émission achetés à l'étranger (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.33

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





## L'élimination du carbone pourrait-elle amener le Canada à un bilan zéro dans le scénario d'évolution des politiques?

La trajectoire vers l'objectif d'un bilan zéro d'ici 2050 à l'échelle nationale et mondiale exige le recours, dans une certaine mesure, à des technologies d'élimination du carbone ou d'émissions négatives. L'ampleur de cet effort varie selon le scénario et les hypothèses qui y sous-tendent. À titre d'exemple, le scénario de [zéro émission nette d'ici 2050 du rapport de l'AIE](#) mise sur l'élimination d'environ 1,9 gigatonne de CO<sub>2</sub> au moyen de technologies à émissions négatives en 2050. Au Canada, dans son rapport *Vers un Canada carboneutre*, l'Institut canadien pour des choix climatiques mentionne la disponibilité de formes d'ingénierie de technologies à émissions négatives, en particulier le captage direct dans l'air, qui comptent pour l'élimination de 0 à 425 mégatonnes (« Mt ») d'émissions de CO<sub>2</sub> en 2050 dans les 62 scénarios analysés. Toutefois, l'Institut fait état de difficultés possibles, tant sur le plan technique qu'économique, et dresse une liste des moyens pour atteindre zéro émission nette malgré l'absence de technologies à émissions négatives.

Les technologies à émissions négatives et les puits biologiques améliorés retirent le CO<sub>2</sub> de leur source et de l'atmosphère et le stockent dans des réservoirs terrestres, océaniques ou géologiques<sup>36</sup>. Bien que ces méthodes soient hypothétiquement prometteuses, la plupart des évaluations concourent sur le fait pour que les technologies à émissions négatives ne sont pas un substitut aux méthodes classiques d'atténuation et d'adaptation, en raison des coûts élevés, des risques potentiels et des incertitudes en jeu<sup>37</sup>.

### Méthodes d'élimination des GES dignes de mention

**Reboisement et boisement**<sup>38</sup> – 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.

**Piégeage du carbone dans le sol**<sup>39</sup> – Le carbone peut être éliminé 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 carbone (« bioénergie avec CSC »)**<sup>40</sup> – Le carbone peut aussi être capté et stocké par voie de stockage géologique ou d'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 cette technique sont la disponibilité et la durabilité de la biomasse comme charge d'alimentation et la capacité de stockage.

**Captage direct dans l'air** – Le carbone peut être capté de l'atmosphère de manière à produire un flux concentré de CO<sub>2</sub> qui peut, lui, être piégé (absorbant ainsi les émissions) ou utilisé pour produire des combustibles synthétiques neutres en carbone. Comme le captage direct dans l'air exige beaucoup d'énergie, son utilisation à grande échelle pourrait se répercuter sur les tendances de l'offre et de la demande d'énergie.

Le scénario d'évolution des politiques table sur une chute de 60 % de la consommation de combustibles fossiles inaltérés d'ici 2050 et une réduction importante des émissions qui s'ensuit. Ce scénario ne comporte toutefois pas d'hypothèses dans lesquelles on a recours à l'élimination à grande échelle du carbone. La possibilité que ce scénario mène à un bilan zéro grâce au déploiement de mesures d'élimination de carbone repose sur deux éléments clés.

1. Malgré la diminution de la consommation de combustibles fossiles inaltérés, ceux-ci restent tout de même importants dans le bouquet énergétique, ce qui suppose des niveaux d'émissions considérables. Pour contrer cela, une technologie d'élimination du carbone devrait être déployée à grande échelle. La faisabilité de cet effort dépendrait de nombreux facteurs, au nombre desquels figurent la réduction des coûts des technologies émergentes comme le captage direct dans l'air et la disponibilité et les coûts de la bioénergie avec CSC et des solutions naturelles. Puisqu'il s'agit de solutions émergentes, leur application à grande échelle est très incertaine.
2. Il est probable qu'une mise en place étendue de mesures d'élimination du carbone modifierait les projections du scénario d'évolution des politiques. Ainsi, une utilisation étendue du captage direct dans l'air se traduirait par une hausse considérable de la consommation de gaz naturel ou d'électricité, ou les deux. L'implantation vaste de la bioénergie avec CSC pourrait aussi influencer sur les projections en matière d'électricité de ce scénario.

Vu l'incertitude entourant les technologies d'élimination du carbone, en particulier à grande échelle, et le fait que celle-ci modifierait les projections, le scénario d'évolution des politiques décrit dans la présente section ne doit pas être considéré comme une trajectoire vers un bilan zéro.

<sup>36</sup> IPCC AR5 – [Assessing Transformation Pathways](#).

<sup>37</sup> IPCC AR5 – [Assessing Transformation Pathways](#).

<sup>38</sup> IPCC AR5 – [Agriculture, Forestry and Other Land Use](#).

<sup>39</sup> IPCC AR5 – [Agriculture, Forestry and Other Land Use](#).

<sup>40</sup> Pour un examen de la recherche sur la bioénergie avec CSC et le captage direct dans l'air, voir la section 6.9 de l'IPCC AR5 intitulée [Assessing Transformation Pathways](#).



# Vers un bilan zéro

## Scénarios relatifs à l'électricité

L'un des principaux objectifs de l'[Accord de Paris](#) de 2015 est de limiter l'augmentation de la température de la planète bien en deçà de 2 degrés Celsius, tout en s'efforçant de contenir cette hausse à 1,5 degré. Des études scientifiques ont démontré que limiter l'augmentation de la température de la sorte exige d'énormes réductions des émissions de GES, pierre angulaire de l'atteinte de zéro émission nette d'ici 2050<sup>41</sup>. Au moment de produire le présent rapport, en août 2021, quelque 130 pays, dont le Canada, s'étaient donné des cibles de zéro émission nette d'ici 2050, ou en envisageaient<sup>42</sup>. [Le Canada s'est fixé des cibles pour réduire les émissions du pays de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 et atteindre zéro émission nette d'ici 2050.](#)

Plus de 82 % des émissions de GES du Canada proviennent des procédés de production et de consommation d'énergie. Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050, des changements transformationnels doivent être apportés dans la façon dont les Canadiens produisent et consomment l'énergie. On peut penser qu'un bilan zéro exigera des changements plus profonds que ceux que nous modélisons dans *Avenir Énergétique 2021* ou dans les rapports antérieurs de la collection *Avenir énergétique du Canada*.

Dans la présente section, nous introduisons six nouveaux scénarios, qui explorent des trajectoires vers zéro émission nette dans le secteur de l'électricité au pays. Cette analyse est un jalon important dans la modélisation d'une filière énergétique à zéro émission nette dans la série *Avenir énergétique du Canada*.

<sup>41</sup> Par exemple, le [Rapport spécial du GIEC sur les conséquences d'un réchauffement planétaire](#) de 1,5 °C (en anglais) indique que pour limiter le réchauffement planétaire à 1,5 °C, les émissions anthropiques mondiales de CO<sub>2</sub> doivent baisser d'environ 45 % par rapport aux niveaux de 2010 d'ici 2030 et être nulles vers 2050.

<sup>42</sup> D'après les données fournies par l'[Energy and Climate Intelligence Unit](#).

## Pourquoi cibler le secteur de l'électricité?

Dans la présente analyse, nous portons notre attention sur le secteur de l'électricité en reconnaissant le rôle central qu'il joue sur la voie du bilan zéro. De nombreuses modélisations du climat et évaluations de la filière énergétique ont démontré que l'atteinte d'un monde à zéro émission nette passe par un secteur de l'électricité à zéro émission nette ou à émissions négatives et une plus grande contribution de l'électricité dans le bouquet énergétique pour utilisation finale. À titre d'exemple, le [rapport spécial du GIEC sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C](#) révèle que les trajectoires qui limiteraient le réchauffement planétaire à moins de 1,5 °C comprennent une diminution rapide de l'intensité carbonique de la production d'électricité et un accroissement de l'électrification dans l'utilisation finale de l'énergie.

L'électricité a des particularités uniques qui en font une composante de premier plan dans les trajectoires de décarbonation les plus profondes. Il existe déjà des technologies bien établies et prêtes sur le plan commercial à participer à la décarbonation de ce secteur. Les coûts de nombreuses technologies à émissions faibles ou nulles ont diminué au cours des dix dernières années, les rendant plus attrayantes pour les investisseurs des services publics d'électricité. L'électricité est aussi une forme d'énergie hautement polyvalente. La conversion de l'électricité en services d'énergie pour utilisation finale peut se faire avec une très grande efficacité et sans qu'il y ait d'émissions au point de consommation.

L'un des grands défis de la décarbonation en profondeur à la grandeur de l'économie est la distribution des émissions de GES. Par exemple, des millions de véhicules émettent des GES durant la combustion des carburants qui les font se mouvoir. De même, dans des millions de bâtiments, on brûle des combustibles fossiles pour le chauffage, ce qui émet de grandes quantités de GES. Quand on électrifie les utilisations finales de l'énergie, on élimine les émissions de GES au point de consommation. L'électrification de ces

utilisations à l'échelle d'un secteur de l'électricité décarboné (c.-à-d. dans lequel l'électricité est produite avec des émissions de GES faibles ou nulles) peut réduire davantage ces émissions à la grandeur de l'économie. Pour cette raison, des décideurs de partout dans le monde jugent l'électrification de l'utilisation finale de l'énergie comme une composante essentielle de la lutte contre les changements climatiques.

Dans la quête d'un bilan zéro, le secteur de l'électricité au Canada jouit d'une longueur d'avance, puisqu'environ 82 % de cette forme d'énergie produite au pays provient déjà de sources qui n'émettent pas de GES comme l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Ce pourcentage est en croissance, et les émissions liées à la production restante ont considérablement diminué au cours des 20 dernières années. L'intensité des émissions de GES provenant de la production d'électricité au Canada a reculé de 45 %, passant de 220 g d'équivalent CO<sub>2</sub> (« g d'éq. CO<sub>2</sub> »)/kWh en 2005 à 120 g d'éq. CO<sub>2</sub>/kWh en 2019<sup>43</sup>.

Le rôle vital du secteur de l'électricité canadien dans l'atteinte de zéro émission nette a retenu l'attention des décideurs de toutes les administrations au pays. Comme on l'indique dans l'annexe sur les politiques, de nombreux programmes et politiques ont été mis en œuvre par les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux au Canada pour réduire les émissions de GES du secteur de l'électricité et promouvoir l'électrification des utilisations finales. C'est ainsi que le plan climatique renforcé du Canada, intitulé [Un environnement sain et une économie saine](#), prévoit des investissements d'environ 4 milliards de dollars pour accroître l'approvisionnement en électricité plus propre, moderniser les réseaux électriques du pays et rendre l'électrification des utilisations finales abordable.

<sup>43</sup> Données tirées du [Rapport d'inventaire national 1990 – 2019 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#)

### Qu'entend-on par « bilan zéro » ou « zéro émission nette »?

Le bilan zéro, aussi appelé « zéro émission nette » fait référence à un équilibre entre les émissions anthropiques (d'origine humaine) de GES et l'élimination de celles-ci de l'atmosphère. Cela comprend les émissions non liées à l'énergie provenant de l'utilisation des terres, de l'agriculture et de la production industrielle, en plus de celles de la filière énergétique. Un bilan zéro ne signifie pas pour autant qu'il faille nécessairement éliminer toutes les émissions partout. On peut plutôt équilibrer les émissions résiduelles en perfectionnant les puits biologiques et les technologies à émissions négatives. Le point d'équilibre exact entre l'élimination et l'émission de GES dans l'atmosphère n'est pas encore bien défini. Ce qui est manifeste, c'est que la probabilité que le Canada atteigne son objectif ambitieux de zéro émission nette augmente à mesure que diminuent les émissions du secteur énergétique.

La section [Vers un bilan zéro](#) de notre rapport Avenir énergétique 2020 analysait la signification de « bilan zéro » (ou zéro émission nette) et de ce que l'atteinte de zéro émission nette de GES pourrait signifier pour la filière énergétique du Canada.

## Méthodes et hypothèses

Notre modélisation du secteur de l'électricité au Canada dans un monde à zéro émission nette commence par la production et la consommation d'électricité du scénario d'évolution des politiques. À partir de ces résultats, nous adoptons trois démarches différentes :

1. Nous approfondissons notre analyse du secteur de l'électricité en appliquant un modèle de planification et de simulation des activités du réseau d'électricité. Ce modèle retient et exploite la combinaison optimale de technologies de production d'électricité qui permet de réduire au minimum le coût total tout en répondant à la demande future.
2. Pour chaque province, nous supposons une demande d'électricité plus élevée que dans le scénario d'évolution des politiques, de manière à atteindre un niveau plus élevé d'électrification de l'utilisation finale qui concorde avec les attentes d'un avenir à zéro émission nette.
3. Nous supposons l'adoption de mesures climatiques plus contraignantes, comme un prix du carbone plus élevé, que dans le scénario d'évolution des politiques. Le résultat escompté est qu'une tarification du carbone assez élevée incitera le secteur de l'électricité à faire la transition vers un environnement à zéro émission nette.

Étant donné l'incertitude qui entoure les coûts et la viabilité de différentes technologies sobres en carbone, de nombreuses trajectoires s'offrent pour parvenir à un réseau d'électricité à zéro émission nette. Pour cette raison, l'analyse échaude six scénarios qui examinent certaines des grandes incertitudes. Selon les scénarios, nous modifions les principales données de départ, comme la demande, la tarification du carbone et la disponibilité des technologies. Le scénario central de cette partie de l'analyse s'appelle le scénario à zéro émission nette de base de l'électricité (« NZE »). Le tableau NZ.1 présente la prémisse et les caractéristiques fondamentales de ce scénario et des autres envisagés.





Tableau NZ.1

**Prémisse et caractéristiques des scénarios à zéro émission nette de base de l'électricité**

Scénario	Justification	Possibilités d'accroissement de la capacité	Autres particularités
Zéro émission nette de base	Le resserrement constant des politiques du Canada en matière de climat pourrait rendre le carbone plus cher et porter l'électrification de la demande d'énergie pour utilisation finale à des niveaux supérieurs à ceux des hypothèses avancées dans le scénario d'évolution des politiques.	Technologies de production : cycle combiné au gaz naturel, cycle simple au gaz naturel et cycle combiné au gaz naturel avec CSC*, éolien, solaire, hydroélectricité, nucléaire classique et PRM  Stockage de l'électricité Transport interprovincial	La demande d'électricité est de 10 % à 30 % supérieure à celle du scénario d'évolution des politiques selon la province.  La tarification du carbone est supérieure à celle du scénario d'évolution des politiques et atteint 300 \$/tonne (« t ») de CO <sub>2</sub> , en dollars de 2020, vers 2050.
Tarification du carbone élevée	Il est vraisemblable que des mesures plus contraignantes en matière de climat soient nécessaires pour amener les réseaux énergétiques à un bilan zéro, d'où un prix du carbone plus élevé que ce qui est envisagé dans le scénario de zéro émission nette de base.	Même que dans le scénario de zéro émission nette de base	Même demande d'électricité que dans le scénario de neutralité de base  <b>Le prix du carbone atteint 800 \$/t de CO<sub>2</sub>, en dollars de 2020, vers 2050.</b>
Demande plus forte	Une électrification plus poussée est envisageable, vu l'incertitude entourant des mesures particulières en matière de climat et les avancées technologiques.	Même que dans le scénario de zéro émission nette de base	<b>La demande d'électricité est de 15 % à 45 % plus élevée que dans le scénario d'évolution des politiques selon la province.</b>  Même prix du carbone que dans le scénario de zéro émission nette de base
Transport limité	L'expansion d'un réseau de transport interprovincial est coûteuse et le moment où des investissements seront faits est incertain. Par conséquent, il se peut que l'aménagement de nouvelles installations de transport interprovinciales ne soit pas possible.	Même que dans le scénario de zéro émission nette de base, mais <b>sans nouvelles installations de transport interprovincial</b>	Même demande d'électricité et même prix du carbone que dans le scénario de zéro émission nette de base
Hydrogène	L'hydrogène comme technologie pour décarboner l'économie suscite beaucoup d'intérêt. De ce fait, on peut penser qu'on disposera d'hydrogène à faible coût et sans carbone pour produire de l'électricité.	Toutes les options du scénario de zéro émission nette de base et, en sus, des <b>technologies de production d'électricité au moyen de l'hydrogène</b>	Même demande d'électricité et même prix du carbone que dans le scénario de zéro émission nette de base
Bioénergie avec CSC	Les technologies à émissions négatives occupent une place importante dans les scénarios à zéro émission nette de base précédents. Dans cette optique, la production d'électricité à partir de la biomasse jumelée au CSC est attrayante, car, dans un même procédé, on produit de l'électricité et on élimine le dioxyde de carbone de l'atmosphère. Il est donc plausible qu'il soit possible de produire de l'électricité à partir de la biomasse jumelée au CSC dans un proche avenir.	Toutes les options du scénario de zéro émission nette de base et, en sus, la <b>technologie de production d'électricité au moyen de la biomasse avec CSC*</b>	Même demande d'électricité et même prix du carbone que dans le scénario de zéro émission nette de base

\* Les technologies utilisant le CSC, que ce soit avec le gaz naturel ou la biomasse, ne sont réalisables qu'en Alberta et en Saskatchewan en raison de la plus grande disponibilité du potentiel géologique démontré pour le stockage de CO<sub>2</sub> et de projets de ce type en cours dans ces provinces.

Tous les scénarios ont comme dénominateur commun des hypothèses fondamentales, comme les coûts des technologies, les prix des combustibles et les profils horaires de la demande. Le tableau NZ.2 présente des coûts en capital hypothétiques des technologies de production et de stockage.

Tableau NZ.2

**Coûts en capital hypothétiques liés à la technologie (en \$ CA 2020/kW) par année d'investissement**

Technologies	Groupe	Coût en capital dans l'année d'investissement		
		2030	2040	2050
Cycle simple du gaz naturel	Gaz naturel	950	950	950
Cycle combiné du gaz naturel	Gaz naturel	1 300	1 300	1 300
Cycle combiné de gaz naturel avec CSC	Gaz naturel avec CSC	3 000	2 500	2 000
Solaire	Solaire	972	604	376
Éolien	Éolien	1 115	868	676
Hydroélectricité	Hydroélectrique	4 000	4 000	4 000
Nucléaire	Nucléaire	7 000	7 000	7 000
Petit réacteur modulaire	Nucléaire	7 000	6 000	5 000
Cycle simple d'hydrogène	Hydrogène	1 625	1 560	1 430
Cycle combiné d'hydrogène	Hydrogène	1 813	1 813	1 813
Biomasse avec CSC	Biomasse avec CSC	4 752	4 512	4 299
Stockage d'électricité dans des batteries (durée de stockage de 4 heures)	Stockage	425	275	190

#### Notes

Quand cela s'applique, on prend en compte une réduction des coûts en capital associés au perfectionnement de la technologie et à l'apprentissage.  
Dans les résultats, certaines technologies de production sont combinées (colonne « Groupe »).

### Autres hypothèses simplificatrices dans l'analyse de la consommation d'électricité carboneutre

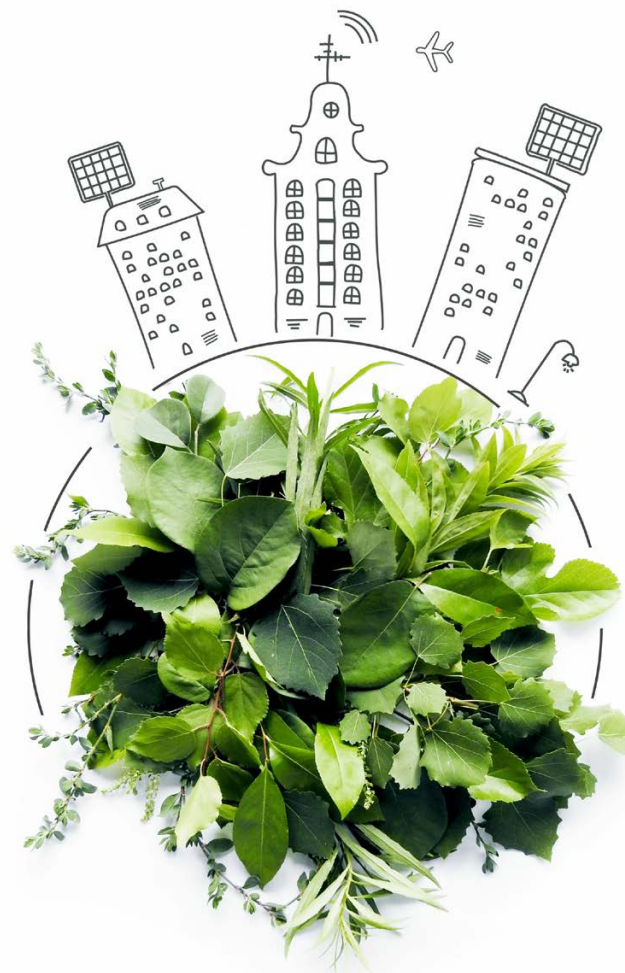
- L'analyse ne porte que sur les dix provinces et ne tient pas compte des réseaux électriques des trois territoires.
- Quelques autres technologies de production sobres en carbone qui ont récemment suscité de l'intérêt, comme les énergies géothermique et marémotrice, la biomasse classique et l'énergie éolienne extracôtière, n'ont pas été retenues.
- Le stockage de l'électricité se limite aux batteries ayant une capacité de quatre heures.
- La gestion axée sur la demande et les ressources électriques distribuées sont exclues.
- Seule la production reliée au réseau électrique est modélisée.
- Le commerce de l'électricité avec les États-Unis n'est pas pris en compte dans la modélisation.

La présente analyse repose sur le module d'électricité horaire du système de modélisation du rapport sur l'avenir énergétique (voir l'annexe 2), qui optimise les investissements dans la capacité et l'exploitation des réseaux électriques provinciaux à des intervalles d'une heure. Le commerce interprovincial de l'électricité est également modélisé. Le but premier du modèle est de construire et d'exploiter un parc d'unités de production optimal qui réduirait au minimum le coût total lié à la satisfaction de la demande d'électricité au Canada en fonction des hypothèses des scénarios. Nous concluons cette analyse avec la période allant de 2030 à 2050. Nous présentons ici les résultats pour 2030 et 2050, les deux années pour lesquelles le Canada s'est fixé d'importants objectifs de réduction des émissions.

## Démarche relative aux émissions du secteur de l'électricité dans la présente analyse d'un réseau électrique à bilan zéro

Les scénarios à zéro émission nette de base examinés dans la présente section visent à voir comment le réseau électrique du Canada pourrait se transformer dans une optique plus large de transition vers un bilan zéro de l'ensemble de la filière énergétique. Dans une économie à zéro émission nette, il est possible que certains secteurs continuent d'émettre des GES, qui devraient alors être compensées par l'élimination d'émissions par d'autres secteurs à un prix donné.

Par conséquent, dans notre analyse, nous n'amenons pas le secteur de l'électricité à être entièrement carboneutre au cours d'une année en particulier. Nous misons plutôt sur le prix hypothétique du carbone, qui sert de substitut au coût de l'élimination du carbone, ainsi que sur de possibles options technologiques pour calculer les émissions ultimes de carbone du secteur. Nos conclusions sur l'intensité des émissions révèlent qu'en comptant sur la bioénergie avec CSC, si elle est disponible, le secteur de l'électricité pourrait être à émissions négatives. D'autres scénarios montrent une réduction spectaculaire de l'intensité des émissions du réseau en regard des niveaux actuels, mais l'atteinte d'un bilan zéro pourrait nécessiter des mesures de compensation modérées par rapport aux options d'élimination du carbone, comme des solutions naturelles ou le captage direct dans l'air.





# Résultats

## Approvisionnement en électricité selon le scénario de zéro émission nette de base

Dans la présente section, nous nous attardons d'abord sur les conclusions du scénario de zéro émission nette de base, puis nous examinons celles des autres scénarios. La figure NZ.1 illustre la distribution de la capacité de production d'électricité installée au Canada selon la technologie dans le scénario de zéro émission nette de base.

Dans ce scénario, les technologies de production sans émissions (hydroélectricité, nucléaire, solaire et éolien) et le stockage d'électricité comptent pour 80 % de la capacité de production installée en 2030. Vers 2050, elles représentent 89 %. En outre, on dote des centrales au gaz naturel d'unités de CSC à faibles émissions en Alberta et en Saskatchewan. Selon nos conclusions, ces installations fournissent une puissance d'environ 5,6 GW vers 2050. La production venant du gaz naturel jumelée au CSC compte pour environ 2 % de la capacité totale des provinces et 8 % de celle de l'Alberta et de la Saskatchewan.

Le solaire et l'éolien, avec une capacité combinée de 134 GW, soit environ 41 % de la capacité installée, dominent le parc de production d'électricité en 2050. La capacité éolienne double par rapport à celle de 2019 vers 2030 et quintuple vers 2050. Quant au solaire, sa capacité est 20 fois plus élevée qu'en 2019 vers 2050. Des installations de stockage d'électricité sont aménagées pour faciliter l'utilisation des énergies renouvelables variables et soutenir les activités du réseau. Avec un taux de croissance annuel moyen d'environ 1,7 GW/année, le stockage connaît un essor rapide tout au long de la période d'analyse. D'une capacité d'environ 0,01 GW en 2019, celle-ci atteint 52 GW vers 2050.



Les ajouts de capacité hydroélectrique sont relativement faibles et, au total, ne représentent qu'une augmentation d'environ 4,2 GW de 2030 à 2050, soit 5 % de plus qu'en 2019. De même, l'accroissement de la capacité nucléaire est modeste. Tous les ajouts de capacité de ce secteur viennent de la technologie des petits réacteurs modulaires (« PRM »), qui comptent pour 6,6 GW de la capacité supplémentaire d'ici 2050. Selon nos hypothèses de coûts, aucune nouvelle capacité nucléaire n'est ajoutée avant 2040. Ensemble, l'hydroélectricité et le nucléaire constituent 5 % des ajouts de capacité. Même s'ils représentent une part moindre des ajouts de capacité – comme il en sera question plus loin dans la présente section –, l'hydroélectricité et le nucléaire jouent un rôle important dans l'approvisionnement en électricité pour aider le Canada sur la voie d'un bilan zéro.

Les technologies misant sur les combustibles fossiles, principalement les centrales au gaz naturel, fournissent environ 20 % de la capacité totale de production d'électricité en 2030, part qui recule à 11 % vers 2050. Les ajouts de production au gaz naturel viennent principalement des turbines à gaz à cycle simple et servent surtout à maintenir l'équilibre du réseau.

La figure NZ.2 présente la production d'électricité selon la technologie dans le scénario de zéro émission nette de base. De façon générale, sur un réseau électrique, il faut constamment équilibrer la production et la consommation. Cette dernière varie d'une minute à l'autre en fonction de la demande des foyers, des entreprises et des industries. Par conséquent, la production d'électricité doit varier pour s'adapter à cette demande. Certaines méthodes de production sont adaptables et peuvent être modifiées par les exploitants des réseaux pour répondre à la demande. D'autres ressources le sont moins et d'autres, comme l'éolien et le solaire, ne le sont pas du tout et varient au gré du vent ou de l'ensoleillement. Notre modèle tient compte de ces facteurs et retient le bouquet énergétique optimal d'après la demande, les coûts relatifs et les contraintes liées aux ressources.

Figure NZ.1  
**Capacité installée de production d'électricité au Canada dans le scénario de zéro émission nette de base**

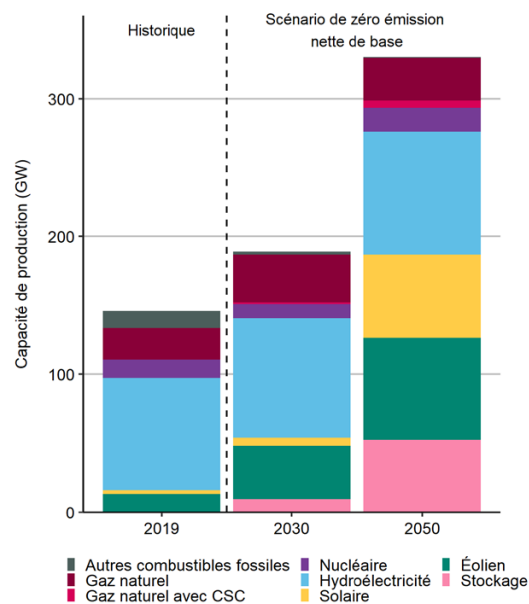
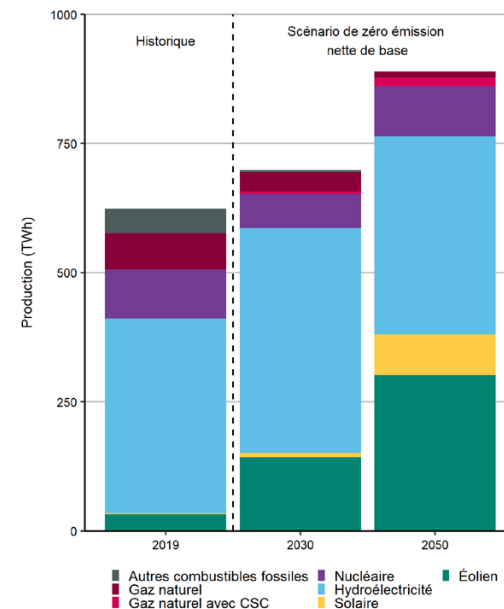


Figure NZ.2  
**Production d'électricité au Canada selon la technologie dans le scénario de zéro émission nette de base**



**Figure NZ.2 – Notes :** Le stockage n'étant pas une source principale d'électricité, qu'il stocke et distribue par la suite, il n'est pas inclus dans cette figure. Vers 2050, le stockage sert principalement à emmagasiner l'électricité produite au moyen de l'éolien et du solaire quand la demande est faible en vue de l'utiliser lorsque la demande est forte. Environ 7,5 % de l'électricité produite en 2050 par ces sources est d'abord stockée, puis distribuée aux consommateurs.

## PRINCIPALES TENDANCES

### Approvisionnement en électricité dans le scénario de zéro émission nette de base



L'éolien et le solaire viennent en tête du peloton pour ce qui est des ajouts de capacité dont ils constituent 59 % jusqu'en 2050.



Le stockage d'électricité connaît un essor rapide et atteint 15 % de la capacité installée totale en 2050.



La croissance de la nouvelle demande est principalement comblée par l'éolien et le solaire, ainsi que par d'autres technologies sobres en carbone, comme les PRM, l'hydroélectricité et le gaz naturel jumelé au CSC.



Tous les nouveaux réacteurs nucléaires sont des PRM, qui font une percée après 2040.



La production d'électricité au moyen du gaz naturel jumelé au CSC joue un rôle important, mais elle est limitée aux provinces qui ont un plus grand potentiel de stockage du carbone.



Presque toute l'électricité produite de façon classique à partir de combustibles fossiles provient de centrales à cycle simple alimentées au gaz naturel.



L'hydroélectricité continue d'être un joueur de premier plan, mais aucune capacité hydroélectrique d'importance n'est ajoutée en raison des coûts d'immobilisations hypothétiques relativement élevés.

Dans le scénario de zéro émission nette de base, les technologies de production sans émissions (hydroélectricité, nucléaire, solaire et éolien) procurent 93 % de l'électricité en 2030 et 97 % en 2050. Globalement, vers 2030, 94 % de l'électricité est produite à partir de technologies à faibles émissions et à émissions nulles (énergies renouvelables, nucléaire et combustibles fossiles jumelés au CSC), pourcentage qui grimpe à 99 % en 2050. L'hydroélectricité et le nucléaire fournissent la plus grande partie de l'électricité à ces deux moments. Cependant, la quantité d'électricité issue de ces deux technologies demeure relativement inchangée par rapport à 2019, soit environ 50 TWh pendant toute la période de projection. L'éolien et le solaire, les systèmes de stockage d'électricité et, dans une moindre mesure, les turbines à gaz à cycle simple, assurent la fiabilité du réseau.

Actuellement, les combustibles fossiles fournissent 19 % de l'électricité; ce pourcentage diminue au fil de la période de projection. Vers 2050, la part totale de l'électricité produite dans des centrales alimentées au gaz naturel s'établit à 3 % de l'approvisionnement total. Environ les deux tiers de cette production viennent de centrales au gaz naturel équipées de la technologie du CSC. Le reste provient de centrales à cycle simple alimentées au gaz naturel, qui procurent certains services d'équilibrage du réseau pour en assurer la fiabilité.

Les systèmes de stockage ne produisent pas d'électricité; comme leur nom l'indique, ils stockent l'électricité produite dans diverses installations pour alimenter les consommateurs par la suite. Il s'agit d'un service essentiel à l'exploitation des réseaux électriques qui tirent une plus grande part de leur électricité de sources variables, comme le solaire et l'éolien. Vers 2050, le stockage sert principalement à emmagasiner l'électricité provenant de ces sources quand la demande est faible pour la distribuer en périodes de forte demande. Nous estimons qu'environ 7,5 % de l'électricité produite au moyen du solaire et de l'éolien est d'abord conservée dans des unités de stockage, puis acheminée aux consommateurs.

Le Canada possède des réseaux électriques diversifiés. La figure NZ.3 dépeint la composition des sources d'énergie de chaque province dans le scénario de zéro émission nette de base. On y constate que la production d'électricité en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador continue d'être dominée par l'hydroélectricité. Dans les trois premières provinces, cependant, la nouvelle demande est comblée par l'éolien et le solaire. L'énergie nucléaire<sup>44</sup> est limitée à l'Ontario et au Nouveau-Brunswick, où elle représente respectivement environ 41 % et 24 % de l'approvisionnement en électricité en 2050.

<sup>44</sup> L'énergie nucléaire comprend l'électricité produite par les réacteurs existants et les nouveaux petits réacteurs modulaires.

En Alberta et en Saskatchewan, la production d'électricité à partir du gaz naturel demeure importante, représentant environ 12 % et 15 %, respectivement, de l'approvisionnement de chacune de ces provinces dans le scénario de zéro émission nette de base. Toutefois, vers 2050, quelque 80 % de la production d'électricité dans des centrales alimentées au gaz naturel dans ces provinces proviennent de centrales utilisant la technologie le CSC.

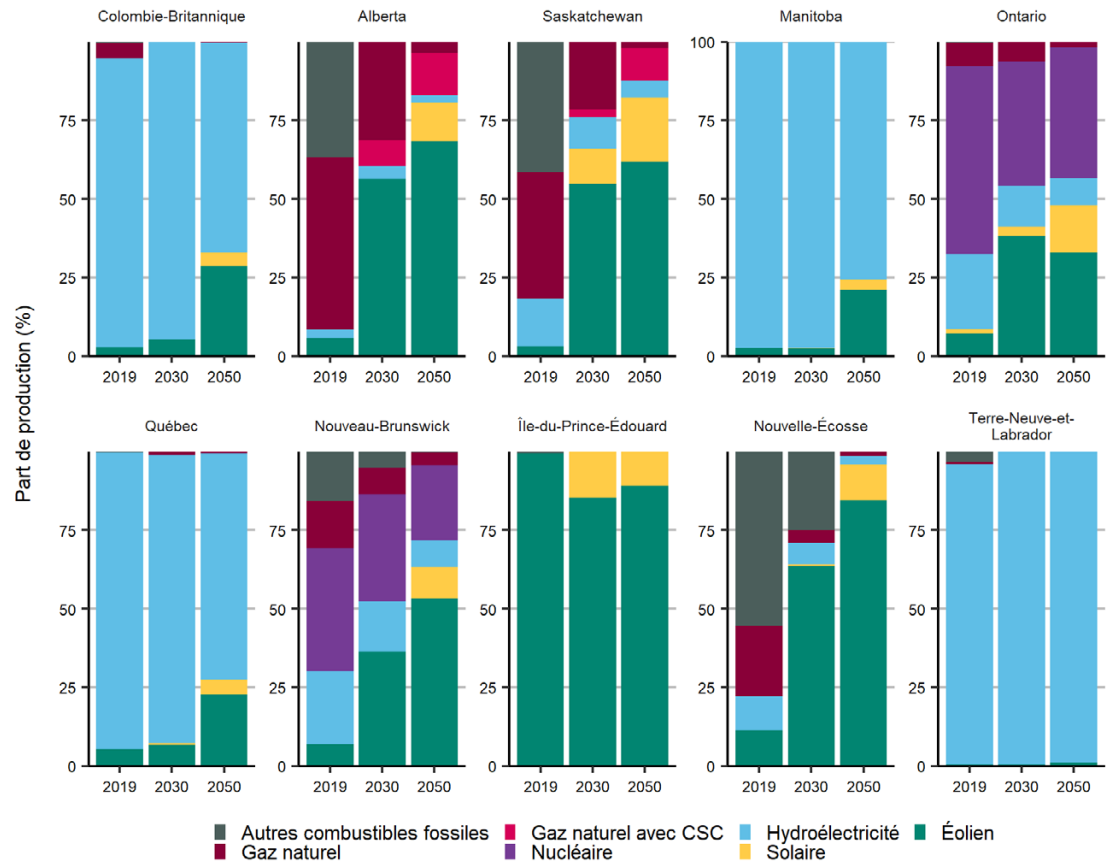
Dans le scénario de zéro émission nette de base, la capacité de transport interprovincial d'électricité augmente, surtout dans les quatre provinces de l'Ouest. La capacité combinée de transfert d'électricité des trois couloirs interprovinciaux de l'Ouest (Colombie-Britannique – Alberta, Alberta – Saskatchewan, Saskatchewan – Manitoba) triple presque dans ce scénario. Ailleurs au pays, il n'y a que dans le couloir interprovincial entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard qu'on entrevoit un accroissement du transport, soit d'environ 30 % par rapport à maintenant<sup>45</sup>.

<sup>45</sup> D'autres évaluations portent à croire que l'accroissement du transport interprovincial d'électricité dans l'Est canadien, [en particulier dans les provinces atlantiques](#), faciliterait les efforts de décarbonation du réseau électrique. Il n'en n'est pas tenu compte dans les hypothèses que nous formulons pour notre analyse, un facteur potentiel étant l'exclusion à des fins de simplification du commerce de l'électricité avec les États-Unis.



Figure NZ.3

**Part de la production d'électricité selon la technologie dans les provinces canadiennes dans le scénario de zéro émission nette de base**



Comme on en a fait état précédemment, dans le scénario de zéro émission nette de base, la part de l'électricité provenant de technologies à intensité carbonique nulle augmente pour atteindre environ 97 % de la production. Une tranche de 2 % vient des centrales sobres en carbone utilisant du gaz naturel et la technologie du CSC. Deux facteurs principaux expliquent cette conclusion. En premier lieu, les coûts en capital liés à l'éolien, au solaire et au stockage de l'électricité diminuent grandement dans ce scénario, réduisant par le fait même les coûts moyens de production. En second lieu, la hausse du prix du carbone accroît les coûts de production dans les centrales alimentées aux combustibles fossiles, ce qui les rend moins concurrentielles par rapport aux autres options.

On constate des résultats semblables dans d'autres scénarios, mais nous faisons des observations importantes dans la prochaine section.



## Approvisionnement en électricité dans d'autres scénarios

Dans la présente section, nous comparons les résultats d'autres scénarios pour l'électricité avec le scénario de zéro émission nette de base. Tous ces autres scénarios envisagent une expansion presque identique du réseau de transport interprovincial par rapport au scénario de base, à l'exception de celui sur le transport limité, dans lequel il n'y en n'a aucune. En outre, comme dans le scénario de zéro émission nette de base, l'essentiel de la nouvelle demande est satisfaite au moyen de l'éolien et du solaire, tandis que les technologies de production à fortes émissions de GES connaissent un déclin rapide.

La figure NZ.4 présente la capacité installée d'électricité selon la technologie dans divers scénarios. Pour sa part, la figure NZ.5 illustre les ajouts de capacité cumulatifs selon le type de technologie d'ici 2050 dans différents scénarios. La figure NZ.6, enfin, montre la production d'électricité.

Figure NZ.4

### Capacité installée selon la technologie dans divers scénarios

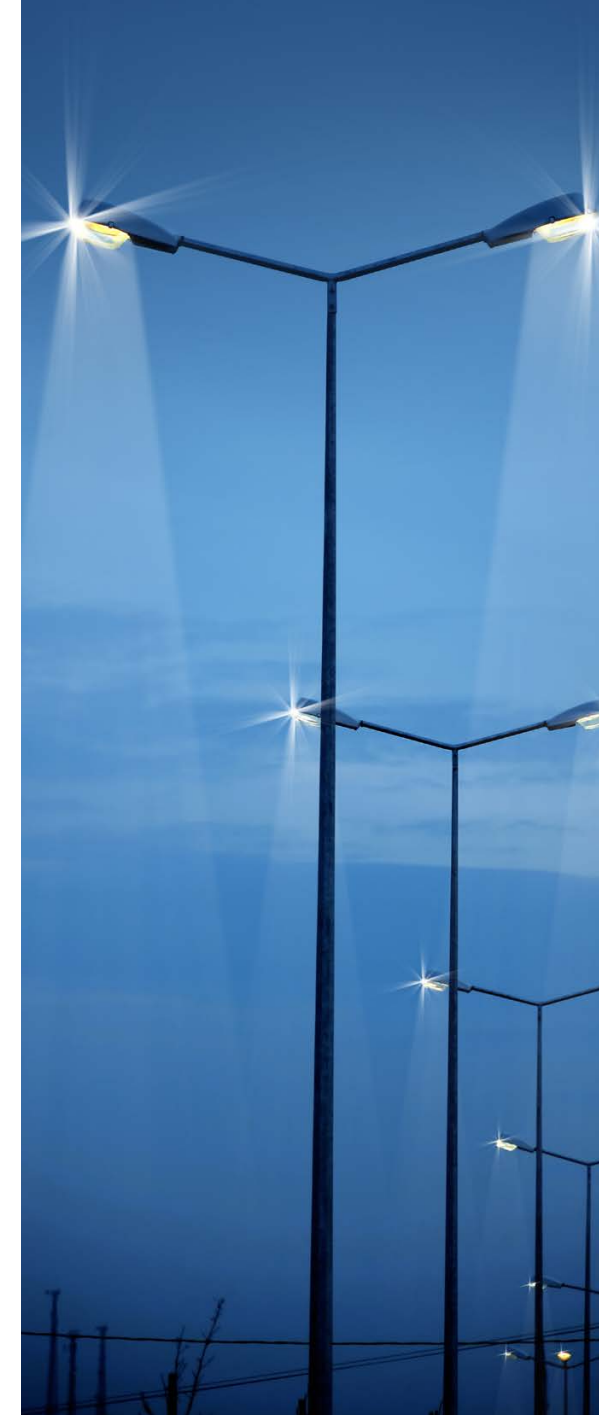
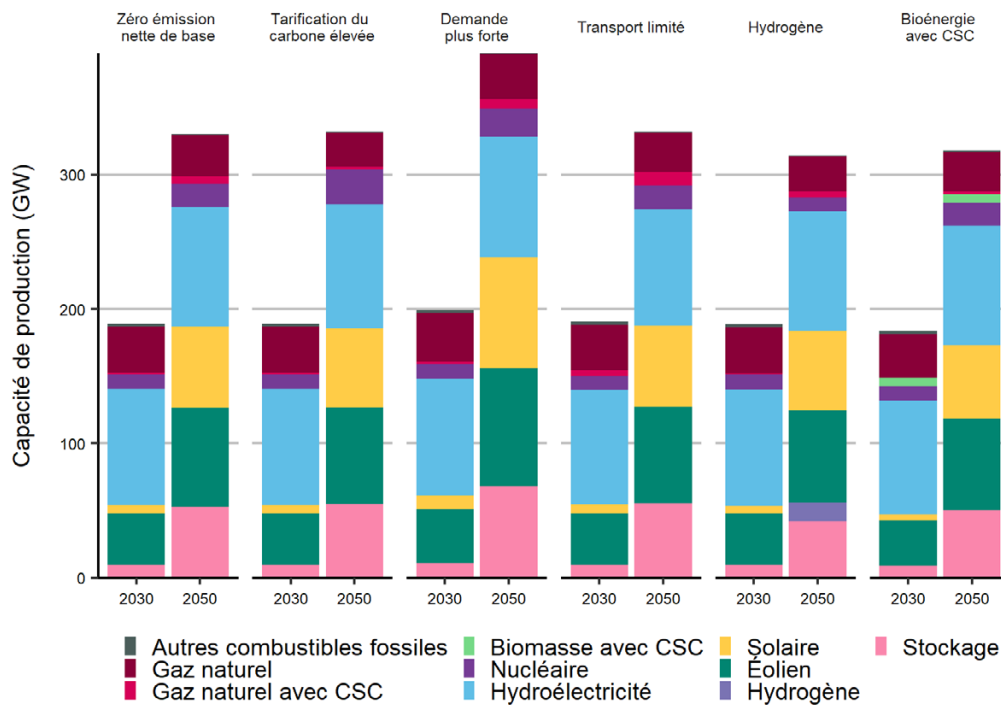


Figure NZ.5

Ajouts cumulatifs de capacité d'ici 2050 dans divers scénarios

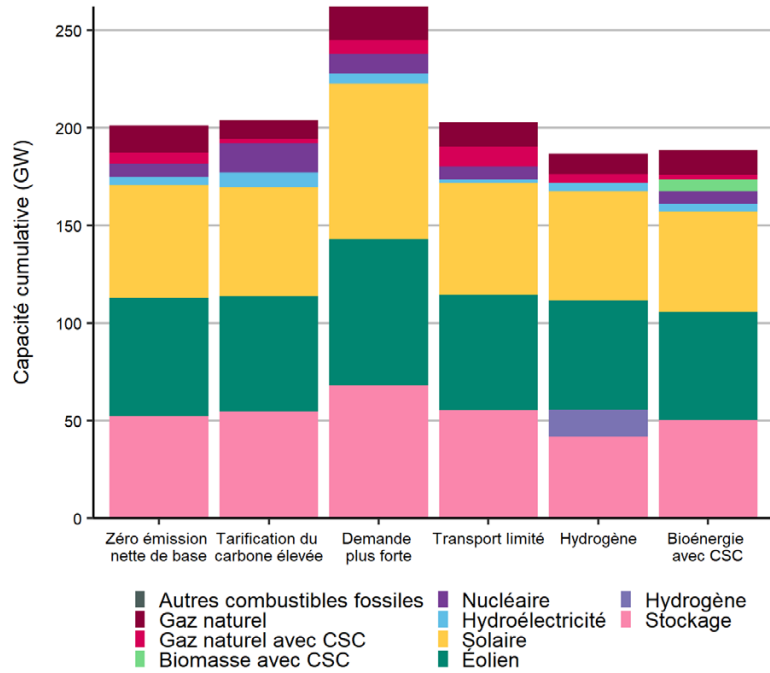
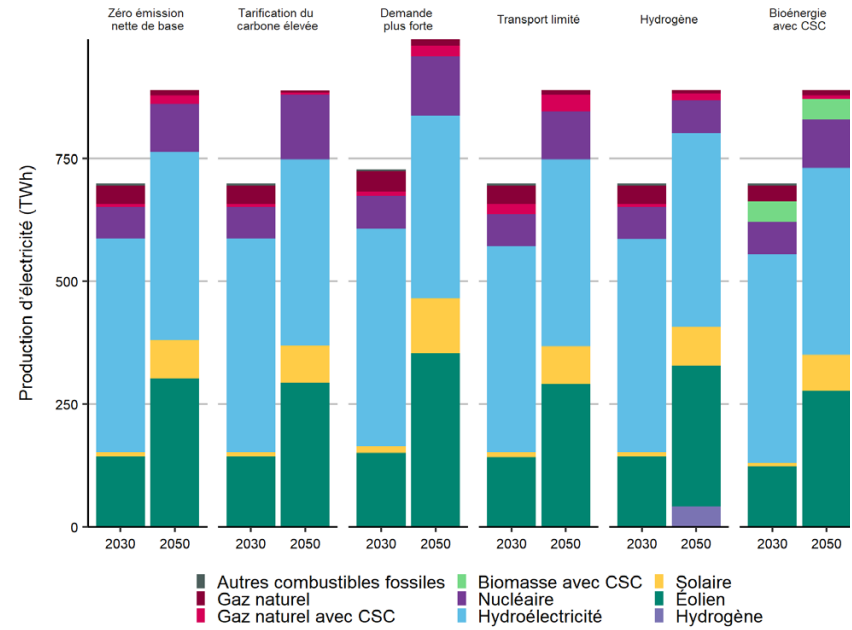


Figure NZ.6

Capacité de production d'électricité selon la technologie dans divers scénarios



## PRINCIPALES TENDANCES

### Approvisionnement en électricité dans d'autres scénarios à zéro émission nette



Le scénario de la tarification du carbone élevée accroît le recours au nucléaire et à hydroélectricité et réduit la production au gaz naturel par rapport au scénario de zéro émission nette de base.



Le scénario de transport limité voit une hausse de la production au moyen du gaz naturel jumelé au CSC en Alberta et en Saskatchewan, comparativement au scénario de zéro émission nette de base.



Le scénario de la bioénergie avec CSC offre une trajectoire technologique pour la réduction des émissions de GES à l'échelle de l'économie.



Dans le scénario de la demande élevée, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie nucléaire répondent en grande partie à la demande accrue.



Le scénario de l'hydrogène réduit la capacité et la production provenant de toutes les autres technologies à émissions faibles ou nulles en carbone, à l'exception de celles de l'hydroélectricité, par rapport au scénario de zéro émission nette de base.



## Scénario de la tarification du carbone élevée

Le scénario de tarification du carbone élevée mise sur des réductions de la capacité et de la production d'électricité dans des centrales au gaz naturel en 2050, par rapport à la situation décrite dans le scénario de zéro émission nette de base. D'ici 2050, les ajouts cumulatifs de capacité de production au moyen du gaz naturel sont 30 % inférieurs à ceux de ce dernier. Comparativement au scénario de zéro émission nette de base, la production d'électricité au moyen du gaz naturel diminue de 60 % en 2050. La tarification élevée du carbone se répercute aussi sur la production utilisant le gaz naturel avec CSC. Nous supposons que toutes les émissions résiduelles de CO<sub>2</sub> que ne captent pas le procédé de CSC (10 % des émissions liées à la combustion) sont entièrement soumises à la tarification du carbone. Même si celle-ci ne touche que cette tranche de 10 %, le prix plus élevé du carbone fait augmenter le coût moyen actualisé de l'énergie produite au moyen du gaz naturel avec CSC d'environ 50 % par rapport au scénario de zéro émission nette de base, ce qui rend cette technologie moins concurrentielle. Comparativement au scénario de zéro émission nette de base, les ajouts cumulatifs de capacité au moyen du gaz naturel avec CSC baissent de 60 % et la production d'électricité, de 70 %. Ces réductions de la capacité de production des centrales alimentées au gaz naturel sont compensées par l'hydroélectricité et les PRM, dont les ajouts cumulatifs doublent la capacité comparativement au scénario de zéro émission nette de base. Par ailleurs, il s'agit du seul scénario où on observe un ajout de PRM à l'extérieur de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, soit en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle Écosse.

## Scénarios de la demande plus élevée

Le scénario de la demande plus élevée table sur une électrification plus poussée, qui hausse la demande globale d'électricité d'environ 12 % pour la porter à quelque 104 TWh en 2050. La même année, la demande d'électricité supérieure dans ce scénario est satisfaite par l'augmentation de la production au moyen du solaire (+33 TWh), de l'éolien (+51 TWh) et du nucléaire (+23 TWh) ainsi que du gaz naturel avec CSC (+5 TWh), comparativement au scénario de zéro émission nette de base. Par rapport à ce dernier, on observe une augmentation de l'approvisionnement issu de ces quatre technologies de 42 %, 17 %, 23 % et 31 %, respectivement. La capacité de stockage installée quant à elle s'établit à 30 %, soit environ 16 GW de plus que dans le scénario de zéro émission nette de base. Pour sa part, la production d'hydroélectricité demeure relativement inchangée.

## Scénario de transport limité

Dans le scénario du transport limité, nous n'envisageons aucun changement notable dans les quatre provinces de l'Ouest. Dans le scénario de zéro émission nette de base, les ressources hydroélectriques de la Colombie-Britannique et du Manitoba offrent, en partie, une certaine souplesse pour gérer l'approvisionnement variable associé à l'éolien et au solaire en Alberta et en Saskatchewan. Cette situation est facilitée par l'ajout d'une nouvelle capacité de transport. Le scénario de transport limité ne comporte aucun ajout de capacité de transport, de sorte que la production combinée d'énergie éolienne et d'énergie solaire recule d'environ 5 % par rapport au scénario de zéro émission nette de base. Cette diminution est comblée par une augmentation du nombre d'unités de production au gaz naturel avec CSC dans ces deux provinces. En comparaison du scénario de zéro émission nette de base, celui du transport limité prévoit un doublement de la capacité de ce procédé et de la production.

## Scénario de l'hydrogène

Dans de nombreux scénarios à zéro émission nette de base avancés dans des études antérieures<sup>46</sup>, l'hydrogène sobre en carbone occupe une place de choix dans beaucoup de secteurs, et sa production augmente donc. Notre scénario de l'hydrogène mise sur l'existence d'un marché relativement établi pour cette technologie au Canada, dans lequel les coûts de production par électrolyse et au moyen de gaz naturel avec CSC ont énormément diminué et où les producteurs d'électricité ont accès à de l'hydrogène à faible teneur en carbone. Ce scénario suppose aussi que l'approvisionnement en hydrogène est exogène pour les producteurs, c'est-à-dire qu'ils n'ont pas à le produire eux-mêmes et qu'ils peuvent l'acheter à un prix à la livraison, qui s'établit à environ 1 \$ US de 2020 le kilogramme vers 2050. On pose aussi comme hypothèse l'existence de deux technologies de production d'électricité au moyen de l'hydrogène, soit la production à cycle combiné et celle à cycle simple. Dans ce scénario, on observe une augmentation cumulative de 13 GW de la capacité de production d'électricité à l'hydrogène. Les technologies dans ce domaine se répercutent de manière complexe sur d'autres technologies.

Dans les conditions hypothétiques envisagées, les technologies liées à l'hydrogène ont des coûts généralement plus faibles que toutes les technologies faisant appel au gaz naturel. De ce fait, nous envisageons une réduction de 25 % de la capacité de production au moyen du gaz naturel sans CSC en 2050 (cycle combiné et cycle simple), par rapport au scénario de zéro émission nette de base. De plus, l'intensité des émissions de GES de la technologie à cycle combiné d'hydrogène est inférieure à celle du gaz naturel jumelé au CSC. Par conséquent, la capacité de production de cette dernière diminue de 20 % en 2050 comparativement au scénario de zéro émission nette de base.

<sup>46</sup> Par exemple, selon le [rapport de l'AIE sur la carboneutralité vers 2050](#), le combustible à base d'hydrogène passera d'environ 90 Mt en 2020 à 530 Mt en 2050 dans le bouquet énergétique mondial. Toujours d'après l'AIE, quelque 100 Mt d'hydrogène seront utilisées pour produire de l'électricité en 2050, alors que sa contribution à l'heure actuelle est négligeable.



Toujours par rapport à ce dernier, le scénario de l'hydrogène table sur une réduction de 10 % de la capacité éolienne et solaire. Le contexte économique général de l'utilisation de l'hydrogène dans la production d'électricité est plus avantageux que la construction de parcs éoliens et solaires et d'installations fournissant une capacité flexible que ces sources nécessitent pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. De même, les technologies associées à l'hydrogène sont plus concurrentielles que le nucléaire dans les conditions envisagées pendant la plus grande partie de la période d'analyse. Il s'ensuit que, dans ce scénario, aucune nouvelle croissance du nucléaire n'est projetée. Quant à la capacité hydroélectrique, elle demeure inchangée comparativement au scénario de zéro émission nette de base.

Enfin, les installations fonctionnant à l'hydrogène remplacent 32 % de la capacité de stockage en 2050 par rapport à ce dernier scénario; les technologies de production d'électricité utilisant de l'hydrogène sont en mesure de répondre à une partie des besoins de capacité flexible de l'ensemble du réseau électrique.

## Scénario de la bioénergie avec CSC

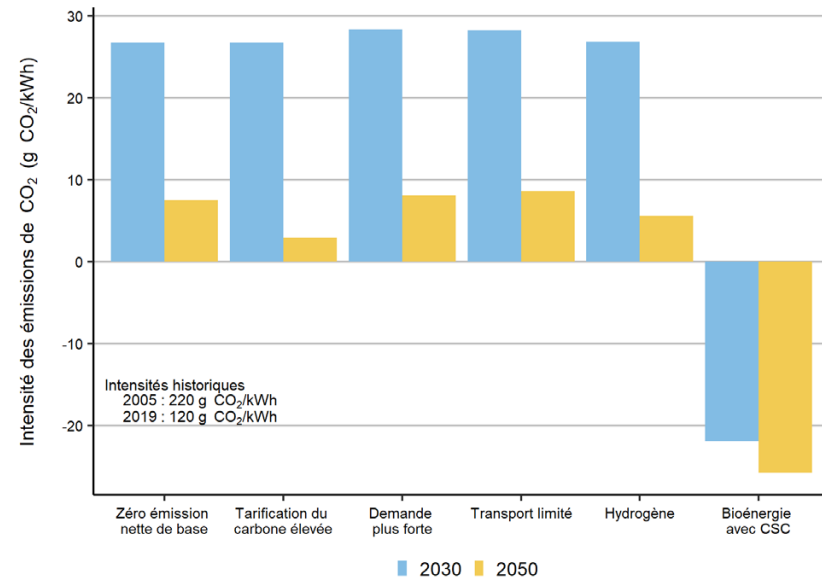
Le scénario de la bioénergie avec CSC suppose que des installations utilisant cette technologie seront disponibles pour produire de l'électricité en Alberta et en Saskatchewan. La biomasse avec CSC est considérée comme une source à émissions de GES négatives, et nous supposons que cette technologie procurera un crédit pour l'élimination de carbone de l'atmosphère, calculé au prix intégral du carbone. À mesure qu'augmente le prix du carbone, les installations de biomasse avec CSC deviennent une option à coût négatif pour la production dans laquelle le coût moyen actualisé de l'énergie s'établit à 85 \$/MWh en 2050. Ce procédé remplace donc en partie toutes les autres technologies de production en Alberta et en Saskatchewan. Par rapport au scénario de zéro émission nette de base, nous estimons à 56 % la réduction de la production au moyen du gaz naturel avec CSC en 2050 et à environ 15 % celle de la production combinée de l'éolien et du solaire.

L'ajout cumulatif de capacité de la biomasse avec CSC vers 2050 est de 6 GW. En raison des ressources de biomasse disponibles limitées, nous prévoyons qu'il s'agit de la capacité maximale possible de production avec cette technologie. À des prix du carbone plus élevés, elle pourrait rendre concurrentielle l'importation de biomasse d'autres régions en Alberta et en Saskatchewan, où le CSC est viable. Cependant, une analyse plus poussée est requise pour vérifier cette hypothèse.

La capacité de la bioénergie avec CSC d'éliminer du carbone fait en sorte que le réseau électrique du Canada devient un secteur économique à émissions nettes négatives dans ce scénario.

Figure NZ.7

### Intensité des émissions de GES du secteur de l'électricité au Canada selon divers scénarios



## Intensité des émissions de GES du secteur de l'électricité au Canada

La figure NZ.7 montre l'intensité des émissions de GES du secteur de l'électricité au Canada en 2030 et en 2050 dans tous les scénarios envisagés, comparativement aux niveaux de 2005 et de 2019.

Dans tous les scénarios, sauf celui de la bioénergie avec CSC, l'intensité des émissions de GES du secteur de l'électricité au Canada atteint environ 27 grammes d'équivalent de dioxyde de carbone par kilowattheure (« g CO<sub>2</sub>/kWh » en 2030. Il s'agit d'une diminution de 78 % par rapport à 2019. Cette intensité baisse encore plus en 2050, mais elle varie en fonction des scénarios. L'intensité des émissions de GES dans le scénario de zéro émission nette de base en 2050 est de 8 g CO<sub>2</sub>/kWh, un recul de 93 % par rapport à 2005. Dans le scénario de la tarification du carbone élevée, l'intensité des émissions en 2050 s'établit à 3 g CO<sub>2</sub>/kWh. Malgré les importantes réductions des émissions qui sont réalisées, aucun des scénarios, sauf celui de la bioénergie avec CSC, n'envisage que l'ensemble du secteur de l'électricité atteindra un bilan zéro.

La quasi-totalité des émissions restantes provient des centrales classiques alimentées au gaz naturel – auxquelles on a rarement recours pour produire de l'électricité – et celles des centrales au gaz naturel munies de la technologie du CSC. Le mélange de gaz naturel renouvelable et de gaz naturel pourrait réduire davantage la petite quantité d'émissions restantes dans le secteur ou ouvrir la voie à des émissions négatives en recourant au CSC. Toutefois, dans la présente analyse, nous n'avons pas évalué le potentiel du gaz naturel renouvelable dans la décarbonation du secteur de l'électricité au Canada.

Dans le scénario de la bioénergie avec CSC, on constate que les émissions nettes du secteur de l'électricité sont négatives, grâce à l'élimination du carbone par les installations utilisant cette technologie. Cela fournirait des quotas d'émissions à d'autres secteurs d'activités dans la trajectoire vers zéro émission nette.

Le secteur de l'électricité pourrait jouer un grand rôle dans une réduction plus marquée des émissions dans la filière énergétique du Canada, que ce soit par la diminution des émissions liées à la production d'électricité ou par celles d'autres secteurs grâce à l'électrification. Il ressort de notre analyse qu'il existe de nombreuses voies technologiques permettant de réduire considérablement les émissions dans le secteur de l'électricité. La plupart des technologies à cette fin existent déjà, et les services d'électricité au pays ont de l'expérience dans leur aménagement et leur exploitation. Pour que le Canada arrive à un bilan zéro, le secteur de l'électricité remplira de multiples fonctions, dont l'approvisionnement en énergie et l'élimination possible du carbone par des investissements dans des technologies à émissions négatives.

## PRINCIPALES INCERTITUDES

### Résultats d'un réseau électrique à zéro émission nette



**Facteurs économiques** – Les résultats et les tendances présentés dans la présente section reposent sur des hypothèses d'ordre économique relatives aux coûts en capital et aux coûts d'exploitation des technologies de production, de stockage et de transport (lignes électriques). Des changements à nos hypothèses, en particulier celles portant sur les énergies renouvelables variables et le stockage, pourraient donner d'autres résultats.



**Hypothèses relatives aux politiques** – Aux fins de l'analyse, des hypothèses ont été formulées sur la tarification du carbone. La rigueur et les mécanismes du régime de tarification du carbone pourraient faire varier les résultats.



**Représentation du réseau de transport** – La présente analyse ne fait pas de modélisation des réseaux de transport intraprovinciaux. Le besoin d'accroître considérablement le transport sur le territoire d'une province dans un scénario donné peut donner des résultats différents.



**Profil de la demande** – Les profils de la demande (c.-à-d. l'évolution de la demande d'électricité selon les périodes) sont établis à partir d'observations du passé. Des changements dans la demande d'énergie pour utilisation finale, surtout dans un contexte d'électrification plus poussée, pourraient se répercuter sur les résultats.



**Représentation des technologies** – L'analyse ne modélise qu'un nombre limité de technologies de production. Il existe plusieurs autres technologies à émissions nulles ou faibles et options de gestion du réseau, notamment la gestion de la demande. Leur inclusion pourrait éventuellement modifier les résultats comparatifs.

# Explorer les données liées à l'avenir énergétique

## Ensembles de données liés à l'Avenir énergétique 2021

- **Données des figures** : [Téléchargez les données des figures d'Avenir énergétique 2021](#) [EXCEL 377 ko]
- **Annexe des données** : L'[annexe des données d'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 2021 en une seule fois? Elles sont disponibles sur le site du [gouvernement ouvert](#).

## Fiches techniques d'Avenir énergétique du Canada

- Plongez dans les projections grâce aux ensembles de données détaillées, dont des projections mensuelles.  
[Aperçu](#) d'AE2021 | [Demande d'électricité](#) | [Demande d'énergie](#) | [Pétrole classique](#) | [Gaz naturel](#) | [Liquides de gaz naturel](#) | [Sables bitumineux](#)

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

Explorer l'avenir énergétique du Canada est un [outil interactif](#) grâce auquel l'utilisateur peut visualiser, télécharger et partager les données servant à produire la série de perspectives à long terme sur l'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 élèves de la 9<sup>e</sup> à la 11<sup>e</sup> année, 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 au Canada, 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. Elle impose par ailleurs 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 pays. 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 extracôticières et les régions pionnières qui ne sont visées par aucun accord
- Énergie renouvelable extracôticière – Projets d'énergie renouvelable extracôticière et lignes de transport d'électricité extracôticières

Le programme d'information sur l'énergie est l'une des quatre responsabilités essentielles de la Régie. C'est dans ce contexte qu'elle recueille, surveille, analyse et publie des renseignements, fondés sur des données précises, portant sur les marchés et la demande énergétiques, les sources d'énergie, ainsi que la sécurité et la sûreté des pipelines ou des lignes internationales de transport d'électricité. À l'aide d'outils interactifs tels que cartes et visualisations, elle transforme des données complexes sur les pipelines et les marchés énergétiques en informations conviviales accessibles.

## Engagement

- Les Canadiens consultent et utilisent l'information sur l'énergie pour se renseigner, faire des recherches et prendre des décisions.
- Les renseignements ainsi accessibles sur les pipelines, les lignes de transport d'électricité et les autres infrastructures énergétiques réglementés par la Régie le sont à l'échelle des collectivités.
- Une collaboration élargie plus en profondeur avec parties prenantes et partenaires enrichit d'autant l'information sur l'énergie diffusée par 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 règlemente, 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. Par ailleurs, la surveillance des marchés de l'énergie qu'elle exerce, au même titre que ses évaluations des besoins et des tendances énergétiques au Canada, lui permettent aussi de s'acquitter de ses responsabilités réglementaires. Le présent rapport, Avenir énergétique du Canada en 2021 – 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 tendanciennes à long terme.

Avenir énergétique 2021 a été préparé par le personnel technique de la Régie sous la direction de :

## **Bryce van Sluys**

Directeur des perspectives énergétiques  
[Bryce.vanSluys@rec-cer.gc.ca](mailto:Bryce.vanSluys@rec-cer.gc.ca)

## **Matthew Hansen**

Chef technique – Avenir énergétique  
[Matthew.Hansen@rec-cer.gc.ca](mailto:Matthew.Hansen@rec-cer.gc.ca)

## **Andrea Oslanski**

Chef de projet – Avenir énergétique  
[Andrea.Oslanski@rec-cer.gc.ca](mailto:Andrea.Oslanski@rec-cer.gc.ca)

## **Calen Henry**

Chef de projet – Avenir énergétique  
[Calen.Henry@rec-cer.gc.ca](mailto:Calen.Henry@rec-cer.gc.ca)

Prrière 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@rec-cer.gc.ca](mailto:Matthew.Hansen@rec-cer.gc.ca)

## **Demande d'énergie**

Aaron Hoyle  
[Aaron.Hoyle@rec-cer.gc.ca](mailto:Aaron.Hoyle@rec-cer.gc.ca)

Matthew Hansen  
[Matthew.Hansen@rec-cer.gc.ca](mailto:Matthew.Hansen@rec-cer.gc.ca)

## **Pétrole brut**

Peter Budgell  
[Peter.Budgell@rec-cer.gc.ca](mailto:Peter.Budgell@rec-cer.gc.ca)

Ryan Safton  
[Ryan.Safton@rec-cer.gc.ca](mailto:Ryan.Safton@rec-cer.gc.ca)

## **Gaz naturel et liquides de gaz naturel**

Melanie Stogran  
[Melanie.Stogran@rec-cer.gc.ca](mailto:Melanie.Stogran@rec-cer.gc.ca)

## **Électricité**

Michael Nadew  
[Michael.Nadew@rec-cer.gc.ca](mailto:Michael.Nadew@rec-cer.gc.ca)

Ganesh Doluweera  
[Ganesh.Doluweera@rec-cer.gc.ca](mailto:Ganesh.Doluweera@rec-cer.gc.ca)

## **Politique sur les changements climatiques**

Aaron Hoyle  
[Aaron.Hoyle@rec-cer.gc.ca](mailto:Aaron.Hoyle@rec-cer.gc.ca)

Matthew Hansen  
[Matthew.Hansen@rec-cer.gc.ca](mailto:Matthew.Hansen@rec-cer.gc.ca)

## **Questions d'ordre général**

[energyfutures@rec-cer.gc.ca](mailto:energyfutures@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.



# Annexe 1

## Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada

La présente annexe passe en revue les hypothèses relatives aux politiques nationales en matière de climat prises en compte dans le scénario d'évolution des politiques et le scénario des politiques actuelles. Ce dernier ne considère que les politiques du Canada qui sont en place, tandis que le premier suppose des actions politiques plus fortes avec le temps, qui prennent forme sensiblement au même rythme que celles instaurées dans le passé. Pour ce faire, ce scénario mise sur une série d'initiatives hypothétiques au pays en matière de politiques qui tirent parti de celles qui existent déjà. Certaines politiques du scénario d'évolution des politiques rendent celles du scénario des politiques actuelles plus contraignantes ou en élargissent la portée. Lorsque c'est le cas, la politique du scénario d'évolution des politiques prend la relève de celle de l'autre scénario. Par exemple, dans le scénario d'évolution des politiques, le prix du carbone au Canada passe de 170 \$/t en 2030 à 470 \$/t en 2050.

En plus d'étendre la portée des politiques du scénario des politiques en vigueur, le scénario d'évolution des politiques compte sur des technologies dont les applications commerciales sont actuellement limitées. En d'autres termes, ces technologies sont adoptées plus largement dans le scénario d'évolution des politiques que dans celui des politiques actuelles sans que cette adoption soit nécessairement encouragée de façon explicite par une politique donnée. C'est le cas, par exemple, des thermopompes au gaz naturel à haute efficacité pour les bâtiments, des piles à hydrogène pour les véhicules lourds et les industries, du stockage d'électricité à grande échelle dans des batteries, de l'électrification du secteur industriel et de l'amélioration de son efficacité énergétique et de la réduction de l'intensité des émissions dans la production pétrolière et gazière.

## Critères d'inclusion des politiques dans le scénario des politiques actuelles

Le scénario des politiques actuelles comprend les politiques énergétiques et climatiques dont on prévoyait la mise en œuvre au Canada au moment de l'analyse. 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 au plus tard le 1<sup>er</sup> août 2021;
- l'information disponible était suffisante pour modéliser la politique;
- la politique devrait modifier considérablement les projections de notre filière énergétique.

## Critères d'inclusion des politiques dans le scénario d'évolution des politiques

Le scénario d'évolution des politiques englobe toutes les politiques retenues dans le scénario des politiques actuelles, auxquelles il greffe un ensemble hypothétique de politiques futures qui visent à s'approcher d'une « plus grande action politique au fil du temps, à peu près au même rythme que la mise en œuvre récente de politiques passées ». Les politiques hypothétiques du scénario d'évolution des politiques sont formulées à partir des principes suivants :

- les politiques annoncées qui sont en cours d'élaboration sont incluses dans la mesure du possible. En l'absence de détails concernant la réglementation, des hypothèses simplificatrices sont formulées;
- les types de politiques hypothétiques à venir qui sont modélisées reposent sur des précédents en matière de politiques mises en œuvre par les autorités fédérale, provinciales ou municipales;
- les hypothèses se resserrent avec le temps, plutôt que de tabler sur l'élaboration d'autres politiques à un moment quelconque.

Le tableau A1.1 trace les grandes lignes des principales politiques prises en compte dans le scénario des politiques actuelles et celui de l'évolution des politiques. À moins d'indication contraire, tous les montants sont donnés en termes nominaux.





Tableau A1.1

**Aperçu des politiques canadiennes en matière de climat et des hypothèses d'Avenir énergétique 2021<sup>47</sup>**

Région	Politique ou stratégie	Description	Hypothèse d'Avenir énergétique 2021 <i>Scénarios d'évolution des politiques et des politiques, sauf indication contraire</i>
Fédéral	<a href="#">Filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone</a>	Applique une redevance réglementaire sur les combustibles fossiles au moment de l'utilisation finale. Les secteurs industriels admissibles au système de tarification du carbone fondé sur le rendement sont exemptés de la redevance sur les combustibles.	La redevance sur les combustibles passe de 30 \$/t d'éq. CO <sub>2</sub> en 2020 à 50 \$/t d'éq. CO <sub>2</sub> en 2022, puis à 170 \$/t d'éq. CO <sub>2</sub> en 2030. <b>Politiques actuelles :</b> La redevance sur les combustibles est constante de 2030 à 2050. <b>Évolution des politiques :</b> La redevance sur les combustibles augmente chaque année de 15 \$/t d'éq. CO <sub>2</sub> de 2030 à 2050 pour s'établir à 170 \$/t d'éq. CO <sub>2</sub> en 2050.
Fédéral	<a href="#">Système de tarification du carbone fondé sur la production</a>	Système de tarification du carbone fondé sur le rendement s'appliquant aux industries. Les secteurs industriels se voient imposer une redevance réglementaire établie en fonction de l'intensité des émissions de leur production.	<b>Politiques actuelles :</b> La plupart des secteurs industriels doivent réduire l'intensité de leurs émissions de 20 % par rapport à leur moyenne de 2014 à 2016, de 2020 à 2050. Le filet de sécurité sur la tarification du carbone s'applique aux émissions résiduelles. <b>Évolution des politiques :</b> La plupart des secteurs industriels doivent réduire l'intensité de leurs émissions de 20 % par rapport à leur moyenne de 2014 à 2016, de 2020 à 2050 et de 2 % par année par la suite jusqu'en 2050. Le filet de sécurité sur la tarification du carbone s'applique aux émissions résiduelles.
Fédéral	<a href="#">Abandon graduel du charbon dans la production d'électricité</a>	Norme de rendement sur l'intensité en carbone visant les centrales au charbon.	Limite l'intensité des émissions des centrales au charbon existantes à 370 éq. CO <sub>2</sub> /GWh d'ici 2030. Aucune nouvelle centrale au charbon n'est construite.
Fédéral	<a href="#">Règlement canadien sur le méthane dans le secteur du pétrole et du gaz en amont</a>	Les installations pétrolières et gazières doivent adopter des normes minimales pour les technologies de contrôle du méthane.	Une technologie minimale de contrôle du méthane doit s'accaparer une part du marché entre 2020 et 2030.
Fédéral	Incitatifs à l'achat de véhicules de tourisme zéro émission	Les parts de marché sont rajustées pour prendre en compte les véhicules de passagers zéro émission aux fins des politiques fédérales.	Les principales politiques comprennent le programme d'incitatif des véhicules zéro émission (« iVZE »), le financement d'initiatives de réseau de recharge et les radiations fiscales pour les entreprises. Les mandats de véhicules zéro émission du Québec et de la Colombie-Britannique sont modélisés séparément (décrits ci-dessous). <b>Évolution des politiques :</b> La totalité des véhicules de passagers neufs vendus en 2035 sont à zéro émission. Des dispenses sont accordées aux collectivités éloignées et aux territoires. Comme il n'existe actuellement aucun mandat ou règlement fédéral concernant la totalité des ventes de VZE, nous posons plusieurs hypothèses simplificatrices : il y a suffisamment de VZE pour répondre à la demande canadienne; les catégories de véhicules (voitures par rapport aux camions ou aux véhicules utilitaires sport) sont semblables à celles qui existent actuellement; l'adoption des VZE s'accélère à l'approche de 2035; et le déploiement à grande échelle de l'infrastructure pour les véhicules électriques sous-tend que ces véhicules sont adoptés.
Fédéral	<a href="#">Programme ARDEC Nord</a>	Programme visant à réduire la consommation de diesel pour produire de la chaleur et de l'électricité dans les collectivités éloignées.	Augmentation de la part de marché des technologies de recharge.
Fédéral	<a href="#">Règlement sur l'efficacité énergétique</a>	Normes minimales d'efficacité énergétique pour les technologies consommatrices d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel (p. ex., appareils de climatisation, chauffe-eau, électroménagers, éclairage).	Comprend la <a href="#">modification 16</a> au <i>Règlement sur l'efficacité énergétique</i> . Les principales normes comprennent un minimum d'efficacité pour l'utilisation des combustibles dans les appareils de chauffage au gaz naturel, un facteur énergétique minimal pour les chauffe-eau au gaz et l'interdiction d'ampoules à incandescence. <b>Évolution des politiques :</b> Comprend la <a href="#">modification 17</a> au <i>Règlement sur l'efficacité énergétique</i> . Les principales normes incluent l'amélioration du rendement énergétique des appareils électroménagers, en plus des climatiseurs centraux commerciaux.

<sup>47</sup> Pour un examen approfondi des mesures prises par le Canada sur les changements climatiques, voir le [Quatrième rapport biennal sur les changements climatiques](#) et la [CDN révisée du Canada](#), préparés par Environnement et Changement climatique Canada.



Région	Politique ou stratégie	Description	Hypothèse d'Avenir énergétique 2021 Scénarios d'évolution des politiques et des politiques, sauf indication contraire
Fédéral	<a href="#">Normes d'émissions de GES des véhicules légers</a>	Les voitures de passagers et les véhicules commerciaux et camions légers neufs vendus au Canada doivent progressivement respecter des normes d'émissions de GES de plus en plus strictes.	<b>Politiques actuelles :</b> Nous posons comme hypothèse que la consommation de carburant des voitures de passagers et des camions légers neufs s'améliore de 5 % par année de 2022 à 2030, grâce à des normes plus strictes qui s'harmonisent avec celles de l'Environmental Protection Agency des États-Unis en cours d'élaboration. De 2031 à 2050, l'économie de carburant s'améliore de 2 % par année dans les deux catégories de véhicules. <b>Évolution des politiques :</b> La consommation de carburant des voitures de passagers et des camions légers neufs s'améliore de 5 % par année de 2020 à 2050. Celle des camions légers neufs progresse de 5 % par année de 2022 à 2030 et de 3,5 % de 2031 à 2050.
Fédéral	<a href="#">Normes d'émissions de GES des véhicules lourds</a>	Les véhicules lourds neufs vendus au Canada doivent progressivement respecter des normes d'émissions de GES de plus en plus strictes.	<b>Politiques actuelles :</b> Nous posons comme hypothèse que la consommation de carburant des véhicules lourds neufs s'améliore de 2,25 % par année de 2020 à 2030, sous l'effet de normes plus strictes qui requièrent des améliorations jusqu'à l'année modèle 2027. Les améliorations ralentissent durant les dernières décennies pour s'établir à 0,5 % de 2031 à 2050. <b>Évolution des politiques :</b> La consommation de carburant des véhicules lourds neufs s'améliore de 2,25 % par année de 2020 à 2050.
Fédéral	<a href="#">Normes fédérales sur les combustibles propres</a>	Réduction de l'intensité carbonique de l'essence et du diesel au fil du temps, grâce à plusieurs mécanismes, comme l'approvisionnement en combustibles sobres en carbone (p. ex., l'éthanol), le remplacement de combustibles pour utilisation finale dans les carburants du secteur du transport (p. ex., véhicules électriques et à hydrogène) et projets en amont (p. ex., captage et stockage du CO <sub>2</sub> ).	<b>Politiques actuelles :</b> Diminution de l'intensité des émissions de carbone de 12 g d'éq. CO <sub>2</sub> /MJ sous les niveaux de 2016 vers 2030. <b>Évolution des politiques :</b> Maintien du taux de diminution (environ 1,2 g d'éq. CO <sub>2</sub> /MJ) de 2031 à 2050. Augmentation du mélange de gaz naturel renouvelable, encouragé par un mécanisme de crédits.
Fédéral	<a href="#">Plan d'action des petits réacteurs modulaires (« PRM »)</a>	Plan pour l'élaboration, la démonstration et le déploiement de PRM pour de multiples applications	<b>Évolution des politiques :</b> Hypothèse de mise en valeur de PRM en Ontario et au Nouveau-Brunswick.
Fédéral	<a href="#">Code national de l'énergie pour les bâtiments</a>	Énonce les exigences techniques visant la conception écoénergétique et la construction des bâtiments neufs.	On présume que le <a href="#">code du bâtiment de 2017</a> s'applique pendant toute la période de projection et que de légères améliorations de l'efficacité des enveloppes et du conditionnement des locaux sont apportées. <b>Évolution des politiques :</b> On pose comme hypothèse que les bâtiments neufs seront de type <a href="#">consommation énergétique nette zéro</a> d'ici 2030 dans toutes les provinces et tous les territoires, en améliorant grandement l'efficacité de l'enveloppe des bâtiments et des technologies de conditionnement des locaux.
Fédéral	<a href="#">Règlement sur les carburants renouvelables</a>	Teneur minimale en carburant renouvelable pour toutes les régions sauf Terre-Neuve-et-Labrador et les territoires.	Indique une teneur d'au moins 5 % de carburant renouvelable dans l'essence et d'au moins 2 % du volume de carburant diesel vendu au Canada.
Colombie-Britannique	Mandat relatif aux véhicules zéro émission et <a href="#">incitatifs</a>	Obligation pour les constructeurs d'automobiles de vendre une part minimale de véhicules à émissions nulles ou faibles; subventions de l'État à l'achat et incitatifs pour la mise en place d'un réseau de recharge.	Respecte la <a href="#">Zero-Emission Vehicles Act</a> (loi sur les véhicules zéro émission); atteint 10 % de ventes de véhicules légers zéro émission d'ici 2025, 30 % vers 2030 et 100 % vers 2040.

Région	Politique ou stratégie	Description	Hypothèse d'Avenir énergétique 2021 Scénarios d'évolution des politiques et des politiques, sauf indication contraire
Colombie-Britannique	<a href="#">Programmes CleanBC Better Homes et Better Buildings</a>	Incitatifs pour l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments résidentiels et commerciaux.	Rabais pour le passage à des locaux, à de l'équipement de chauffage et à des enveloppes de bâtiments à haut rendement énergétique. Comprend un remboursement de 3 000 \$ pour divers types de pompes à chaleur résidentielles, s'il s'agit d'une solution de remplacement au chauffage au moyen de combustibles fossiles.
Colombie-Britannique	CleanBC industrial Electrification		Électrification de la production de gaz naturel prévue dans la région de Peace. <b>Évolution des politiques :</b> Électrification plus poussée dans d'autres secteurs industriels
Colombie-Britannique	<a href="#">CleanBC Industry Fund</a>	Investissements gouvernementaux dans des projets de réduction des gaz à effet de serre et des technologies propres.	Adoption graduelle sur le marché de technologies industrielles non polluantes quasi commerciales.
Colombie-Britannique	<a href="#">Clean Energy Amendment Act</a>	Fixe un pourcentage minimal de production d'électricité qui doit provenir de combustibles non fossiles.	La totalité de la production d'électricité de la province doit venir de sources renouvelables ou « propres » d'ici 2025.
Colombie-Britannique	<a href="#">Energy Efficiency Act</a>	Établit des normes de rendement en matière d'efficacité énergétique pour les technologies consommatrices d'énergie.	Efficacité énergétique minimale pour les appareils électroménagers, les systèmes de chauffage et de refroidissement, l'éclairage et l'équipement industriel.
Colombie-Britannique	<a href="#">Renewable Fuel Regulation</a>	Teneur minimale en carburant renouvelable dans l'essence et le diesel	5 % d'éthanol dans l'essence, 4 % de biodiesel dans le diesel
Colombie-Britannique	<a href="#">Low Carbon Fuel Standard</a>	Exige une réduction de l'intensité carbonique moyenne des combustibles fossiles utilisés dans le secteur des transports au moyen de diverses trajectoires de conformité.	Diminution de 20 % de l'intensité carbonique moyenne des combustibles fossiles utilisés dans le secteur des transports vers 2030 par rapport à 2010.
Colombie-Britannique	Renewable Natural Gas Regulation	Exige qu'une partie du gaz naturel consommé soit du gaz naturel renouvelable vers 2030.	Exige que 15 % gaz naturel consommé proviennent de gaz naturel renouvelable vers 2030. <b>Évolution des politiques :</b> La consommation de gaz naturel renouvelable passe à 20 % vers 2050.
Alberta	<a href="#">Technology Innovation and Emissions Reduction (TIER) Regulation</a>	Régime de tarification du carbone pour les grands émetteurs industriels. 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.	Les données de référence sur l'intensité des émissions des producteurs de sables bitumineux correspondent au maximum des données de référence propres aux installations (diminution annuelle de 1 %) ou données de référence « à rendement élevé » du programme TIER de 2020 à 2030. Les données de référence restent aux niveaux de 2030, de 2031 à 2050. <b>Évolution des politiques :</b> Les données de référence pour l'intensité des émissions diminuent de 2 % par rapport aux niveaux de 2020 de 2031 à 2050.
Alberta	<a href="#">Renewable Fuels Standard</a>	Exige que des carburants renouvelables soient mélangés à l'essence et au diesel.	5 % d'éthanol dans l'essence, 2 % de biodiesel dans le diesel
Alberta	<a href="#">Methane Emissions Reduction Regulation</a>	Exige une réduction des émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières de 45 % d'ici 2025 par rapport aux niveaux de 2014.	Une technologie minimale de contrôle du méthane doit s'accaparer une part du marché entre 2020 et 2030.

Région	Politique ou stratégie	Description	Hypothèse d'Avenir énergétique 2021 Scénarios d'évolution des politiques et des politiques, sauf indication contraire
Saskatchewan	<a href="#">Boundary Dam Carbon Capture Project</a>	Ce projet permet de capter et de stocker les émissions de CO <sub>2</sub> d'une centrale au charbon d'une capacité de 115 MW.	Les projections de CSC tiennent compte du projet.
Saskatchewan	<i>Ethanol Fuel Act and Renewable Diesel Act</i>	Exige que des carburants renouvelables soient mélangés à l'essence et au diesel.	7,5 % d'éthanol dans l'essence, 2 % de biodiesel dans le diesel
Saskatchewan	<a href="#">Methane Action Plan</a>	Exige une réduction des émissions de méthane provenant de l'extraction du pétrole et du gaz de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2015.	Une technologie minimale de contrôle du méthane doit s'accaparer une part du marché entre 2020 et 2030.
Manitoba	<i>Strengthened Biofuels Act</i> (Loi sur le renforcement des biocarburants)	Exige que des carburants renouvelables soient mélangés à l'essence et au diesel.	Au moins 10 % d'éthanol dans l'essence et 5 % de biodiesel dans le diesel.
Manitoba	<a href="#">Loi sur la Société pour l'efficacité énergétique au Manitoba</a>	Offre aux consommateurs des remises et d'autres incitatifs.	Comprend des remises pour l'éclairage, le conditionnement des locaux et les enveloppes des bâtiments dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.
Manitoba	<a href="#">Crédit d'impôt pour l'équipement d'énergie verte</a>	Crédit d'impôt pour les thermopompes géothermiques résidentielles et commerciales.	Crédit d'impôt de 15 %
Ontario	<a href="#">Règlement sur le renforcement de l'essence plus verte</a> et <a href="#">Règlement sur le carburant diesel plus écologique</a> (O Reg 97/14)	Exige que des carburants renouvelables soient mélangés à l'essence et au diesel.	15 % d'éthanol dans l'essence vers 2030 et 4 % de biodiesel dans le diesel d'ici 2020
Québec	<a href="#">Programme Roulez vert</a>	Incitatifs pour l'acquisition de véhicules électriques et l'installation de bornes de recharge.	Rabais de 8 000 \$ pour un véhicule neuf et de 600 \$ pour une borne de recharge à domicile.
Québec	<a href="#">Normes véhicules zéro émission</a>	Exige que les constructeurs d'automobiles vendent un nombre minimal de véhicules de tourisme à émissions nulles ou faibles au moyen d'un marché de crédits.	L'objectif de crédit augmente graduellement pour atteindre 22 % d'ici 2025. <b>Évolution des politiques :</b> L'objectif de crédit passe à 100 % de ventes de véhicules neufs sans émissions d'ici 2035.
Québec	Mandat relatif au gaz naturel renouvelable	Exige qu'une partie du gaz naturel consommé soit du gaz naturel renouvelable.	1 % du total d'ici 2020 et 5 % d'ici 2025 <b>Évolution des politiques :</b> Augmentation graduelle jusqu'à 20 % vers 2050.

Région	Politique ou stratégie	Description	Hypothèse d'Avenir énergétique 2021 Scénarios d'évolution des politiques et des politiques, sauf indication contraire
Québec	<a href="#">Programme Chauffez vert</a>	Rabais pour le remplacement d'un système de chauffage ou un chauffe-eau utilisant un combustible fossile par un système à énergie renouvelable dans un espace résidentiel.	1 275 \$ pour le remplacement d'un système au mazout léger et 850 \$ pour le remplacement d'un système au propane.
Nouveau-Brunswick	<a href="#">Norme de portefeuille renouvelable</a>	Exige qu'un seuil minimal des ventes d'électricité dans la province soit produite à partir de sources renouvelables d'ici 2020.	Le seuil minimal est de 40 %. Les importations d'autres territoires de compétence et les améliorations en matière d'efficacité énergétique peuvent aussi être prises en compte.
Nouveau-Brunswick	<a href="#">Loi relative à l'efficacité énergétique</a>	Offre des incitatifs à l'achat d'appareils électroménagers écoénergétiques dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.	Divers rabais pour les technologies approuvées.
Nouvelle-Écosse	Plafond d'émissions de GES pour la production d'électricité	Exige une réduction des émissions de GES des producteurs d'électricité de la province.	Exige que les émissions du secteur de l'électricité diminuent à 4,5 Mt d'ici 2030.
Nouvelle-Écosse	<i>Renewable Electricity Regulations</i>	Exige qu'un pourcentage minimal d'électricité consommée provienne de ressources renouvelables.	Seuil établi à 40 % d'ici 2020.
Nouvelle-Écosse	Lien maritime	Ligne de transport à haute tension qui reliera la Nouvelle-Écosse au projet hydroélectrique de Muskrat Falls, à Terre Neuve.	Pris en compte
Nouvelle-Écosse	Programmes EfficiencyNS	Incitatifs pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel.	Pris en compte
Terre-Neuve	Programmes d'efficacité énergétique	Incitatifs pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel.	Comprennent un programme d'économies d'énergie domiciliaire, un programme de remise sur les thermopompes et des remises pour certains appareils dans le secteur commercial.
Île-du-Prince-Édouard	Rabais dans le cadre du programme EfficiencyPEI	Incitatifs pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel.	Diverses remises à l'achat d'appareils ménagers écoénergétiques, comme les thermopompes, les systèmes d'énergie solaire, les systèmes de chauffage à la biomasse et les systèmes de chauffage écoénergétiques.
Territoires du Nord-Ouest	Stratégie énergétique 2030	Mesures visant à encourager l'utilisation de sources d'énergie à faibles émissions de carbone pour le transport et le chauffage. Incitatifs à l'efficacité énergétique et à l'économie d'énergie.	Les principales mesures comprennent la promotion de l'utilisation du bois comme source d'énergie de remplacement des combustibles fossiles, le soutien à l'élaboration et à la mise en œuvre de plans énergétiques communautaires, des mesures incitatives pour les projets d'efficacité énergétique et d'énergie de remplacement, le soutien aux solutions de rechange aux génératrices au diesel, des rabais pour les véhicules à émissions nulles et faibles.
Yukon	Notre avenir propre	Diverses mesures visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre.	Principales mesures : les véhicules sans émissions représentent 10 % des ventes d'ici 2025 et 30 % d'ici 2030; remise sur l'achat de véhicules zéro émission; incorporation de carburants renouvelables au diesel et à l'essence; incitatifs et règlements en matière d'efficacité énergétique et projets d'énergie renouvelable dans les collectivités éloignées.

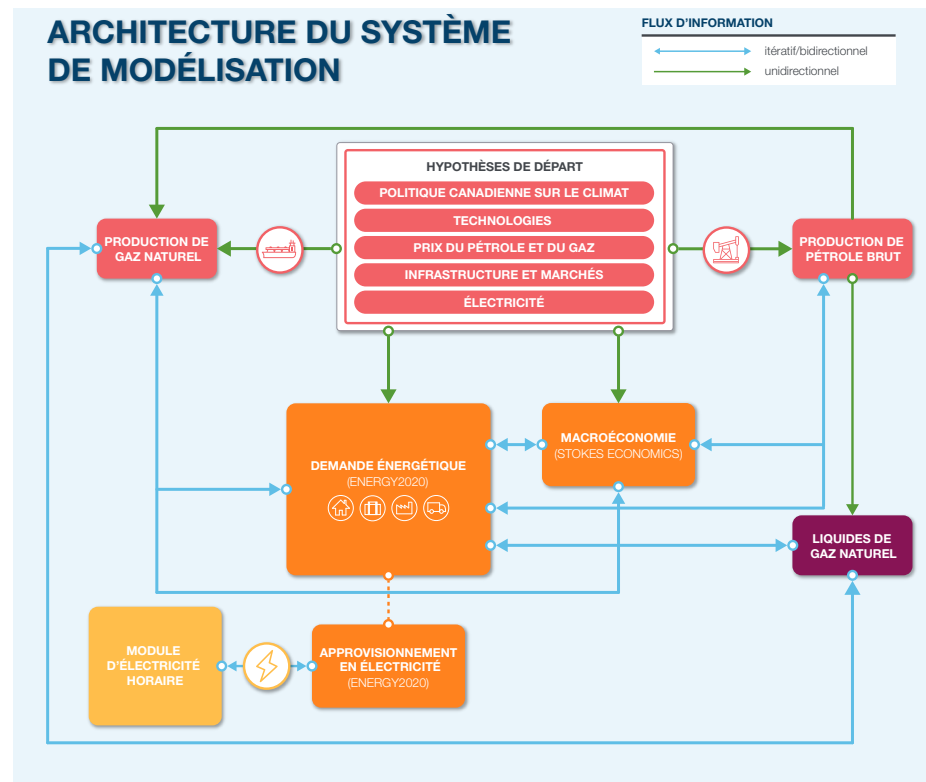


# Annexe 2

## Aperçu du système de modélisation d'Avenir énergétique

Les rapports sur l'avenir énergétique proposent un large éventail de projections concernant l'offre et la demande d'énergie au Canada. Ces projections ont été réalisées à partir d'un système de modélisation qui fait interagir plusieurs composantes (ou modules) en vue d'arriver à des projections globales sur les tendances énergétiques futures du Canada. La figure A2.1 illustre l'architecture de ce système de modélisation.

Figure A2.1  
Diagramme du cadre de modélisation d'Avenir énergétique



Dans Avenir énergétique 2021, l'ensemble du système de modélisation de l'avenir énergétique est mis à contribution pour produire les projections des scénarios d'évolution des politiques et des politiques actuelles. Les six scénarios sur l'électricité de la section « Vers un bilan zéro » ont été modélisés à l'aide du module d'électricité horaire.

## Aperçu des composantes du modèle

**Hypothèses de départ** – Le point de départ pour l'analyse de l'avenir énergétique est l'élaboration d'hypothèses initiales sur divers aspects des filières énergétiques canadiennes et mondiales. Les hypothèses relatives aux prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel reposent sur une étude des projections réalisées par d'autres organismes prévisionnistes, comme l'Agence internationale de l'énergie et l'Energy Information Administration des États-Unis; cette étude est complétée par une analyse interne. Il importe de noter que ces hypothèses ne font pas office de prédictions des prix futurs du pétrole brut et du gaz naturel, mais bien des données d'entrée nécessaires au processus analytique. Les autres hypothèses initiales comprennent les politiques et les programmes énergétiques et climatiques, les renseignements des scénarios comme les solutions technologiques pour les carburants et les volumes d'exportations de GNL.

**Production de pétrole** – Cette composante propose des projections de la production de pétrole brut dans les diverses régions et pour les divers types de brut au Canada, en fonction des hypothèses liées aux prix et d'autres facteurs comme la tarification du carbone et les percées technologiques. Elle comprend un module particulier pour les sables bitumineux et un autre pour la production non bitumineuse dans l'Ouest du Canada, ainsi qu'une analyse pour les autres régions au pays.

**Production de gaz** – Ce module estime la production de gaz naturel dans l'ensemble du Canada. Il repose sur des hypothèses liées aux prix du pétrole et du gaz naturel, aux exportations de GNL ainsi qu'à une l'estimation de la production de pétrole brut générée par le module mentionné précédemment, de même que d'autres facteurs comme les changements technologiques et l'évolution des politiques. Ce module inclut le modèle de productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et une analyse des tendances dans les autres régions productrices (p. ex., le Nouveau-Brunswick).

**Macroéconomie** – Les projections macroéconomiques pour chacun des scénarios proviennent de Stokes Economic Consulting Inc., mises au point à partir des hypothèses liées aux prix et des résultats émanant des modèles de la Régie relatifs à l'offre et la demande, et constituent des projections uniques en leur genre des principaux indicateurs macroéconomiques comme le produit intérieur brut, les taux de change et la production industrielle brute, pour chaque scénario envisagé dans le rapport.

**Demande** – Les projections de la demande proviennent d'ENERGY 2020, un modèle énergétique complet mis au point par Systematic Solutions Incorporated. Ce modèle réalise des projections de la demande et de la production d'électricité à partir des données historiques et, au besoin, de tendances futures hypothétiques pour des paramètres comme l'offre, la demande, la croissance économique, l'efficacité énergétique, les prix et les investissements dans ce secteur.

**Électricité** – Les projections relatives à l'électricité proviennent d'ENERGY 2020, un modèle énergétique complet mis au point par Systematic Solutions Incorporated. Ce modèle réalise des projections de la demande et de la production d'électricité à partir des données historiques et, au besoin, de tendances futures hypothétiques pour des paramètres comme l'offre, la demande, la croissance économique, l'efficacité énergétique, les prix et les investissements dans ce secteur. Les projections d'ENERGY2020 sont guidées par le module de l'électricité horaire, qui procure une granularité temporelle accrue, ce qui est important pour analyser comment le réseau réagit aux niveaux croissants d'énergie renouvelable variable, de stockage et de transport.

**Liquides de gaz naturel** – Ce module permet de faire des estimations de l'offre et de la demande de LGN au Canada. Il fait une simulation pour quatre catégories de liquides, soit l'éthane, le butane, le propane et le condensat et pentane plus. Pour chacun, il estime la production, l'offre et la demande dans chaque province et territoire.



