



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE



Avenir énergétique du Canada en **2016**

PERSPECTIVES PROVINCIALES ET TERRITORIALES

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 l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné 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 l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office 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. L'Office 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@neb-one.gc.ca

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 National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board 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 National Energy Board.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, 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 Board 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@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2016

N° de cat. NE2-12/2015F-PDF

ISSN 2369-1484

Key title : Supplément au rapport sur l'avenir énergétique

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.
On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2016

Cat. No. NE2-12/2015E-PDF

ISSN 2369-1479

Key title: Energy Futures Supplement

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

Avenir énergétique du Canada en 2016 – Perspectives provinciales et territoriales

Sommaire	1
Avant-propos	5
Chapitre 1: Introduction	6
Chapitre 2: Comparaison entre les provinces et les territoires.....	8
Chapitre 3: Principales conclusions selon la province et le territoire	26
Colombie-Britannique	27
Alberta.....	29
Saskatchewan.....	31
Manitoba	33
Ontario.....	35
Québec.....	37
Nouveau-Brunswick	39
Nouvelle-Écosse.....	41
Île-du-Prince-Édouard	43
Terre-Neuve-et-Labrador	45
Yukon	47
Territoires du Nord-Ouest.....	49
Nunavut.....	51
Chapitre 4: Tableaux de données.....	53
Liste des sigles et des abréviations.....	67
Liste des unités.....	68
Glossaire	69

SOMMAIRE

Avenir énergétique du Canada en 2016 – Perspectives provinciales et territoriales donne un aperçu de la dynamique régionale dans le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (AE 2016). Il examine les conclusions et les points de données du rapport AE 2016 pour chaque province et territoire et compare les tendances de production et de consommation d'énergie entre les régions.

Principales conclusions

1. Le Canada a une filière énergétique diversifiée qui influence son avenir énergétique.

Le Canada est un grand pays diversifié; l'énergie est produite et consommée différemment entre ses régions uniques. Les provinces et les territoires se distinguent par la disponibilité des ressources énergétiques, les infrastructures historiques, les structures industrielles, les politiques et règlements en matière d'énergie et d'environnement, les préférences des consommateurs et les conditions météorologiques. Ces différences influencent grandement les tendances énergétiques actuelles et projetées.

2. L'électricité est de plus en plus produite à partir de ressources renouvelables et de gaz naturel, à des degrés variables d'une province et d'un territoire à l'autre.

Le type d'énergie utilisé pour produire de l'électricité varie considérablement entre les régions en raison de l'accessibilité aux ressources et de l'évolution historique des infrastructures. Cette diversité se maintient pendant toute la période de projection, alors que les provinces et les territoires satisfont leurs demandes d'électricité, remplacent les infrastructures vieillissantes et fixent des objectifs environnementaux de manière unique. La part d'électricité renouvelable croît dans la plupart des futures compositions de la capacité de production, mais le type et l'envergure des changements diffèrent d'une région à l'autre. Le gaz naturel joue un plus grand rôle, particulièrement dans l'Ouest canadien pour remplacer les centrales au charbon vieillissantes, et l'énergie nucléaire continue de demeurer une part importante de la composition de la capacité de production de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick.

3. La majeure partie de la production de pétrole brut et de gaz naturel provient de l'Ouest canadien et sera influencée par l'évolution du marché de l'énergie et des infrastructures.

L'Alberta mène sur le plan de la croissance projetée de la production de pétrole brut. Environ 60 % de la production de pétrole actuelle provient des sables bitumineux et stimule la future croissance de la production. Dans le scénario de référence, l'Alberta mène sur le plan de la croissance de la production du gaz naturel, avec les exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) présumées encourageant une production accrue. Les autres projections du rapport AE 2016 quant aux prix plus élevés et plus bas de l'énergie, ainsi que les autres hypothèses sur les infrastructures énergétiques et l'accès au marché, soulignent l'importance de ces facteurs pour les futures tendances de production.

4. Les tendances futures des prix de l'énergie touchent les provinces et les territoires différemment.

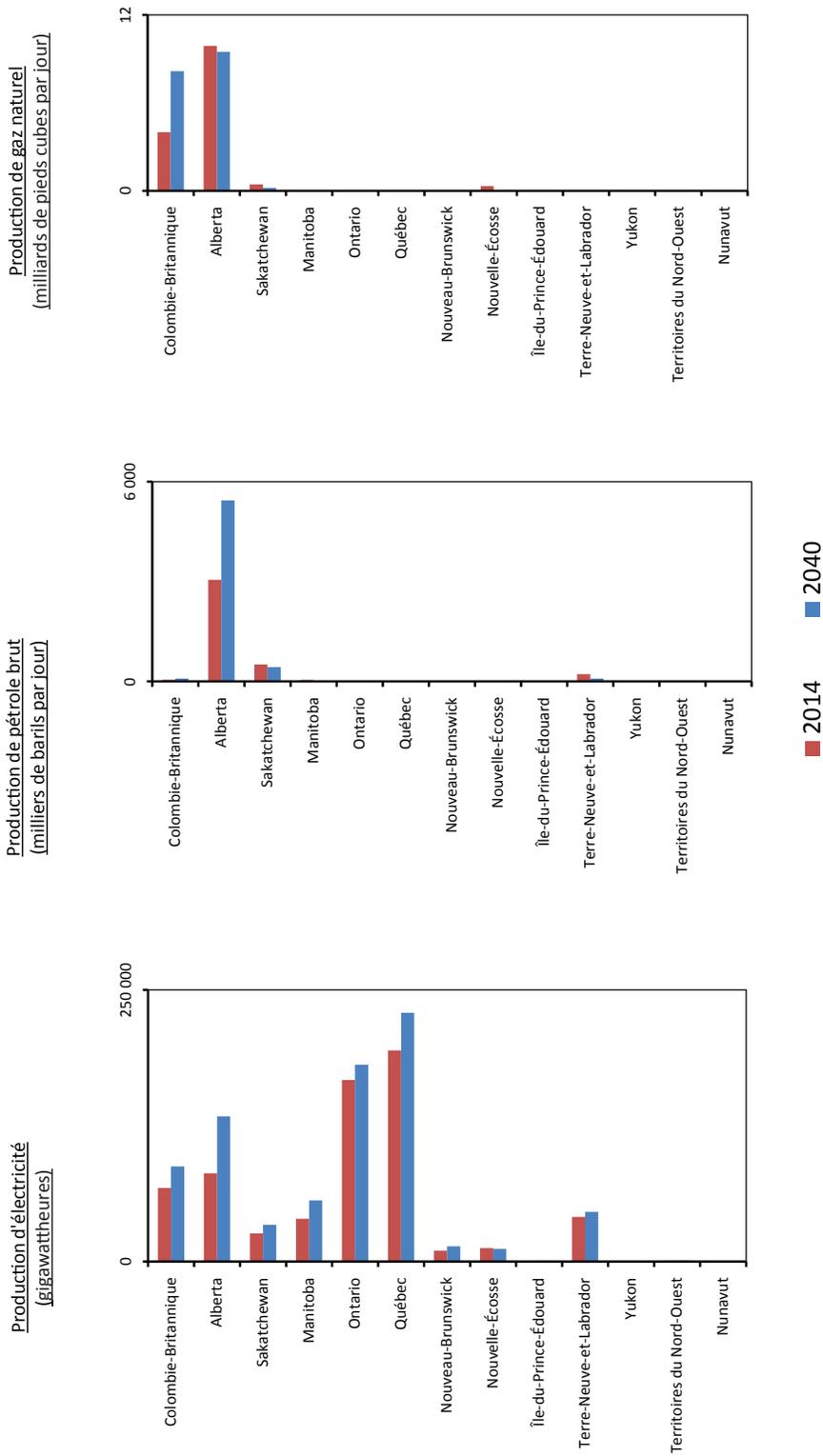
Les fluctuations des prix de l'énergie jouent différemment sur la consommation d'énergie selon les régions productrices et consommatrices. En général, la consommation d'énergie au Canada est plus élevée dans le scénario de prix élevés et est plus faible dans le scénario de prix bas, principalement parce que les prix plus élevés entraînent une plus grande exploitation pétrolière et gazière en sa, en Colombie-Britannique et à Terre-Neuve-et-Labrador et, par conséquent, une plus grande consommation d'énergie. Dans la plupart des autres régions, des prix plus élevés entraînent une diminution de la consommation d'énergie et des prix plus bas ont l'effet contraire.

5. Les besoins énergétiques des provinces et des territoires continuent d'être satisfaits par une répartition particulière des sources d'énergie selon la région.

Les types d'énergie consommés par des utilisateurs finaux varient largement dans l'ensemble du pays en raison de la disponibilité et des prix qui diffèrent d'une région à l'autre. Par exemple, les provinces disposant de grandes infrastructures hydroélectriques ont tendance à consommer plus d'électricité, les provinces de l'Ouest consomment relativement plus de gaz naturel et les territoires consomment davantage de produits pétroliers comme le mazout et le diesel. Ces parts varient modérément durant la période de projection du rapport AE 2016, mais des variations considérables entre les régions persistent. Dans la projection pour 2040 du scénario de référence, la part de l'électricité utilisée dans la répartition des sources d'énergie pour utilisation finale varie entre 8,5 et 43 % parmi les provinces et les territoires. La part des produits pétroliers dans la demande d'énergie varie entre 30 et 85 %, alors que la part du gaz naturel varie entre 0 et 60 %.

FIGURES 1

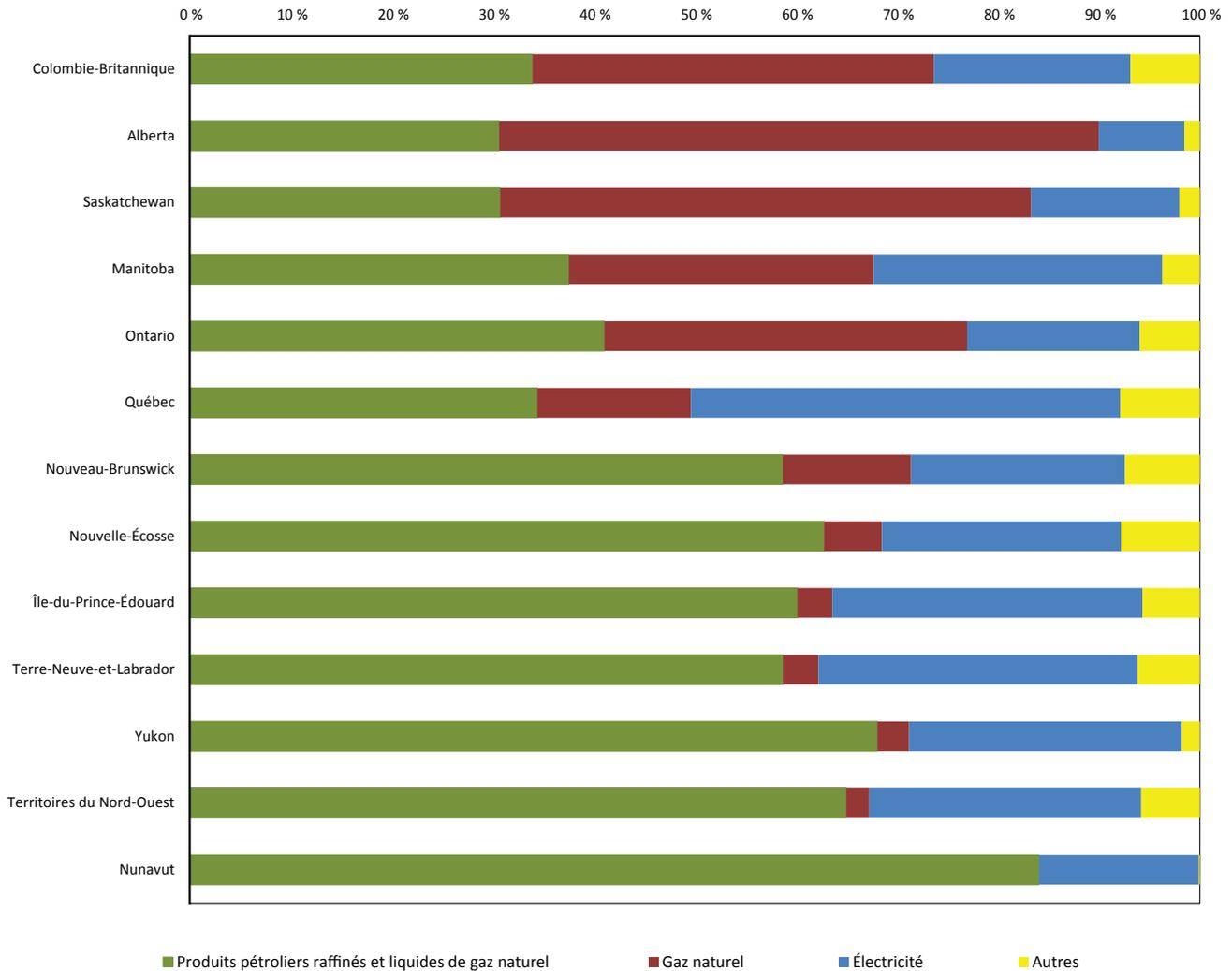
Production d'énergie par province et territoire en 2014 et en 2040^(a)



(a) Ces résultats proviennent de la projection du scénario de référence, un scénario de base qui suppose des prix de l'énergie médians, et de politiques et de règlements qui étaient en vigueur ou sur le point de l'être au moment où l'analyse a été complétée, en août 2015.

FIGURE ES.2

Combustibles primaires pour utilisation finale projetés par province et territoire, en 2040^(a)



(a) Ces résultats proviennent de la projection du scénario de référence, un scénario de base qui suppose des prix de l'énergie médians, et de politiques et de règlements qui étaient en vigueur ou sur le point de l'être au moment où l'analyse a été complétée, en août 2015.

AVANT-PROPOS

Dans le cadre de sa surveillance régulière, l'Office national de l'énergie publie périodiquement des analyses de l'offre et de la demande et des marchés énergétiques. Ces analyses concernent divers aspects des marchés énergétiques au Canada et offrent aux Canadiens une source d'information énergétique précise et fiable. Le présent rapport, intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Perspectives provinciales et territoriales*, constitue une de ces analyses portant sur la dynamique régionale dans les dernières perspectives d'offre et de demande d'énergie à long terme de l'Office, *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*.

Commentaires et questions sur le présent rapport peuvent être envoyés à l'adresse suivante : avenirenergetique@neb-one.gc.ca.

À propos de l'Office

L'Office est un organisme de réglementation indépendant et quasi judiciaire fédéral fondé en 1959 pour promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique, dans l'intérêt public canadien, selon le mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.

Les responsabilités de l'Office comprennent la réglementation de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales, provinciales ou territoriales, de même que les droits et les tarifs pipeliniers afférents, la réglementation de la construction et de l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées, ainsi que la réglementation des importations de gaz naturel et des exportations de pétrole brut, de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité.

L'Office a également des responsabilités de nature réglementaire dans certaines régions précises en ce qui concerne les activités d'exploration et de production pétrolières et gazières, selon la Loi sur l'Office national de l'énergie (la Loi), la Loi sur les opérations pétrolières au Canada, la Loi sur les opérations pétrolières des Territoires du Nord-Ouest et la Loi fédérale sur les hydrocarbures. Pour les exportations de pétrole et de gaz naturel, le rôle de l'Office consiste à déterminer si les volumes d'exportation proposés excèdent les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays. L'Office surveille les marchés de l'énergie et évalue les besoins énergétiques du Canada et les perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz naturel, en appui aux attributions qui lui sont conférées par la partie VI de la Loi. Dans le cadre de sa surveillance régulière, il publie périodiquement des analyses de l'offre et de la demande et des marchés énergétiques. Ces évaluations traitent de nombreux aspects des marchés de l'énergie au Canada.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui sont versés au dossier de la preuve. Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le présenter à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. En agissant ainsi, la partie en question fait sienne l'information déposée et pourrait devoir répondre à des questions sur celle-ci.

Collaborateurs à la rédaction du rapport : Matthew Hansen, Chris Doleman, Michael Nadew (gestion de projet, consommation d'énergie, électricité), Bryce van Sluys (facteurs, macroéconomie et scénarios de GNL), Ken Newel (consommation d'énergie), Peter Budgell et Bill Wall (pétrole brut), Natalia Lis (électricité), Melanie Stogran et Connor McDonald (gaz naturel et scénarios de GNL), Jesus Rios et Ryan Creighton (LGN), Darcy Johnson (capacité limitée), Christina Iniguez (bilan de raffinage), Amanda McCoy (production du document).

INTRODUCTION

Avenir énergétique du Canada en 2016 – Perspectives provinciales et territoriales donne un aperçu de la dynamique régionale dans le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l’horizon 2040* (AE 2016). Il examine les conclusions et les points de données du rapport AE 2016 pour chaque province et territoire et compare les tendances de production et de consommation d’énergie entre les régions.

Les projections contenues dans le rapport AE 2016 et le présent rapport supplémentaire se veulent le point de départ d’un dialogue sur l’avenir énergétique du Canada, et **non** une prédiction des événements à venir. Les projections avancées dans le rapport sont fondées sur des hypothèses qui permettent une analyse des divers résultats possibles. Les hypothèses formulées au sujet de l’infrastructure énergétique actuelle ou future ou de l’évolution des marchés énergétiques sont purement théoriques et n’ont aucune incidence sur les procédures réglementaires en cours ou à venir de l’Office.

Seuls les politiques et les programmes en vigueur au moment de l’analyse ont été pris en considération dans les projections du rapport AE 2016. Par conséquent, les politiques qui sont à l’étude ou qui seront élaborées après que les projections ont été faites, à l’été 2015, n’ont pas été prises en compte dans l’analyse. Plusieurs provinces ont annoncé de nouveaux plans et politiques énergétiques avant la Conférence de Paris sur le climat à la fin de 2015. Ces annonces et les modifications aux politiques n’ont pas été prises en compte dans les projections du rapport AE 2016.

Rapport AE 2016 : Scénarios et principales hypothèses

Le rapport AE 2016 comprend six projections ou « scénarios » en matière d'offre et de demande énergétiques au Canada traitant de diverses incertitudes. Un aperçu des scénarios, des principales hypothèses et des facteurs est présenté à la figure 1.1. Pour de plus amples renseignements sur le rapport AE 2016, consultez le rapport intégral et les annexes de données détaillées à l'adresse.

FIGURE 1.1

Aperçu des projections et des principales hypothèses du rapport AE 2016

<p><i>Données de départ</i></p>	<p>Scénario de référence Consensus sur la croissance économique et projections de prix modérés de l'énergie</p>	<ul style="list-style-type: none"> Le prix du pétrole brut en 2020 et 2040 est respectivement 82 \$ et 107 \$. En 2020 et en 2040, les prix du gaz naturel s'élèvent respectivement à 3,85 \$ et à 4,55 \$. Le PIB canadien augmente à un taux annuel moyen de 1,7 %, tandis que la population augmente de 0,8 % par année. Les marchés des exportations d'énergie du Canada existent et l'infrastructure se développe selon les besoins. Les exportations de GNL à partir de la C.-B. s'élèvent à 2,5 Gpi³/j après 2023.
<p><i>Incertitude relative au prix du pétrole et du gaz naturel</i></p>	<p>Scénario de prix élevés Prix élevés du pétrole et du gaz naturel</p> <p>Scénario de prix bas Prix bas du pétrole et du gaz naturel</p>	<ul style="list-style-type: none"> Dans le scénario de prix élevés, les prix du pétrole brut atteignent 105 \$ en 2020 et 134 \$ en 2040, et les prix du gaz naturel atteignent 4,53 \$ en 2020 et 5,76 \$ en 2040. Le PIB canadien en 2040 est de 2,1 % supérieur à ce qui est prévu dans le scénario de référence. Dans le scénario de prix bas, les prix du pétrole brut atteignent 56 \$ en 2020 et 80 \$ en 2040, et les prix du gaz naturel atteignent 3,05 \$ en 2020 et 3,54 \$ en 2040. Le PIB canadien en 2040 est de 1,2 % inférieur à ce qui est prévu dans le scénario de référence.
<p><i>Incertitude relative au transport du pétrole</i></p>	<p>Scénario de capacité pipelinrière limitée pour le pétrole Aucun nouveau oléoduc d'envergure</p>	<ul style="list-style-type: none"> Au Canada, la capacité pipelinrière pour l'exportation de pétrole brut est limitée à 4,0 Mb/j après 2019. Seul le réseau ferroviaire ajoute une capacité à l'exportation, mais à un coût plus élevé en comparaison avec les pipelines. Par conséquent, les prix du pétrole brut léger et lourd sont réduits par rapport aux prix de référence nord-américains et internationaux, ce qui exerce une pression à la baisse sur la production et les investissements pétroliers au pays.
<p><i>Incertitude relative au marché du GNL</i></p>	<p>Scénario de GNL élevé Exportations élevées de GNL à partir du Canada</p> <p>Scénario de GNL zéro Aucune exportation de GNL à partir du Canada</p>	<ul style="list-style-type: none"> Dans le scénario de GNL élevé, les exportations canadiennes de GNL à partir de la C.-B. atteignent 4,0 Gpi³/j en 2022 et augmentent à 6,0 Gpi³/j d'ici 2030. Dans le scénario de GNL zéro, aucune installation d'exportation de GNL n'est construite durant la période de projection. Dans tous les scénarios, les volumes d'exportation de GNL sont des hypothèses et ne concernent aucun projet en particulier.

Prix du pétrole brut: Brent, \$ US en 2015; **prix du gaz naturel:** carrefour Henry, \$ US en 2015; **produit intérieur brut (PIB):** \$ CAD en 2007

COMPARAISON ENTRE LES PROVINCES ET LES TERRITOIRES

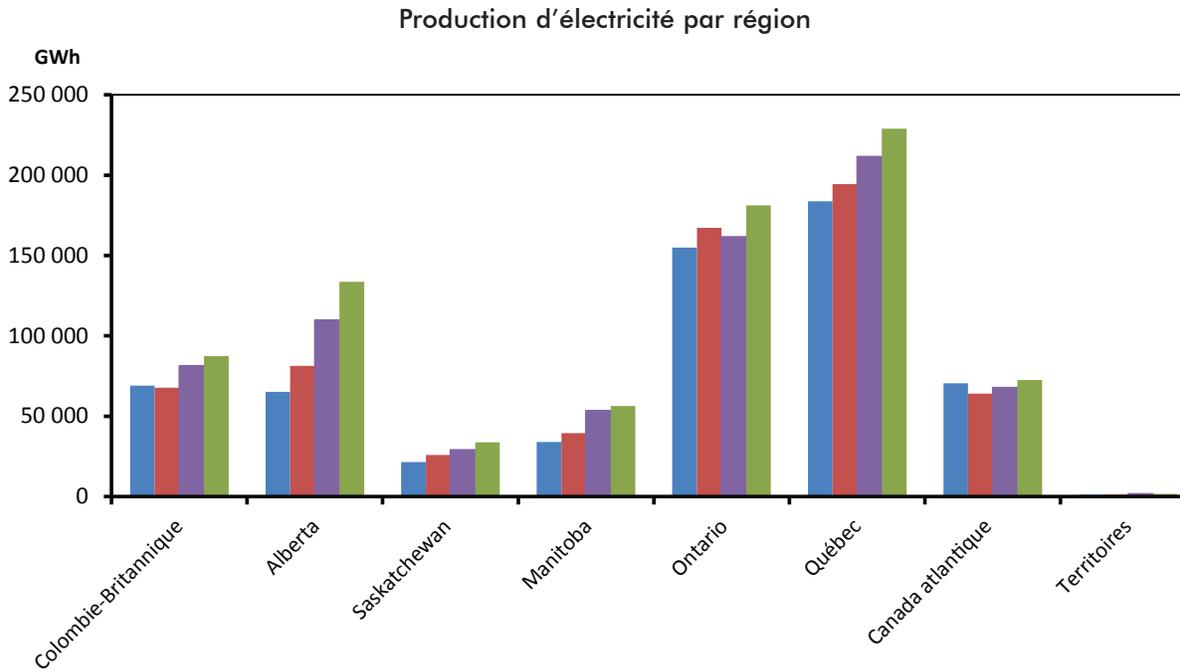
- Le Canada est un grand pays diversifié; l'énergie est produite et consommée différemment entre ses régions uniques. Les provinces et les territoires se distinguent par la disponibilité des ressources énergétiques, les infrastructures historiques, les structures industrielles, les politiques en matière d'énergie et d'environnement, les préférences des consommateurs et les conditions météorologiques. Ces différences influencent grandement les tendances énergétiques actuelles et projetées.

Offre d'électricité

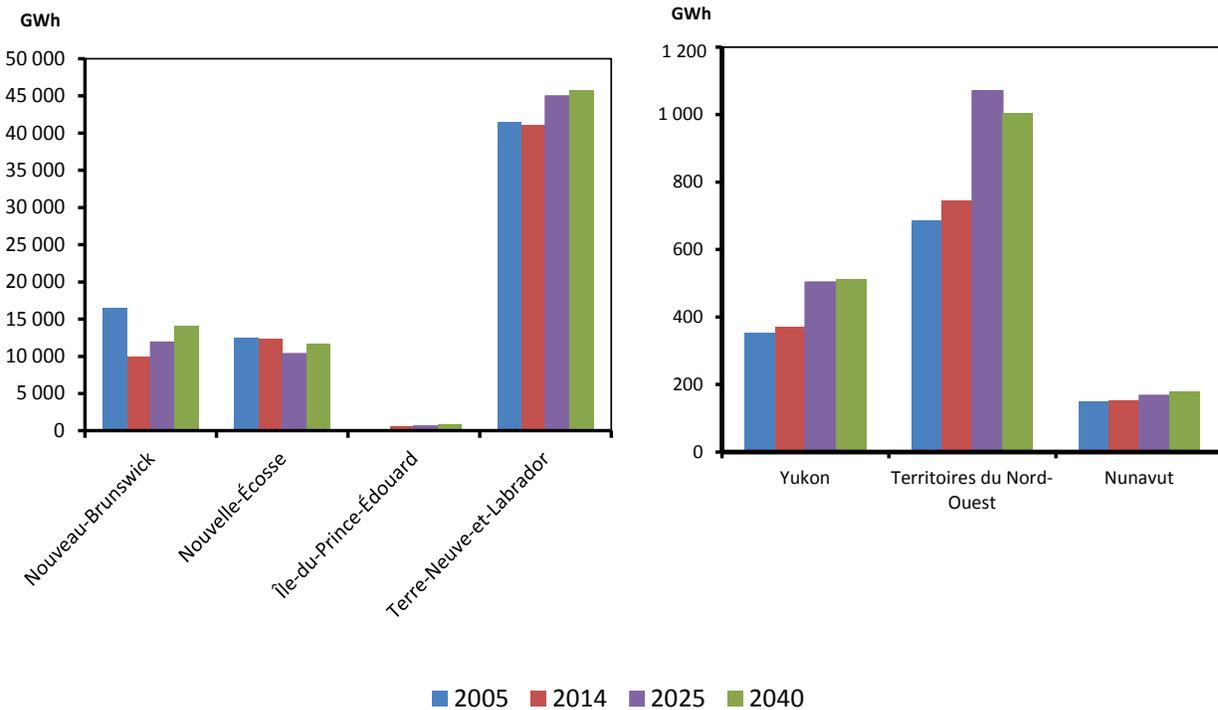
- Les tendances futures de production sont grandement régies par la demande provinciale ou territoriale, bien que certains ajouts de capacité de production hydroélectrique, comme au Québec, au Manitoba et à Terre-Neuve-et-Labrador, seront exportés aux États-Unis ou transférés à des provinces avoisinantes. Par exemple, une fois achevée, la centrale hydroélectrique Muskrat Falls de 824 mégawatts (MW) au Labrador fournira 20 % de sa production (environ un térawattheure [TWh]) à la Nouvelle-Écosse avec garantie de capacité, et la Nouvelle-Écosse pourra également acheter de l'énergie supplémentaire, au besoin.
- La figure 2.1 illustre la production par province. L'Ontario et le Québec sont les plus grands producteurs d'électricité, produisant respectivement approximativement 25 et 30 % de la totalité de l'électricité au Canada. Leur part de la consommation totale de l'électricité au Canada est similaire à la part de production.
- L'Alberta affiche la plus grande croissance de production au cours de la période étudiée, stimulée par la demande industrielle. Les nouveaux aménagements hydroélectriques au cours de la période de projection entraînent des augmentations importantes de production dans la région de l'Atlantique, au Québec, en Colombie-Britannique et au Manitoba. La production en Ontario diminue à moyen terme, alors que des centrales nucléaires sont remises en état et qu'une plus grande partie des besoins de l'Ontario sont satisfaits par des importations des provinces avoisinantes, et que la production d'électricité aux États-Unis dans les territoires est stimulée par la demande intérieure, et peut être assez instable lorsque des mines de grande envergure sont mises en service ou fermées durant la période de projection.

FIGURE 2.1

Production d'électricité par province et territoire



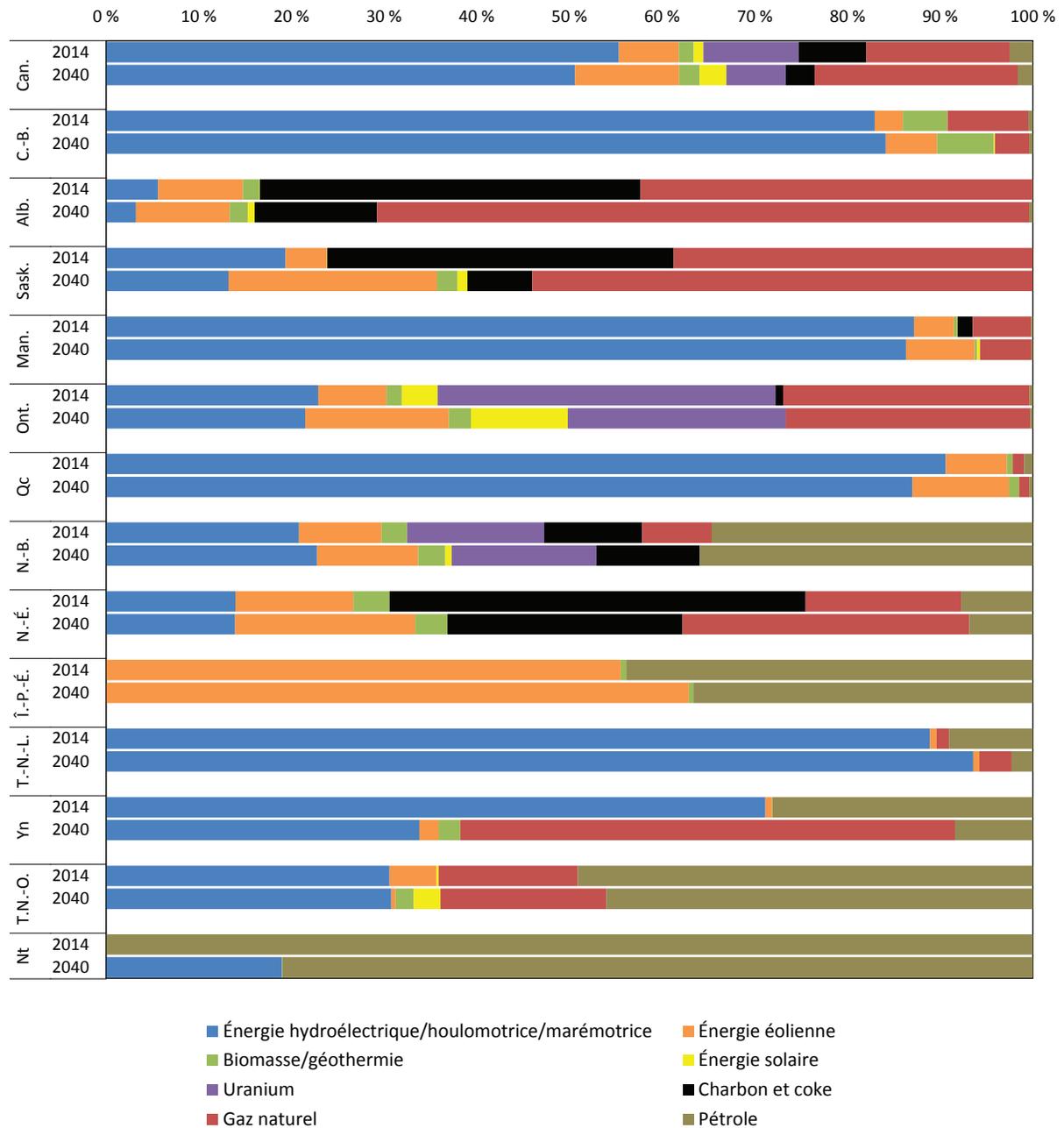
Région de l'Atlantique et territoires en détail



-
- Le Canada présente une composition diversifiée de la capacité de production d'électricité, grandement déterminée par l'accès aux ressources, les infrastructures historiques et les initiatives en matière de politique de chaque région. La figure 2.2 illustre la composition de la capacité de production pour toutes les provinces et tous les territoires, ainsi que la moyenne canadienne en 2014 et en 2040. Le réseau électrique global du Canada est dominé par l'hydroélectricité. L'hydroélectricité représente la majorité de la capacité de production d'électricité au Québec, en Colombie-Britannique, au Manitoba, à Terre-Neuve-et-Labrador et au Yukon. L'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse ont principalement des réseaux d'énergie thermique dominés par le charbon et le gaz naturel, alors que la capacité de production des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut est constituée majoritairement de centrales thermiques autonomes qui sont alimentées avec des produits raffinés comme du diesel et du mazout. L'Ontario et le Nouveau-Brunswick ont des compositions diversifiées, utilisant des ressources renouvelables, du gaz naturel et de l'énergie nucléaire. L'Île-du-Prince-Édouard produit presque l'entièreté de l'énergie éolienne, bien que les trois quarts de son électricité soient importées du Nouveau-Brunswick.
 - Dans les mois suivant la réalisation de la présente analyse (été 2015), plusieurs provinces ont fait des annonces qui feront dévier leur offre d'électricité des tendances présentées dans le rapport AE 2016. Par exemple, en novembre 2015, le gouvernement de la Saskatchewan et SaskPower ont annoncé l'objectif de vouloir faire passer à 50 % la production d'électricité renouvelable d'ici 2030. Le rapport sur la politique climatique de l'Alberta de novembre 2015 suggérait la mise hors service d'installations électriques fonctionnant au charbon et émettant des gaz à effet de serre (GES) d'ici 2030 et une accentuation de la production renouvelable.

FIGURE 2.2

Composition de la capacité par province et territoire en 2014 et en 2040



Production pétrolière

- La figure 2.3 présente les perspectives de production de pétrole du scénario de référence du rapport AE 2016 jusqu'en 2040 par régions productrices. La production totale du pétrole au Canada augmente à un taux de croissance annuel moyen de 1,7 %, passant de 3,9 à 6,1 millions de barils par jour (Mb/j) de 2014 à 2040. Environ 60 % de la production de pétrole actuelle provient des sables bitumineux et stimule la future croissance de la production. On retrouve également une production non bitumineuse importante en Saskatchewan, en Alberta et au large de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Comme l'illustre la figure 2.4, la production varie entre les scénarios de prix élevés, de prix bas et de capacité limitée, avec l'Alberta qui continue d'être responsable de la majorité de la production dans tous les scénarios. La production globale dans les scénarios de prix bas et de capacité limitée est plus faible que dans le scénario de référence, alors qu'elle est plus élevée dans le scénario de prix élevés.
- La production extracôtière sur la côte Est croît à moyen terme, avec la production des gisements supplémentaires Hibernia South et White Rose mise en service, ainsi que le gisement Hebron dont la mise en exploitation est prévue pour 2017. Les projections reposent sur l'hypothèse de la découverte d'un gisement de 500 millions de barils (Mb) au large de Terre-Neuve-et-Labrador. On suppose que la production de ce gisement commencera en 2025 dans le scénario de référence, en 2023 dans le scénario de prix élevés et en 2031 dans le scénario de prix bas. Après la mise en service de ce gisement, la production est à la baisse jusqu'à la fin de la période de projection dans tous les scénarios.

FIGURE 2.3

Production de pétrole brut par province – Scénario de référence

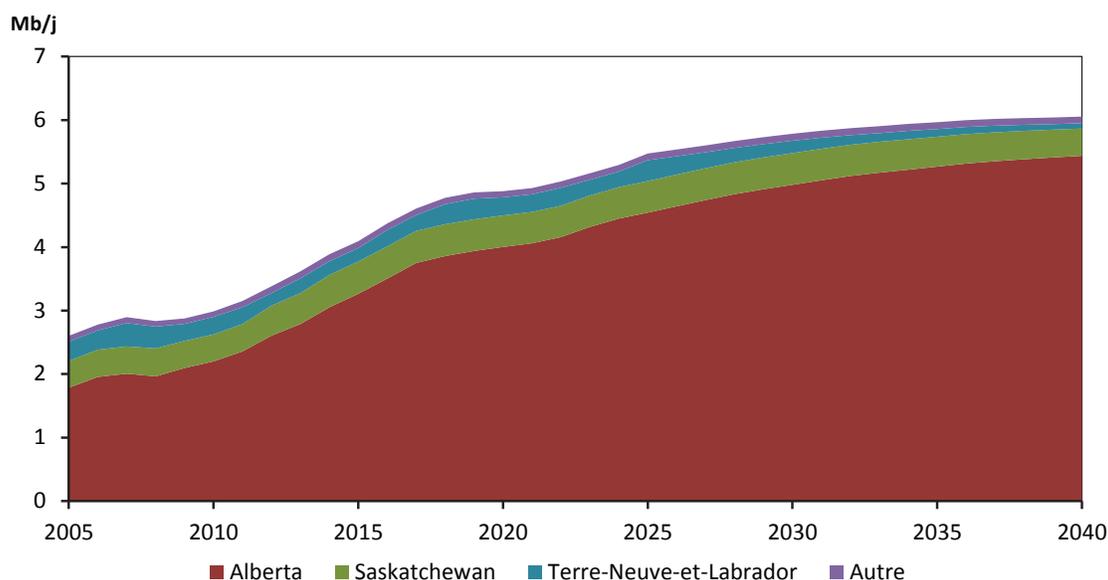
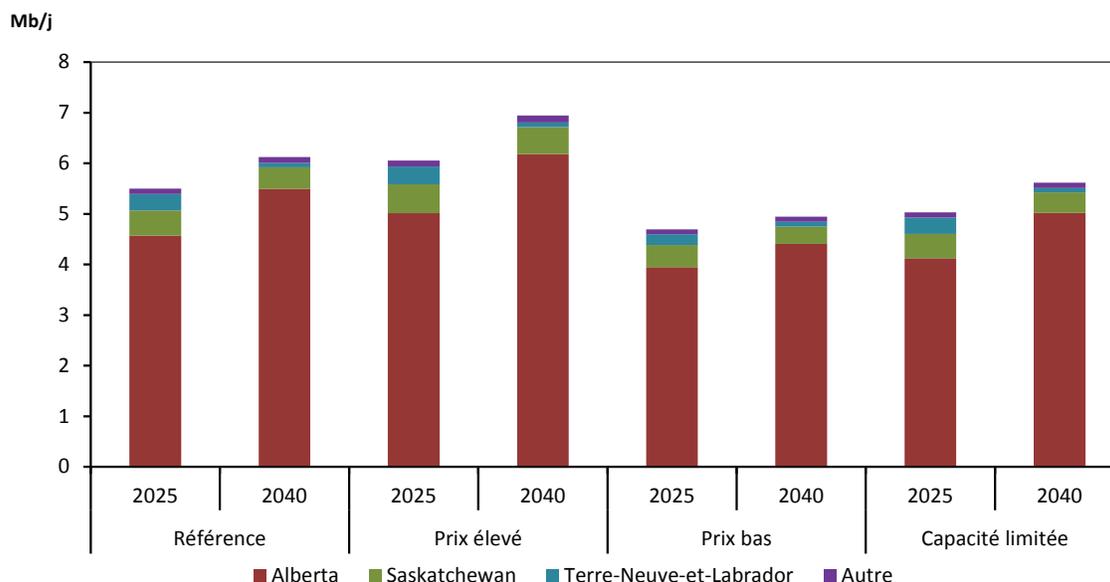


FIGURE 2.4*Production de pétrole brut par province, 2025 et 2040, selon le scénario*

Production de gaz naturel

- La figure 2.5 illustre les perspectives de production de gaz naturel commercialisable du scénario de référence du rapport AE 2016 jusqu'en 2040 par région productrice. La majeure partie de la production de gaz naturel du Canada provient de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Dans le scénario de référence, la Colombie-Britannique mène sur le plan de la croissance de la production, avec des exportations de GNL présumées de 2,5 milliards de pieds cubes par jour (Gpi^3/j) encourageant une production accrue. La production de l'Alberta diminue au cours de la période visée, bien qu'elle produise tout de même la majorité du gaz naturel au Canada.
- Les scénarios de prix élevés, de prix bas, de GNL élevé et de GNL zéro montrent que divers facteurs influenceront de manière différente la production de gaz naturel en Colombie-Britannique et en Alberta (figure 2.6). En Colombie-Britannique, la production de gaz naturel est influencée par les prix et les exportations de GNL; cependant, les scénarios de GNL élevé et de GNL zéro présentent respectivement la plus forte et la plus faible croissance dans la production de gaz naturel de la Colombie-Britannique. Pour ce qui est de l'Alberta, le scénario de prix bas entraîne une plus faible production que le scénario de GNL zéro.
- Les profils de production des régions à l'extérieur du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien continuent de baisser au cours de la période de projection. Cela comprend la production dans les territoires, en Ontario, au Nouveau-Brunswick et au large de la Nouvelle-Écosse. La mise en valeur de ressources supplémentaires est une possibilité, mais est actuellement hypothétique et n'est pas prise en compte dans la présente analyse.

FIGURE 2.5

Production de gaz naturel par province – Scénario de référence

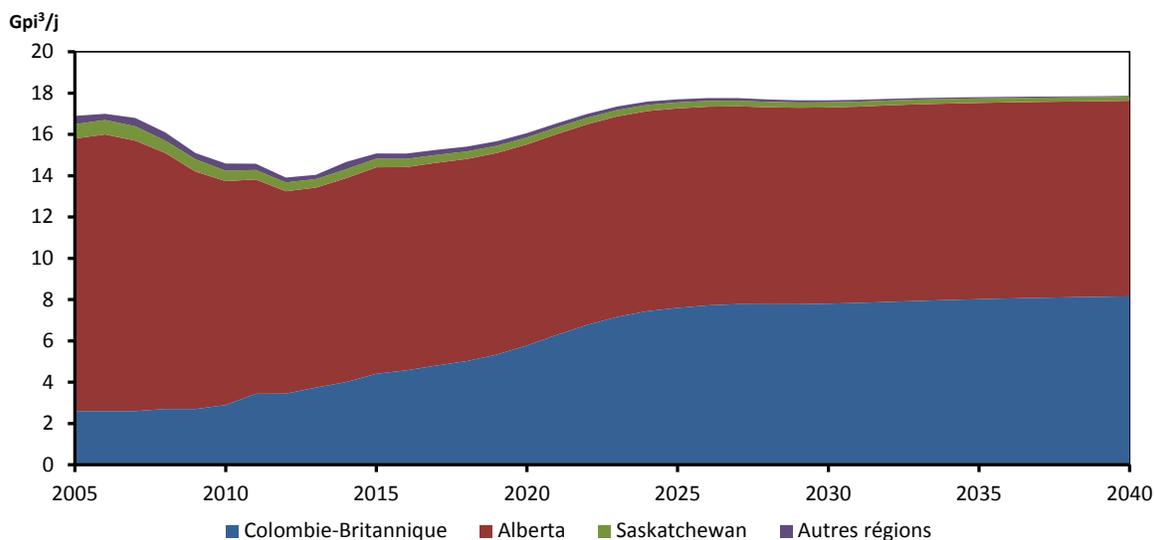
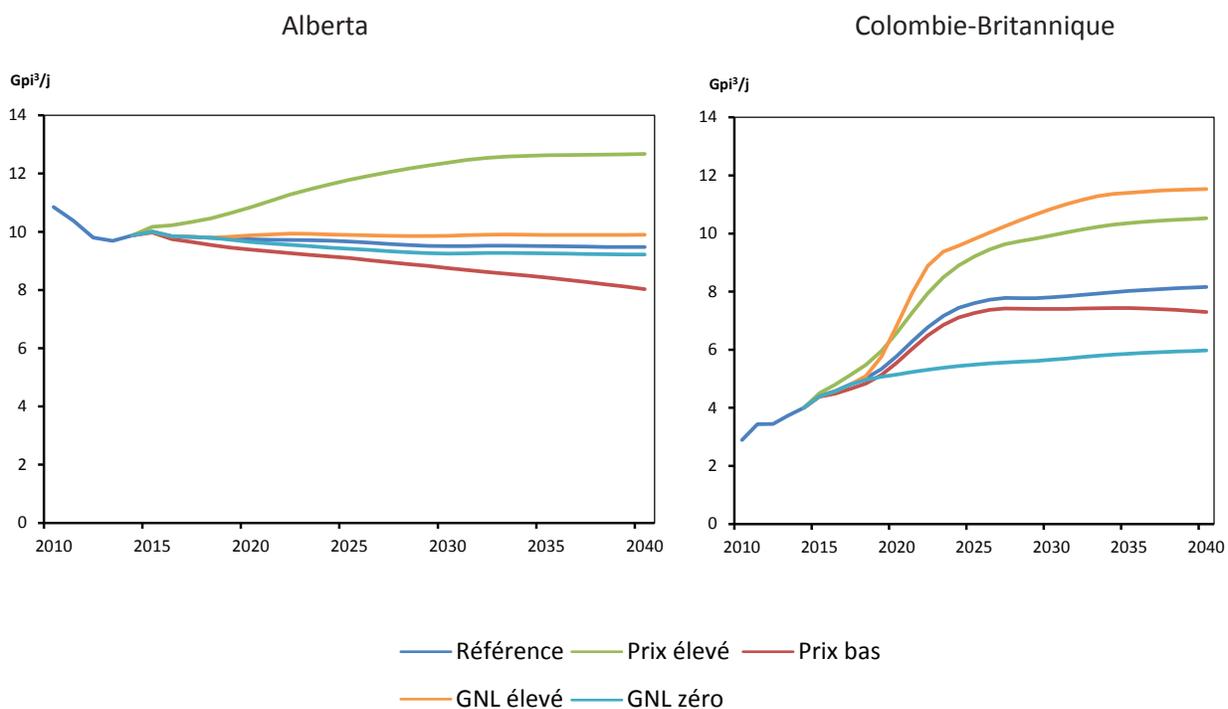


FIGURE 2.6

Production de gaz naturel de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, selon le scénario

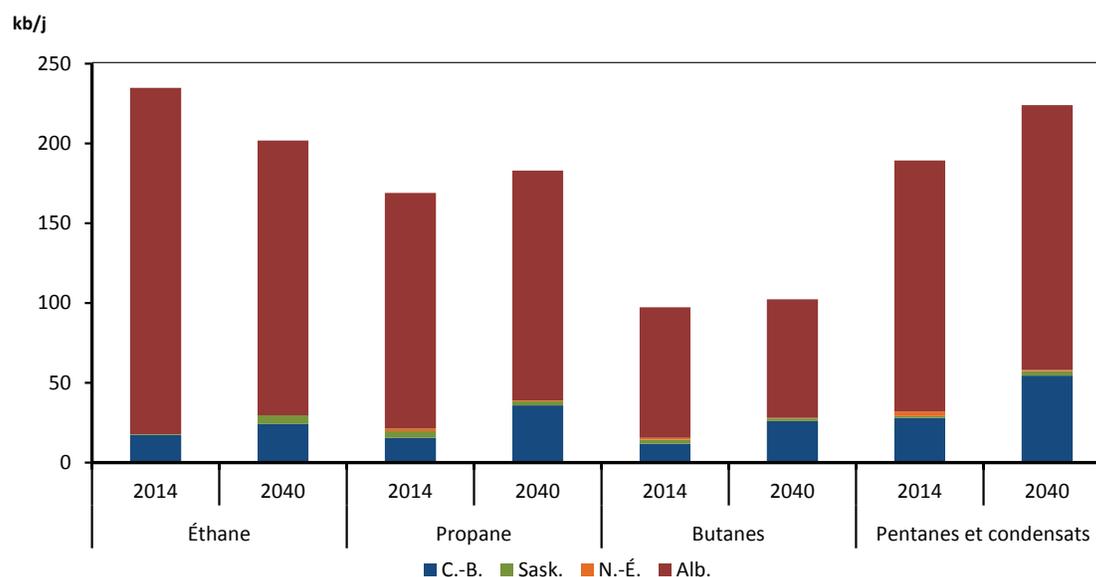


Production de liquides de gaz naturel

- L'Alberta produit actuellement la majorité des liquides de gaz naturel (LGN) au Canada. La figure 2.7 illustre cette continuité dans les perspectives du rapport AE 2016, mais montre également une augmentation pour tous les LGN en Colombie-Britannique en raison de la hausse de la production de gaz naturel. La production de LGN de la Nouvelle-Écosse diminue en fonction de ses perspectives de production de gaz. Celle de la Saskatchewan suit ses perspectives de production de gaz, atteignant un sommet en 2025 et diminuant par la suite.

FIGURE 2.7

Production de LGN par province – Scénario de référence



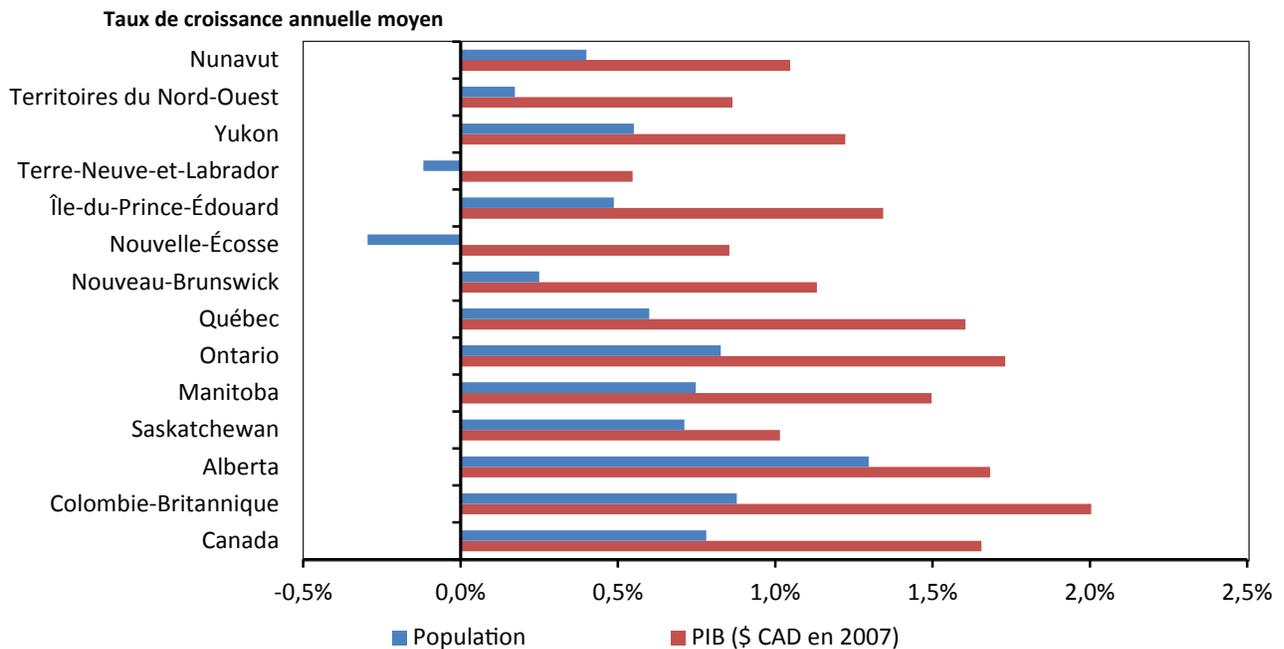
Demande d'énergie

- La consommation d'énergie au Canada dépend de plusieurs facteurs, y compris la température, les tendances technologiques, les goûts et préférences des consommateurs, les politiques et règlements, et des variables économiques comme le revenu, l'emploi, l'activité industrielle et les prix de l'énergie. Les tendances projetées, y compris le type d'énergie utilisé et la façon dont l'énergie est utilisée, varient considérablement selon les provinces et territoires du Canada en raison de la diversité du pays.
- La consommation d'énergie étudiée dans les figures ci-dessous représente la demande pour utilisation finale ou secondaire, et comprend l'énergie consommée dans quatre secteurs¹: résidentiel, commercial, industriel et transports. L'utilisation finale exclut l'énergie utilisée pour produire de l'électricité, qui est classée dans la demande primaire.
- Les tendances macroéconomiques constituent un facteur déterminant de la consommation d'énergie. La figure 2.8 indique le taux de croissance annuel moyen de la population et du produit intérieur brut (PIB) réel au cours de la période de projection du rapport AE 2016 pour le scénario de référence.

¹ La demande industrielle comprend l'énergie utilisée dans la production pétrolière et gazière, alors que la demande commerciale comprend l'énergie servant au fonctionnement des pipelines. Pour de plus amples détails, voir le chapitre 4 du rapport AE 2016.

FIGURE 2.8

Comparaison entre la croissance de la population et du PIB, de 2014 à 2040



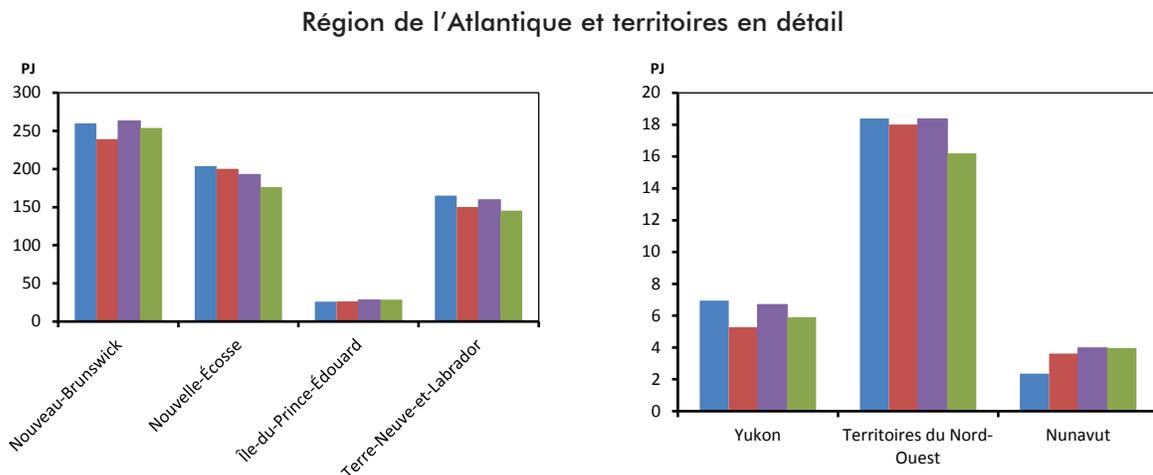
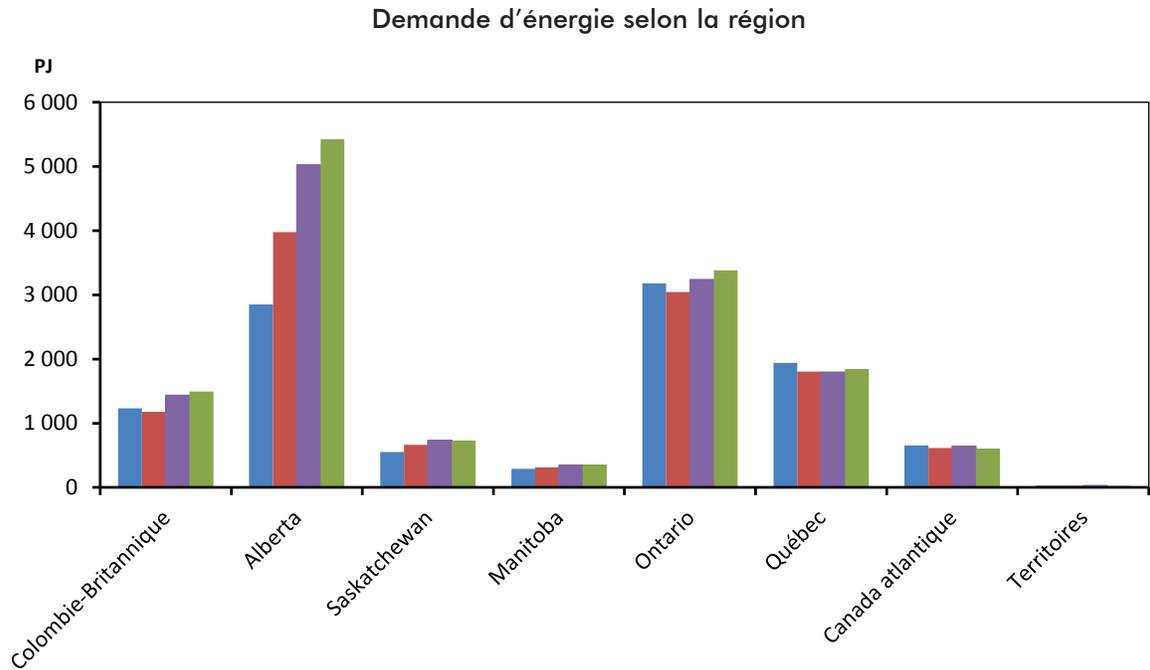
Tendances de la demande d'énergie

- Dans le scénario de référence, la consommation totale d'énergie du Canada passe de 11 626 à 13 868 pétajoules (PJ) de 2014 à 2040. Comme l'illustre la figure 2.9, l'utilisation finale varie considérablement d'un bout à l'autre du pays, et, à l'exception de la région de l'Atlantique, on retrouve généralement une tendance croissante de la consommation d'énergie.
- Dans le scénario de référence du rapport AE 2016, l'Alberta présente la plus grande croissance de la demande, comme c'est le cas depuis 10 ans. La production pétrolière et gazière, particulièrement l'exploitation des sables bitumineux, requiert beaucoup d'énergie. La consommation croissante d'énergie de l'Alberta est reliée aux tendances de production et à la croissance économique qui en découle, comme illustré aux figures 2.3, 2.4 et 2.5. Bien que plus faible en termes absolus, la Colombie-Britannique connaît une hausse causée par l'importante augmentation de production de gaz naturel requise pour alimenter les installations d'exportation de GNL présumées.
- Les tendances en Ontario et au Québec reflètent une hausse graduelle de la consommation d'énergie après des baisses considérables par rapport à 2005. Cela était relié aux répercussions du ralentissement économique mondial de 2008-2009, alors que les deux provinces ont connu des diminutions considérables de la consommation d'énergie, particulièrement dans le secteur de la fabrication.

-
- La hausse de la consommation d'énergie en Saskatchewan reflète une croissance de l'extraction de potasse, de la fabrication et de la mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches à prévoir dans la province durant la période de projection. Quant au Manitoba, les hausses sont liées à la croissance des activités manufacturière.
 - Étant donné leurs populations relativement petites, les tendances de consommation d'énergie dans la région de l'Atlantique et les territoires peuvent être particulièrement instables. Les changements dans l'activité industrielle, comme l'ouverture ou la fermeture d'une seule mine ou usine, peuvent avoir d'importantes répercussions sur la consommation d'énergie globale. Cela est reflété dans les perspectives pour les provinces et les territoires dans ces régions.

FIGURE 2.9

Demande d'énergie – Scénario de référence



■ 2005 ■ 2014 ■ 2025 ■ 2040

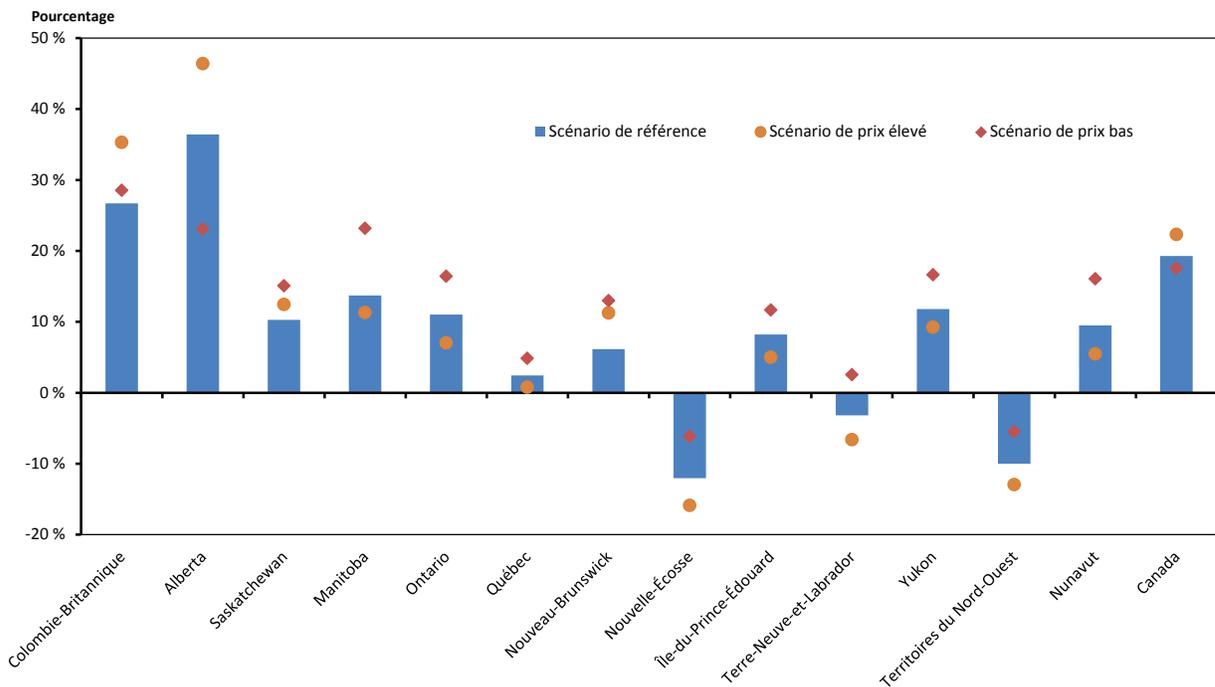
- La figure 2.10 illustre la croissance régionale projetée de la consommation d'énergie de 2014 à 2040 pour les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas. La consommation d'énergie globale du Canada augmente de 19 % au cours de la période étudiée dans le scénario de référence, de 22 % dans le scénario de prix élevés et de 17 % dans le scénario de prix bas. Les répercussions de prix plus élevés et plus bas varient dans l'ensemble du pays. L'Alberta et la

Colombie-Britannique ont la plus grande croissance de la demande dans le scénario de prix élevés, puisque les prix plus élevés du pétrole et du gaz favorisent une plus grande production d'énergie. Cela contrebalance l'effet des prix plus élevés dans les autres provinces qui tend à réduire la demande. Dans le scénario de prix bas, la croissance plus faible de la production de pétrole de l'Alberta et les effets économiques afférents réduisent la demande, contrebalançant l'accroissement de la demande résultant de prix d'énergie plus bas dans les autres provinces.

- Terre-Neuve-et-Labrador, la Nouvelle-Écosse et les Territoires du Nord-Ouest sont les seules provinces et le seul territoire qui connaissent une baisse de la demande pour utilisation finale. En Nouvelle-Écosse, cette diminution est reliée à la croissance projetée de la population, à la lente croissance économique, ainsi qu'à la consommation d'énergie associée à la baisse de la production de gaz en mer. À Terre-Neuve-et-Labrador, elle est reliée aux baisses de production de pétrole de gisements extracôtiers arrivant à maturité et à l'hypothèse que seulement une future découverte est exploitée. Quant aux Territoires du Nord-Ouest, elle est reliée à la baisse de la production de gaz naturel, ce qui réduit sa disponibilité. L'exploration en mer sur la côte Est et au Nord se poursuit et les futures découvertes et mises en valeur dans ces régions représentent une grande incertitude quant aux perspectives d'offre et de demande énergétiques pour les territoires et la région de l'Atlantique.

FIGURE 2.10

Taux de croissance de la demande d'énergie, scénario de référence et scénarios de prix, de 2014 à 2040



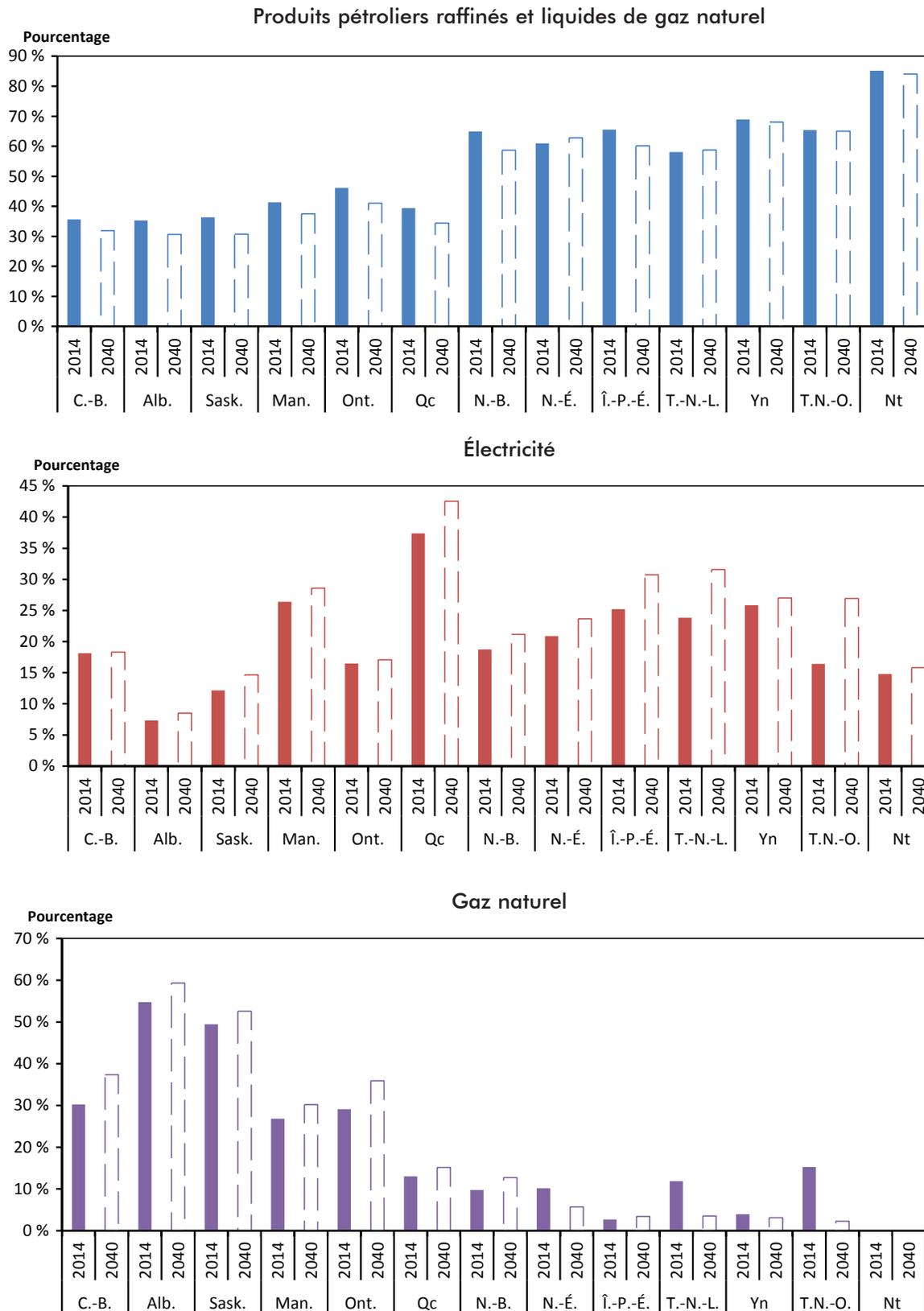
Tendances de la répartition des sources d'énergie

- Les types d'énergie utilisés varient entre les provinces et les territoires. Les trois tableaux à la figure 2.11 reflètent la part de demande secondaire pour les produits pétroliers raffinés et les liquides de gaz naturel, l'électricité et le gaz naturel².
- La région de l'Atlantique et les territoires utilisent une bien plus grande part des produits raffinés que le reste du pays, principalement en raison de la disponibilité limitée, des limitations des infrastructures et du coût relativement élevé des autres sources d'énergie. Il convient de signaler que ces régions dépendent davantage des combustibles liquides pour la production de chaleur et d'électricité que les autres régions puisqu'ils sont plus économiques et peuvent être transportés par camion vers des régions éloignées.
- Les provinces ayant de grandes capacités de production d'hydroélectricité ont tendance à avoir des prix d'électricité plus bas, et l'électricité constitue une plus grande part de la demande d'énergie. Dans ces provinces, l'électricité sera davantage utilisée pour chauffer les maisons et les bâtiments, ainsi que pour alimenter certaines activités industrielles de grande envergure. Par exemple, le Québec dispose d'un important secteur de production d'aluminium qui constitue un processus de production énergivore.
- Dans les provinces de l'Ouest, le gaz naturel est relativement plus utilisé que dans les autres régions puisqu'il est à portée de la main et concurrentiel sur le plan des prix. Il constitue le principal combustible de chauffage dans ces provinces et est largement utilisé dans l'activité industrielle. Le coût et la disponibilité du gaz naturel et des LGN en Ontario et dans les provinces de l'Ouest font d'elles des lieux de prédilection pour la production pétrochimique et d'engrais qui est utilisée pour la charge d'alimentation.

² Remarque : la demande de gaz naturel ne comprend pas le gaz qui est exporté sous toute forme, y compris cryogéniquement en tant que GNL.

FIGURE 2.11

Part de la consommation d'énergie selon la source en 2014 et en 2040



Émissions de gaz à effet de serre

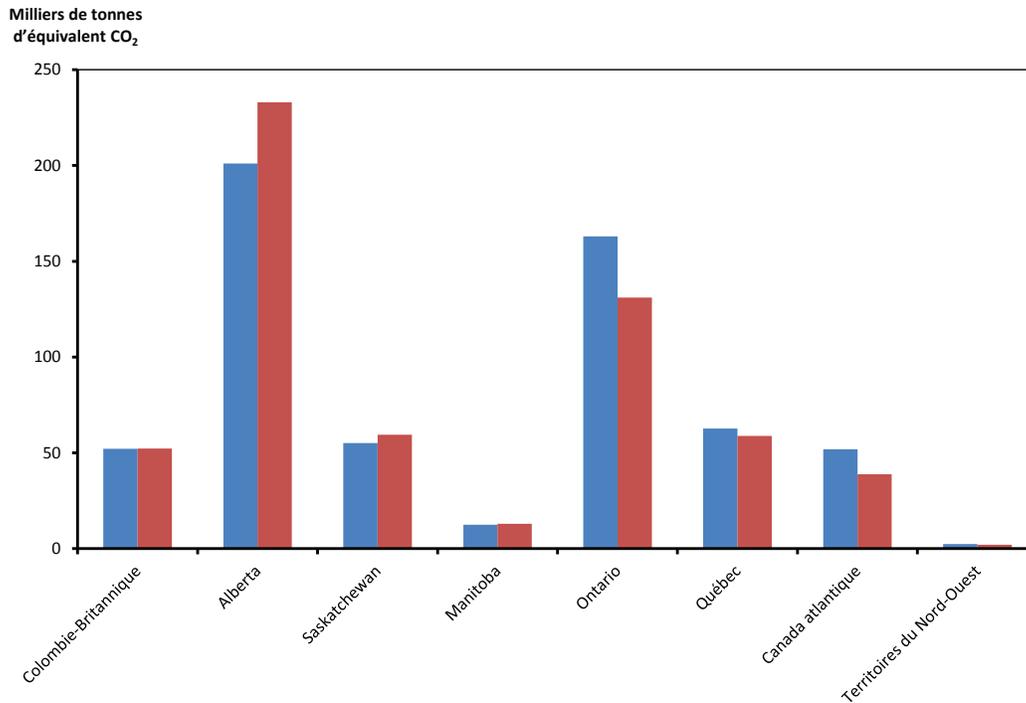
- La consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont directement liées en raison de la prévalence des combustibles fossiles dans le bouquet énergétique mondial et canadien. La majorité des GES émis au Canada résultent de la combustion de combustibles fossiles. Les combustibles fossiles comprennent le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon et des produits pétroliers raffinés comme l'essence et le diesel. Ils produisent la majeure partie de l'énergie utilisée pour chauffer les maisons et les commerces, transporter des marchandises et des personnes et alimenter l'équipement industriel. Les émissions causées par la combustion de combustibles fossiles, y compris ceux utilisés pour la production d'énergie, représentaient 81 % des émissions de GES au Canada en 2013³. Les émissions restantes proviennent de sources non énergétiques comme les processus agricoles et industriels et la manutention des déchets.
- La figure 2.12 compare les émissions de GES liées à l'énergie entre les provinces et les territoires en 2005 et en 2013, la dernière année pour laquelle ces données sont disponibles auprès d'Environnement et Changement climatique Canada. Entre 2005 et 2013, les émissions totales de GES au Canada ont régressé de 3 %, soit 23 mégatonnes (Mt). Cette diminution est principalement due à une chute des émissions électriques en raison de la baisse de production à base de charbon et de l'augmentation de production renouvelable, ainsi que de la baisse d'émissions industrielles associée au ralentissement économique mondial de 2008-2009. Cependant, cette baisse a été contrebalancée par une augmentation des émissions du secteur de production pétrolière et gazière, attribuable à une production accrue.
- Ces tendances nationales se retrouvent dans les résultats régionaux. Par exemple, la baisse des émissions de l'Ontario est associée à l'abandon de ses centrales alimentées au charbon, alors que l'augmentation des GES en Alberta suit les tendances de la demande illustrées à la figure 2.9, où la consommation d'énergie et la croissance économique étaient stimulées par la hausse de la production de pétrole au cours de cette période.

³ [Environnement et Changement climatique Canada : Rapport d'inventaire national 1990-2013](#)

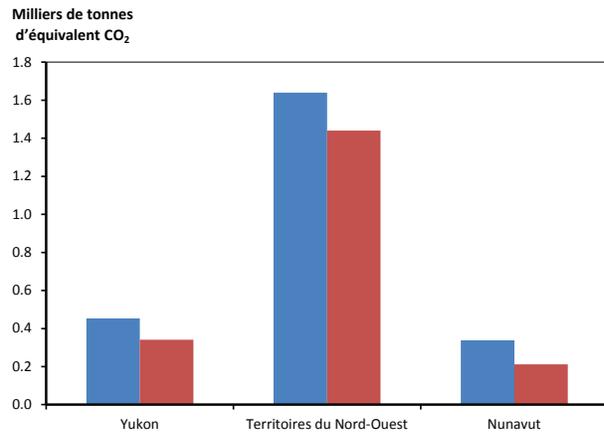
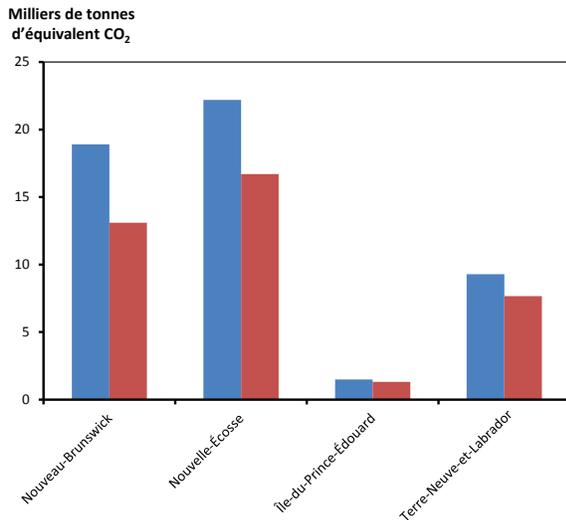
FIGURE 2.12

Émissions de GES liées à l'énergie selon la province ou le territoire en 2005 et en 2013

Émissions selon la région



Région de l'Atlantique et territoires en détail



■ 2005

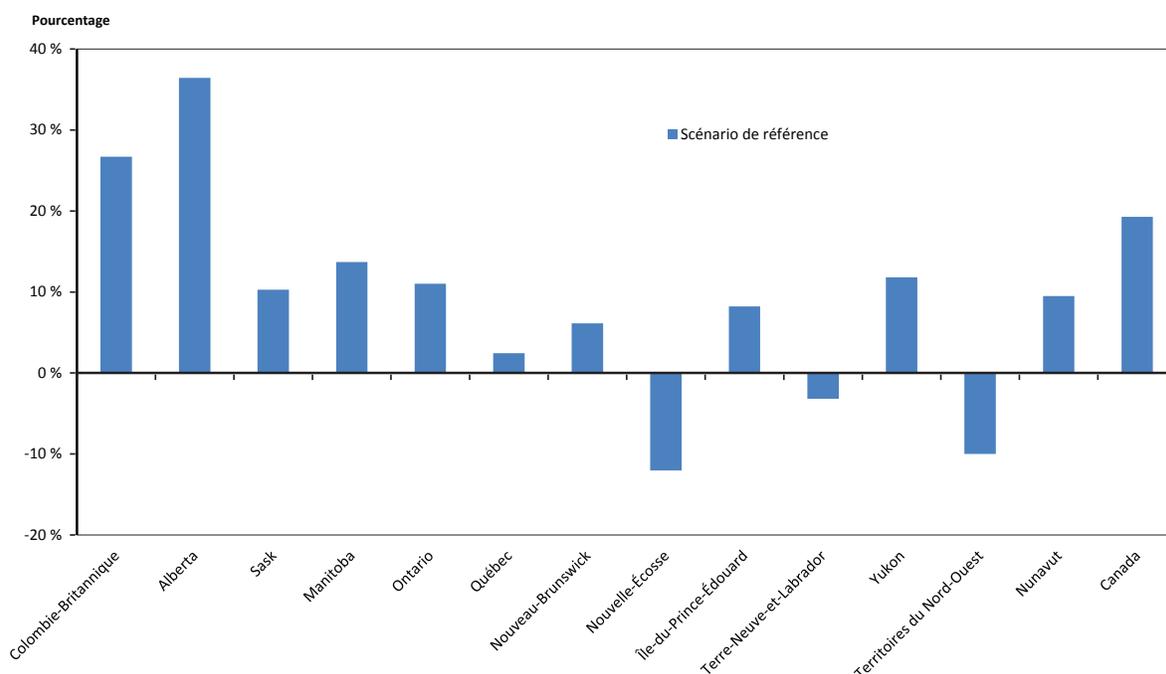
■ 2013

Source : Environnement et changement climatique Canada

- Dans le scénario de référence, la consommation totale d'énergie produite au moyen de combustibles fossiles augmente de 22 % de 2014 à 2040, une augmentation moyenne de 0,8 % par année. Cela suppose une tendance à la hausse des émissions de GES. Ces augmentations sont quelque peu contrebalancées par une croissance plus rapide des combustibles à intensité d'émissions moindre, comme le gaz naturel, et par une croissance plus lente des combustibles à intensité d'émissions plus élevée comme le charbon et les produits pétroliers raffinés. La figure 2.13 illustre la croissance de la consommation d'énergie produite au moyen de combustibles fossiles du scénario de référence selon la province ou le territoire de 2014 à 2040.

FIGURE 2.13

Pourcentage de croissance de la demande totale de combustibles fossiles, de 2014 à 2040 – Scénario de référence



- Les projections de la demande de combustibles fossiles dans le rapport AE 2016 tiennent seulement compte des politiques et des programmes en vigueur au moment de l'analyse à l'été 2015. Dans les derniers mois, plusieurs événements marquants au niveau provincial, largement en rapport avec la récente Conférence de Paris sur le climat, ont eu lieu et sont la source d'une incertitude considérable en ce qui concerne ces projections. Ces événements sont les suivants :
 - Au printemps 2015, le gouvernement de l'Alberta a mis sur pied un comité consultatif chargé d'examiner les politiques climatiques de la province et de donner des conseils sur une nouvelle série de politiques. En novembre 2015, le groupe a formulé un large éventail de recommandations stratégiques dans son rapport au ministre. L'adoption d'un prix unique pour les émissions de GES constituait l'une des recommandations du groupe⁴.

⁴ [Alberta Climate Leadership Panel: Climate Leadership - Report to Minister](#)

-
- Au début de décembre 2015, les premiers ministres du Québec, de l'Ontario, et du Manitoba ont signé un protocole d'entente, lequel vise à faciliter le raccordement des futurs systèmes de plafonnement et d'échange d'émissions des deux dernières provinces avec celui déjà en place dans la première⁵. À la fin du mois de février, l'Ontario a affiché son projet de règlement sur le plafonnement et l'échange pour une période de commentaires de la part du public et des parties prenantes⁶.
 - En avril 2015, la Colombie-Britannique a annoncé la formation d'une équipe de direction sur le climat devant fournir des recommandations fondées en vue d'élargir la portée du plan d'action de la province en la matière. L'équipe de direction a publié son rapport à la fin d'octobre 2015⁷, dans lequel elle présente 32 recommandations visant notamment l'élaboration de plusieurs nouvelles stratégies et, à compter de 2018, une augmentation de 10 \$ par année de la taxe provinciale sur le carbone, qui est actuellement de 30 \$ la tonne.
 - Vers la fin du mois de novembre, à la rubrique de la capacité de production d'électricité en Saskatchewan, le gouvernement de la province et SaskPower ont annoncé vouloir faire passer la part des énergies renouvelables à 50 %⁸. On prévoit que cette augmentation découlera d'un recours accru à l'éolien ainsi qu'à d'autres formes d'énergies renouvelables comme l'hydroélectricité, le solaire, la biomasse et la géothermie.

⁵ [Cabinet de la première ministre de l'Ontario : Communiqué - Le Québec, l'Ontario et le Manitoba forgent une alliance dynamique pour lutter contre les changements climatiques](#)

⁶ [Registre environnemental de l'Ontario : Proposition de règlement sur le plafonnement et l'échange de droits d'émission et Ligne directrice sur la déclaration des émissions de gaz à effet de serre révisée](#)

⁷ [B.C. Climate Leadership Team - Recommendations to Government](#)

⁸ [SaskPower: News Release - SaskPower to develop wind, solar and geothermal power to meet up to 50% renewable target](#)

PRINCIPALES CONCLUSIONS SELON LA PROVINCE ET LE TERRITOIRE

Aperçu des points saillants du rapport AE 2016	
Colombie-Britannique	<ul style="list-style-type: none"> La Colombie-Britannique mène sur le plan de la croissance de la production de gaz naturel au Canada. Les prix du gaz naturel et les exportations de GNL constituent les principales sources d'incertitude pour la Colombie-Britannique. On prévoit que la Colombie-Britannique ajoutera près de 5 000 MW de capacité de production d'électricité au cours de la période de projection. L'économie et la consommation d'énergie de la province croissent plus rapidement que la moyenne canadienne au cours de la période visée.
Alberta	<ul style="list-style-type: none"> La croissance de la production de pétrole est déterminée par l'évolution future des prix et des infrastructures. La production du gaz diminue dans tous les scénarios sauf dans ceux de prix élevés et de GNL élevé. La demande d'énergie pour utilisation finale varie considérablement selon le scénario. Les récentes annonces sur les politiques constituent un élément d'incertitude de première importance dans les projections.
Saskatchewan	<ul style="list-style-type: none"> La production de pétrole diminue dans tous les scénarios sauf dans celui de prix élevés. Une nouvelle capacité de production d'électricité sera requise pour répondre à la demande et remplacer les centrales au charbon mises hors service. La part des formes d'énergies renouvelables dans la composition de la capacité de production d'électricité devrait croître considérablement.
Manitoba	<ul style="list-style-type: none"> La capacité de production d'hydroélectricité du Manitoba augmente de plus de 2 000 MW. La consommation d'énergie de la province croît plus lentement que la moyenne nationale. Sa production de pétrole diminue dans tous les scénarios.
Ontario	<ul style="list-style-type: none"> La récente mise hors service de centrales au charbon et la remise à neuf planifiée de réacteurs nucléaires en Ontario stimulent la croissance de la capacité de production provenant de sources d'énergie renouvelable et de gaz naturel. La demande d'électricité augmente modestement, mais n'atteint pas les sommets de 2008. La demande d'énergie pour utilisation finale augmente légèrement au cours de la période de projection.
Québec	<ul style="list-style-type: none"> D'ici 2040, on prévoit que le Québec ajoutera 6 000 MW de nouvelle capacité de production d'énergie éolienne et hydroélectrique. La consommation d'énergie au Québec est stagnante dans le scénario de référence. La demande demeure inférieure au sommet de 2007 pendant toute la période étudiée.
Nouveau-Brunswick	<ul style="list-style-type: none"> Le Nouveau-Brunswick maintient un bouquet énergétique diversifié. La demande d'énergie pour utilisation finale augmente en général, mais baisse après 2025. La demande de gaz naturel est stable en raison de la réduction de l'utilisation pour la production d'électricité et de l'augmentation de l'utilisation dans les secteurs industriel et commercial.
Nouvelle-Écosse	<ul style="list-style-type: none"> Au cours de la période de projection, la part de sources d'énergie renouvelable de la Nouvelle-Écosse devrait augmenter. La production de gaz naturel au large de la province faiblit au cours de la période étudiée. La demande d'énergie pour utilisation finale diminue pendant la période de projection en raison des déclinis industriels et des projections de croissance du PIB et de la population.
Île-du-Prince-Édouard	<ul style="list-style-type: none"> La demande d'énergie pour utilisation finale augmente au cours de la période de prévision en raison de l'augmentation de l'activité manufacturière. La demande d'électricité augmente constamment, stimulée par la consommation dans les bâtiments et le secteur manufacturier. La production d'énergie éolienne continue de croître pendant la période de projection.
Terre-Neuve-et-Labrador	<ul style="list-style-type: none"> L'hydroélectricité dominera encore davantage la production d'électricité. La production extracôtière de pétrole augmente à moyen terme dans tous les scénarios; cependant, le moment de la hausse de production varie selon le scénario. La demande d'énergie pour utilisation finale augmente à moyen terme, mais baisse par la suite.
Yukon	<ul style="list-style-type: none"> La demande est instable à cause du secteur minier. La répartition des sources d'énergie demeure la plus diversifiée des territoires nordiques. Le Yukon devrait ajouter 200 MW de capacité de production au cours de la période de projection.
Territoires du Nord-Ouest	<ul style="list-style-type: none"> La production de pétrole et de gaz naturel diminue pendant la période visée dans tous les scénarios. La production réduite de gaz naturel cause la baisse de la consommation de gaz naturel; d'autres combustibles constituent les parts dans le marché du chauffage. Les génératrices au diesel demeureront la principale source d'électricité.
Nunavut	<ul style="list-style-type: none"> La demande d'énergie augmente modérément au cours de la période de projection. La croissance de la demande industrielle est attribuable à l'activité minière. Les produits pétroliers raffinés continuent de composer la plus grande part du bouquet énergétique. Les sources d'énergie renouvelable obtiennent une petite part du bouquet énergétique du Nunavut.

À moins d'indication contraire, ces résultats proviennent de la projection du scénario de référence, un scénario de base qui suppose des prix de l'énergie médians, et de politiques et de règlements qui étaient en vigueur ou sur le point de l'être au moment où l'analyse a été complétée, en août 2015.

COLOMBIE-BRITANNIQUE

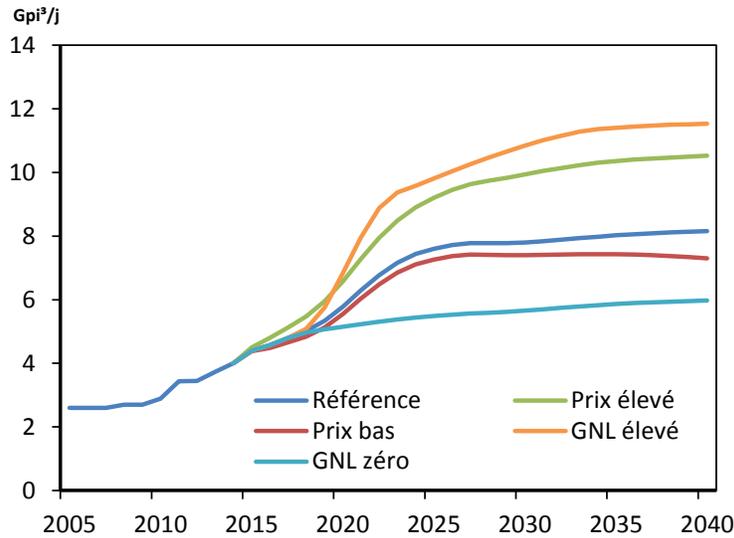
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La Colombie-Britannique mène sur le plan de la croissance de la production de gaz naturel au Canada.** On prévoit une hausse de la production de gaz naturel en Colombie-Britannique dans tous les scénarios. Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel de la province atteint 8,2 Gpi³/j, une augmentation comparativement au niveau de 4,0 Gpi³/j en 2014. Cette augmentation est attribuable aux exportations présumées de 2,5 Gpi³/j de GNL d'ici 2023. En ce qui a trait à la production d'électricité au Canada, la part de la Colombie-Britannique augmente considérablement, passant de 27 à 46 % de 2014 à 2040.
- **Les prix du gaz naturel et les exportations de GNL constituent les principales sources d'incertitude pour la Colombie-Britannique.** Les tendances en matière de production de gaz naturel, de croissance économique et de demande d'énergie varient grandement dans les scénarios de prix et de GNL. Dans les scénarios de prix élevés et de GNL élevé, la production augmente à 10,5 Gpi³/j et 11,5 Gpi³/j, respectivement. Dans les scénarios de prix bas et de GNL zéro, les augmentations sont limitées à 7,3 Gpi³/j et 6,0 Gpi³/j, respectivement.
- **On prévoit que la Colombie-Britannique ajoutera près de 5 000 MW de capacité de production d'électricité au cours de la période de projection.** Cela comprend plusieurs grandes installations hydroélectriques (Mica 5 et 6, Site C et Revelstoke 6) et ajouts de capacité de production à partir d'énergie renouvelable (vent, biomasse et gaz naturel).
- **L'économie et la consommation d'énergie de la province croissent plus rapidement que la moyenne canadienne au cours de la période visée.** La demande d'énergie pour utilisation finale de la Colombie-Britannique augmente à un taux de croissance annuel moyen de 0,9 % au cours de la période de projection, passant de 1 180 à 1 495 PJ de 2014 à 2040. C'est plus élevé que la croissance canadienne de la demande pour utilisation finale de 0,7 %, qui est attribuable à la plus grande croissance économique de la province et à la hausse de la consommation d'énergie associée à une plus forte production de gaz naturel et à son transport, ainsi qu'à la liquéfaction de GNL.

FIGURE C.-B.1 :

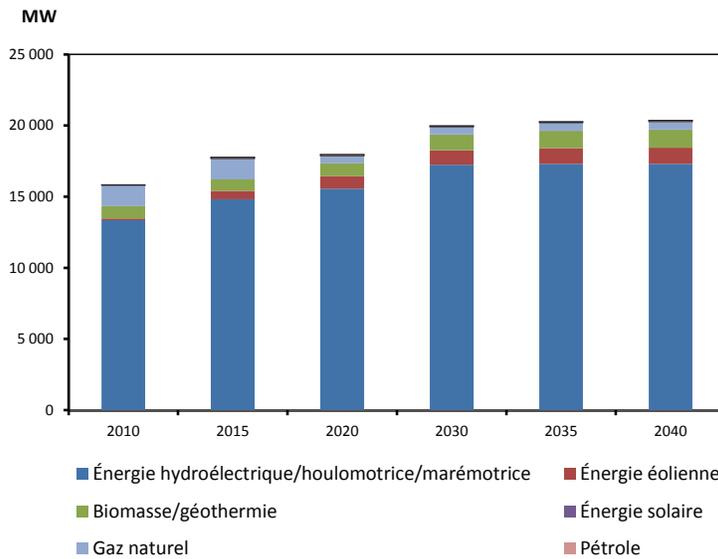
Production de gaz naturel selon le scénario



Remarques : La production de gaz naturel en Colombie-Britannique augmente dans tous les scénarios. Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel de la Colombie-Britannique atteint 8,2 Gpi³/j, comparativement à 4,0 Gpi³/j en 2014. Un facteur important de la croissance de la production est l'exportation présumée de GNL de la côte Ouest, avec les scénarios de GNL élevé et de GNL zéro entraînant respectivement la plus grande et la plus faible production de la Colombie-Britannique à long terme.

FIGURE C.-B.2 :

Ajouts de capacité électrique



Remarques : La capacité de production d'électricité de la Colombie-Britannique passe de 16 860 à 20 500 MW de 2014 à 2040. Presque 3 000 MW de cette augmentation proviennent de l'hydroélectricité, avec les ajouts importants suivants : Site C (2024), centrale Revelstoke 6 (2020) et centrales Mica 5 (2014) et 6 (2015). D'ici 2040, la capacité de la production tirée de l'éolien et de la biomasse double presque des niveaux actuels, atteignant 2 400 MW. De plus, au cours de la période de projection, on prévoit que la Colombie-Britannique éliminera près de 1 000 MW de capacité de production au gaz naturel.

ALBERTA

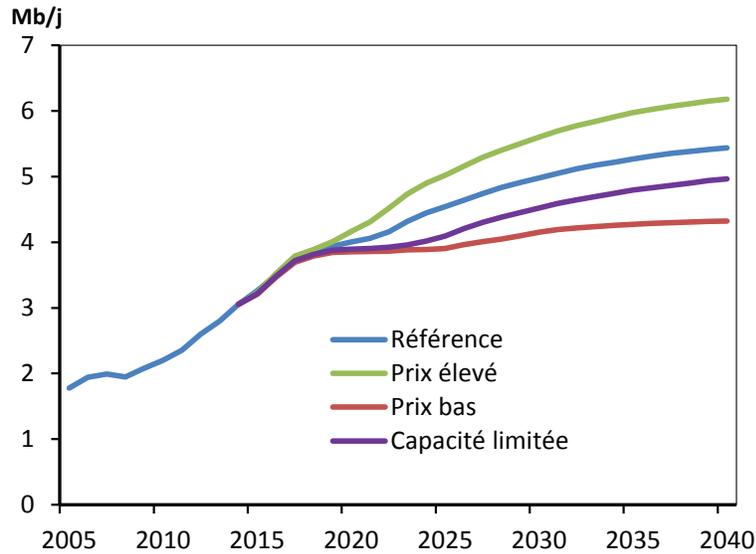
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La croissance de la production de pétrole est déterminée par l'évolution future des prix et des infrastructures.** La production de pétrole de l'Alberta devrait augmenter, entraînée par la croissance de la production de pétrole tiré des sables bitumineux. La production de pétrole augmente de 78 % par rapport à 2014 dans le scénario de référence, atteignant 5,4 Mb/j d'ici 2040. Dans le scénario de prix élevés, la production croît encore plus rapidement, soit 6,2 Mb/j d'ici 2040. Dans les scénarios de prix bas et de capacité limitée, la production augmente toujours, mais à un rythme plus lent, avec une production en 2040 atteignant 4,3 Mb/j dans le scénario de prix bas et 5,0 Mb/j dans le scénario de capacité limitée.
- **La production du gaz diminue dans tous les scénarios sauf dans ceux de prix élevés et de GNL élevé.** La production de gaz naturel de l'Alberta dans le scénario de référence diminue de 9,9 à 9,5 Gpi³/j de 2014 à 2040. On voit également une baisse de la production dans les scénarios de prix bas et de GNL zéro au cours de la période de projection, passant à 8,0 Gpi³/j et 9,2 Gpi³/j respectivement. Dans le scénario de prix élevés, la production augmente à 12,7 Gpi³/j, alors que dans le scénario de GNL élevé, elle stagne.
- **La demande pour utilisation finale varie considérablement selon le scénario.** Dans le scénario de référence, la demande augmente de 3 978 à 5 426 PJ de 2014 à 2040, une hausse de 36 %. La demande de l'Alberta varie considérablement dans plusieurs autres scénarios en raison des variations de production d'énergie et de croissance économique. Dans les scénarios de prix élevés, de prix bas et de capacité limitée, la production augmente de 46, 23 et 30 % et la demande atteint 5 816, 4 888 et 5 188 PJ, respectivement.
- **Les récentes annonces sur les politiques constituent un élément d'incertitude de première importance dans les projections.** Les projections de la demande du rapport AE 2016 ne comprennent pas les répercussions de la nouvelle politique climatique de l'Alberta, annoncée à la fin de 2015. Les principaux changements pourraient inclure un prix du carbone pour l'ensemble de l'économie, un plafond sur les émissions provenant de sables bitumineux et une élimination progressive de la production au charbon émettant des GES d'ici 2030.

FIGURE ALB.1 :

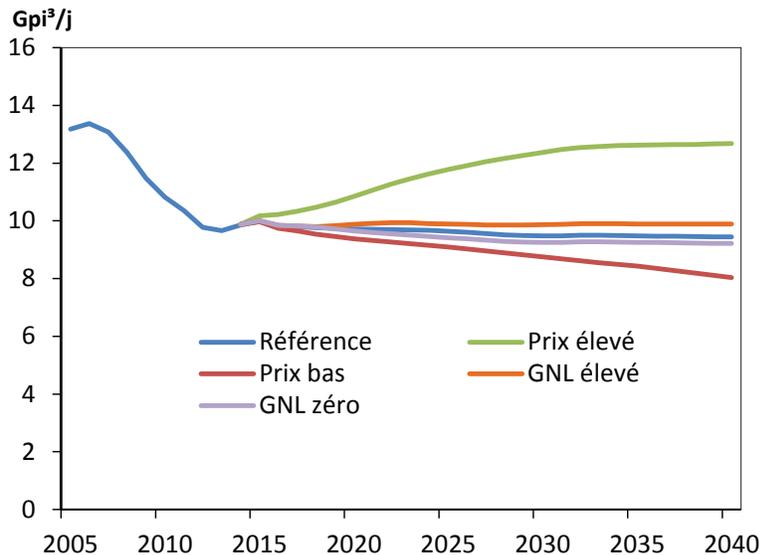
Production de pétrole selon le scénario



Remarques : La production de pétrole en Alberta augmente dans le scénario de référence, atteignant 5,4 Mb/j en 2040, une hausse de 79 % par rapport à 2014. La production dans les scénarios de prix élevés, de prix bas et de capacité limitée atteint respectivement 6,2, 4,3 et 5,0 Mb/j d'ici 2040.

FIGURE ALB.2 :

Production de gaz naturel selon le scénario



Remarques : Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel de l'Alberta diminue légèrement à 9,5 Gpi³/j en 2040, soit 4 % de moins par rapport à 2014. La production dans les scénarios de prix élevés, de prix bas, de GNL élevé et de GNL zéro atteint respectivement 13, 8, 10 et 9 Gpi³/j d'ici 2040.

SASKATCHEWAN

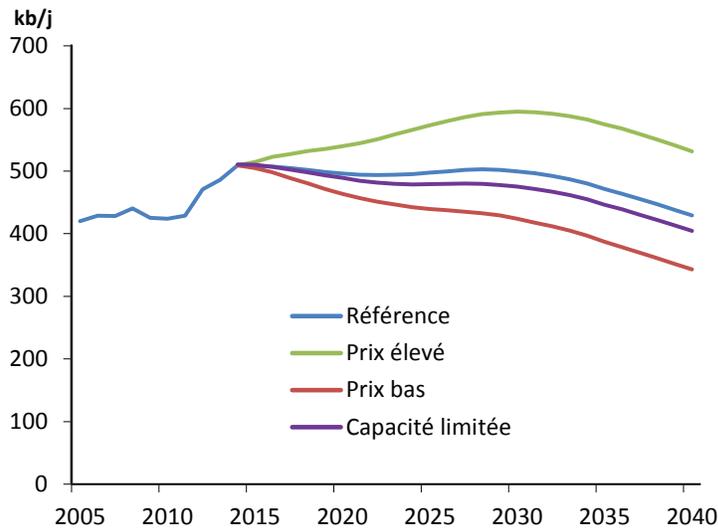
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La production de pétrole diminue dans tous les scénarios sauf dans celui de prix élevés.** Bien que la Saskatchewan demeure le plus grand producteur de pétrole lourd classique dans le scénario de référence, la production totale de pétrole baisse de 16 % par rapport à 2014, passant de 509 à 429 milliers de barils par jour (kb/j) d'ici 2040. Le scénario de prix élevés est le seul scénario dans lequel la production augmente d'ici 2040, atteignant 532 kb/j. Dans le scénario de prix bas, la production de pétrole diminue à 343 kb/j d'ici 2040.
- **Une nouvelle capacité de production d'électricité sera requise pour répondre à la demande et remplacer les centrales au charbon mises hors service.** Au cours de la période de projection, la demande d'électricité de la Saskatchewan augmente à un taux annuel moyen de 1,1 %, ou environ 7 TWh. Dans le rapport AE 2016, la croissance de la demande et le remplacement du charbon sont satisfaits principalement par la production de gaz naturel, qui augmente de 8 500 à 20 500 gigawattheures (GWh) de 2014 à 2040. En 2014, l'unité numéro 3 de la centrale de Boundary Dam est devenue la première centrale au charbon commerciale à utiliser une technique de capture et stockage de carbone (CSC). Une autre centrale au charbon utilisant la technique CSC sera ajoutée ultérieurement durant la période étudiée.
- **La part des formes d'énergies renouvelables dans la composition de la capacité de production d'électricité devrait croître considérablement.** À l'automne 2015, la Saskatchewan a annoncé un objectif de 50 % d'énergie renouvelable d'ici 2030. Dans les projections du rapport AE 2016, qui ont été effectuées avant cette annonce, la part de la capacité de production d'énergie renouvelable augmente de 25 à 40 % au cours de la période visée.

FIGURE SASK.1 :

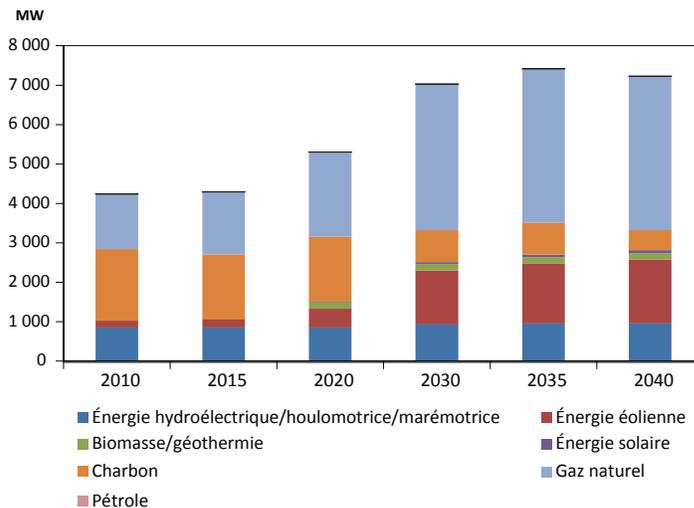
Production de pétrole selon le scénario



Remarques : La production de pétrole en Saskatchewan diminue dans chaque scénario, à l'exception de celui de prix élevés alors qu'elle atteint 0,53 Mb/j, une hausse de 3,3 % par rapport à 2014. Le scénario de prix bas a le plus grand effet négatif sur la production de pétrole, la faisant passer à 0,34 Mb/j, soit 32 % de moins par rapport à 2014.

FIGURE SASK.2 :

Capacité de production d'électricité projetée



Remarques : La Saskatchewan dépend actuellement du charbon pour la production de la charge de base; au cours de la période de projection, il représente une plus petite part de la composition de la capacité d'électricité de la province. En 2014, la première centrale au charbon commerciale utilisant une technique de CSC a été mise en service à la centrale de Boundary Dam.

MANITOBA

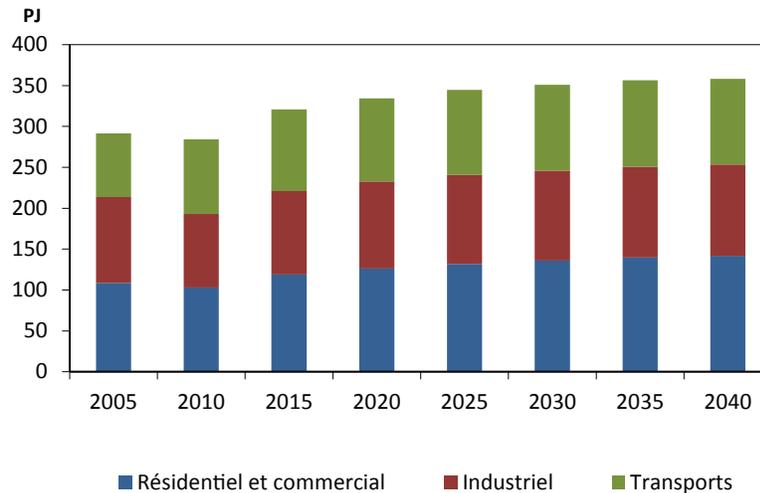
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La capacité de production d'hydroélectricité du Manitoba augmente de plus de 2000 MW.**
Le rapport AE 2016 tient pour acquis que les installations hydroélectriques Keeyask et Conawapa seront construites au cours de la période de projection, ce qui mène à une importante hausse de l'exportation d'électricité de la province. Depuis la dernière décennie, le Manitoba a exporté des surplus d'électricité aux États-Unis et aux provinces avoisinantes. Stimulées par des contrats à long terme et l'ajout des installations Keeyask et Conawapa, les exportations du Manitoba aux États-Unis devraient augmenter d'ici la fin de la période de projection.
- **La consommation d'énergie de la province croît plus lentement que la moyenne nationale.**
La demande pour utilisation finale du Manitoba augmente à un taux moyen de 0,5 % par année au cours de la période étudiée, passant de 315 à 358 PJ de 2014 à 2040. Cette croissance est inférieure au taux annuel de 0,7 % de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada. Elle suit les tendances de la croissance économique, où le taux de croissance annuel moyen du PIB de la province de 1,5 % est également ralenti par rapport au taux de 1,7 % du Canada.
- **Sa production de pétrole diminue dans tous les scénarios.** Stimulée par des activités de mise en valeur de pétrole de réservoirs étanches, la production de pétrole du Manitoba a rapidement augmenté de 2010 à 2013, atteignant 55,5 kb/j. La production a chuté en 2014 à 46,0 kb/j; elle devrait continuer de diminuer comme en font état tous les scénarios du rapport AE 2016 et grimper à 14 kb/j d'ici 2040. Cette diminution reflète le potentiel limité actuel des ressources pétrolières des réservoirs étanches au Manitoba. Les différents prix dans les divers scénarios ont une incidence sur la vitesse du déclin de la production.

FIGURE MAN.1 :

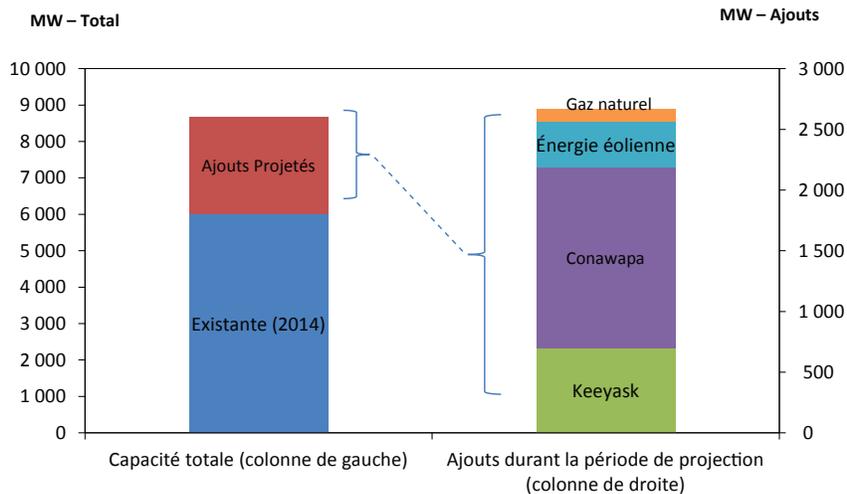
Consommation d'énergie selon le secteur



Remarques : La demande d'énergie pour utilisation finale du Manitoba passe à 358 PJ en 2040, une hausse de 14 % par rapport à 2014. La consommation d'énergie est poussée à la hausse par les prix bas dans le scénario de prix bas, atteignant 381 PJ en 2040, et à la baisse par les prix élevés dans le scénario de prix élevés, atteignant 344 PJ.

FIGURE MAN.2 :

Ajouts de capacité de production d'électricité



Remarques : La capacité de production d'électricité du Manitoba est passée de 6 000 à 8 600 MW de 2014 à 2040. La majeure partie de la composition de la capacité de production du Manitoba est l'hydroélectricité, ce qui demeure le cas dans la prévision du rapport AE 2016. La capacité de production du Manitoba augmente grâce à deux importants ajouts - les installations hydroélectriques Keeyask (700 MW, mise en service en 2020-2021) et Conawapa (1 485 MW, mise en service en 2025) -, ainsi que près de 400 MW de capacité éolienne supplémentaire et de modestes quantités d'autres formes d'énergies renouvelables.

ONTARIO

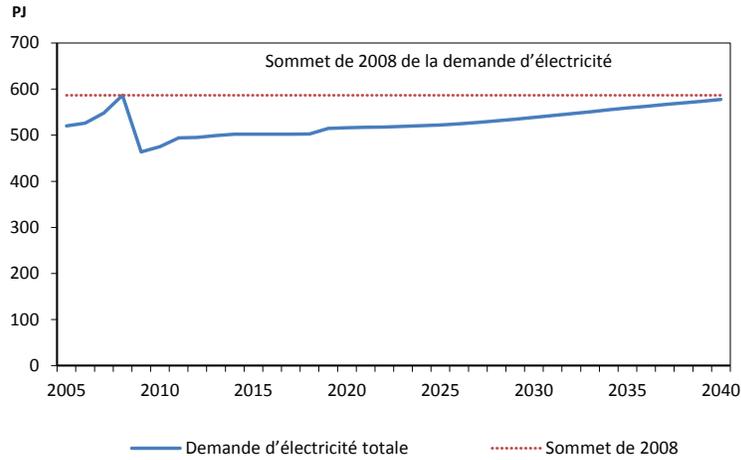
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La récente mise hors service de centrales au charbon et la remise à neuf planifiée de réacteurs nucléaires en Ontario stimulent la croissance de la capacité de production provenant de sources d'énergie renouvelable et de gaz naturel.** Au cours de la période de projection, on prévoit que l'Ontario ajoutera plus de 11 gigawatts (GW) de nouvelle capacité de production. L'énergie éolienne, solaire et le gaz naturel composeront 90 % des nouveaux ajouts, augmentant respectivement de 4,8, 3,2 et 2,3 GW. L'Ontario a le plus important déploiement d'installations solaires et éoliennes au Canada avec une capacité installée combinée de plus de 4 000 MW. D'ici 2040, on estime que sa capacité de production éolienne, solaire et bioénergétique atteindra 12 497 MW, représentant 28 % de l'offre totale.
- **La demande d'électricité augmente modestement, mais n'atteint pas les sommets de 2008.** Le ralentissement économique de 2008 a entraîné une longue période de repli des secteurs minier et manufacturier énergivores de l'Ontario. La demande d'énergie dans la province est toujours sous le sommet atteint en 2008 et ne devrait pas le dépasser durant la période de projection. L'expansion éventuelle du secteur industriel de l'Ontario constitue un élément d'incertitude de première importance relativement à la demande d'électricité. En particulier, la future croissance accélérée du secteur minier pourrait mener à une plus grande croissance de la demande d'électricité dans la province.
- **La demande d'énergie pour utilisation finale augmente légèrement au cours de la période de projection.** La demande totale d'énergie pour utilisation finale passe de 3 045 à 3 380 PJ au cours de la période de projection, alors que les baisses dans le secteur des transports sont contrebalancées par des gains dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel. Les scénarios de sensibilité du rapport AE 2016 ont peu d'effets sur la demande d'énergie pour utilisation finale de l'Ontario, les scénarios de prix élevés et de prix bas affichant respectivement une demande de 3 259 PJ et 3 544 PJ d'ici 2040.

FIGURE ONT. 1 :

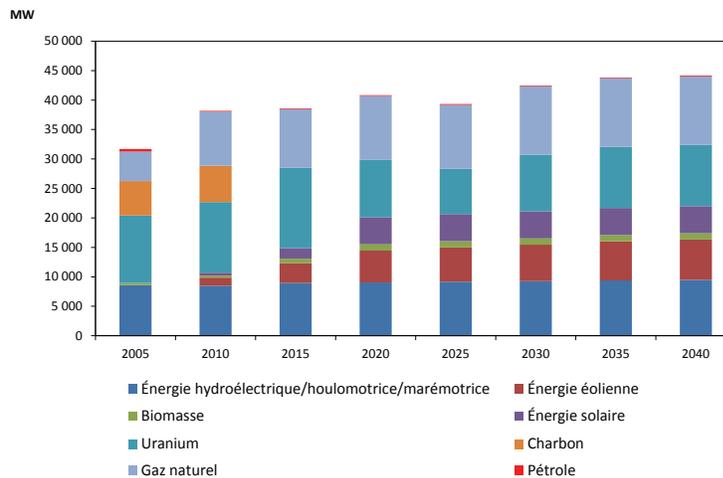
Demande d'électricité



Remarques : La demande d'électricité de l'Ontario a atteint un sommet en 2008 et a chuté rapidement par la suite en raison du ralentissement économique de 2008-2009. Le tableau ci-dessus illustre l'effet du ralentissement. Malgré la croissance de la demande dans le secteur industriel et des bâtiments de l'Ontario, la consommation d'électricité demeure sous le sommet de 2008.

FIGURE ONT. 2 :

Capacité de production d'électricité



Remarques : Le début de la remise à neuf des centrales nucléaires Bruce et Darlington est prévu dans les prochaines années, alors que les six tranches exploitées à la centrale Pickering seront mises hors service d'ici 2020. L'Ontario prévoit répondre aux besoins d'électricité durant cette période grâce à des stratégies en matière de production de gaz naturel, de sources d'énergie renouvelable, d'importations et d'économies d'énergie.

QUÉBEC

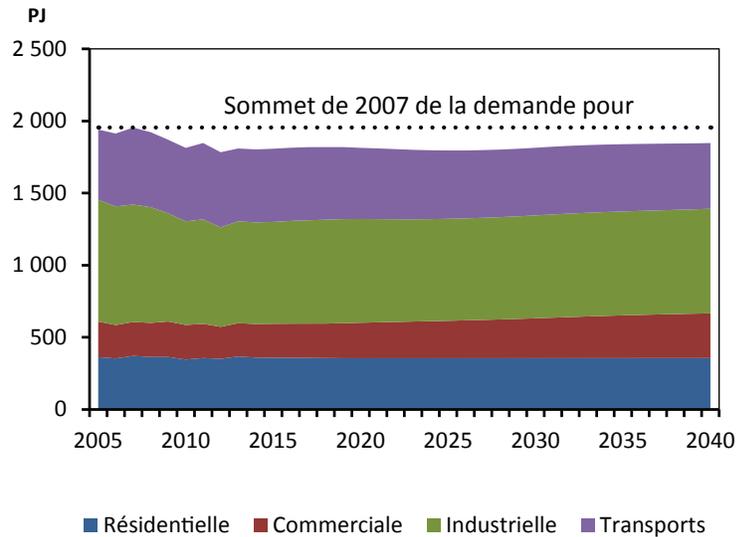
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **D'ici 2040, on prévoit que le Québec ajoutera 6 000 MW de nouvelle capacité de production d'énergie éolienne et hydroélectrique.** On prévoit ajouter près de 3 000 MW de nouvelle capacité hydroélectrique au cours de la période de projection. Les principaux ajouts comprennent : Petit Mécatina 1 à 4 (de 2028 à 2031) et Romaine 1 à 4 (de 2016 à 2021). D'ici 2040, la capacité de production éolienne, solaire et bioénergétique devrait atteindre 5 571 MW. L'énergie éolienne représente la plus grande part de la croissance des énergies renouvelables, avec près de 3 000 MW de nouveaux ajouts. On prévoit que les exportations d'électricité du Québec demeurent fortes durant la période visée. Récemment, l'Ontario et le Québec ont signé un protocole d'entente pour échanger de l'électricité.
- **La consommation d'énergie au Québec est stagnante dans le scénario de référence.** La demande d'énergie pour utilisation finale croît légèrement, soit de 1 803 à 1 847 PJ de 2014 à 2040. Cette croissance limitée découle de baisses dans les secteurs résidentiel et des transports, et contrebalance la plupart des gains dans les secteurs commercial et industriel. Cette croissance relativement stagnante est influencée par la participation du Québec à un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES avec la Californie, et à des politiques climatiques connexes. L'électricité représente la majorité de la croissance de la demande de la province au cours de la période de projection, passant de 112 à 786 PJ d'ici 2040.
- **La demande demeure inférieure au sommet de 2007 pendant toute la période étudiée.** La demande d'énergie pour utilisation finale du Québec a rapidement diminué de son sommet de 2007 (1 954 PJ) alors que son secteur manufacturier a fait face à une importante contraction en raison du ralentissement économique de 2008. La demande pour utilisation finale augmente de 44 PJ pour atteindre 1 847 PJ en 2040, mais demeure en dessous du sommet de 2007 pour toute la période de projection. Les prix plus bas de l'énergie font légèrement augmenter la demande à 1 890 PJ en 2040 dans le scénario de prix bas, alors que les prix plus élevés font baisser la demande à 1 816 PJ d'ici 2040 dans le scénario de prix élevés.

FIGURE QC.1 :

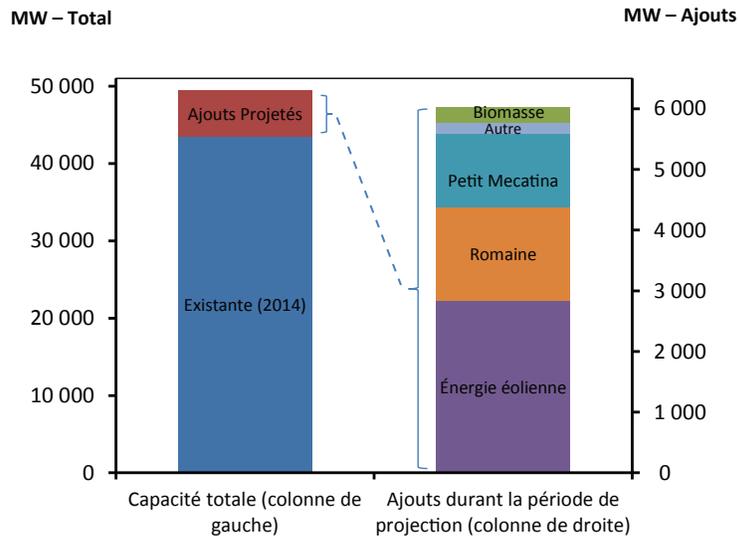
Demande d'énergie pour utilisation finale selon le secteur



Remarques : La demande d'énergie pour utilisation finale du Québec est relativement stagnante au cours de la période visée, se situant à 1847 PJ en 2040, bien en dessous du sommet de 1954 PJ en 2007 avant la récession et seulement 2,4 % de plus qu'en 2014.

FIGURE QC.2 :

Ajouts de capacité de production d'électricité



Remarques : La majeure partie de la capacité de production du Québec est l'hydroélectricité, qui représente 91 % (2014) de la capacité installée totale de la province. Le Québec produit plus de 50 % de l'hydroélectricité canadienne (2014). En guise de comparaison, le Manitoba, l'Ontario et la Colombie-Britannique produisent ensemble 37 % de l'hydroélectricité.

NOUVEAU-BRUNSWICK

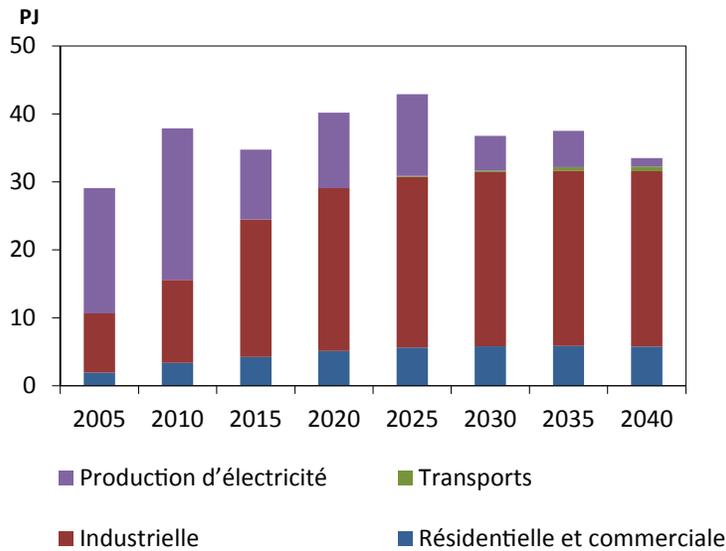
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **Le Nouveau-Brunswick maintient un bouquet énergétique diversifié.** L'offre d'électricité du Nouveau-Brunswick provient de diverses sources, ce qui ne devrait pas changer au cours de la période de projection. [Le Nouveau-Brunswick possède une Norme de portefeuille renouvelable \(NPR\)](#) qui cible 40 % de l'offre d'énergie renouvelable d'ici 2020. Cette NPR couvre l'électricité produite ou importée provenant de sources d'énergie renouvelable. Au cours de la période étudiée, on prévoit que près de 130 MW de nouvelle capacité de production éolienne et solaire seront mis en service. Conformément au plan de ressources intégré du Nouveau-Brunswick, la centrale au charbon Belledune devrait demeurer en service au cours de la période de projection.
- **La demande d'énergie pour utilisation finale augmente en général, mais baisse après 2025.** Les hausses à moyen terme dans la construction et le secteur manufacturier font en sorte que la demande d'énergie pour utilisation finale augmente au-dessus du niveau de 2014 de 239 PJ et atteint un sommet à 263 PJ en 2025. La demande diminue à 254 PJ d'ici 2040, principalement en raison de la croissance stagnante dans ces industries et la demande à la baisse pour le transport de personnes. Les scénarios de prix bas et de prix élevés influent sur les projections comme prévu, avec les prix plus bas de l'énergie dans le scénario de prix bas faisant grimper la demande pour utilisation finale à 270 PJ en 2040 et les prix plus élevés du scénario de prix élevés faisant diminuer la demande de 2040 à 243 PJ.
- **La demande de gaz naturel augmente et baisse par la suite alors que la réduction de la production d'électricité contrebalance les augmentations dans les secteurs industriel et commercial.** La demande de gaz naturel augmente à moyen terme et diminue par la suite à mesure que des installations à cycle combiné alimentées au gaz naturel sont mises hors service au milieu des années 2020, comme il est suggéré dans le dernier plan de ressources intégré de la province. En plus de la baisse de la demande résidentielle, ces mises hors service contrebalancent les gains dans la demande de gaz commerciale et industrielle, faisant en sorte que la demande ne croît que de 32 à 33 PJ de 2014 à 2040.

FIGURE N. - B. 1 :

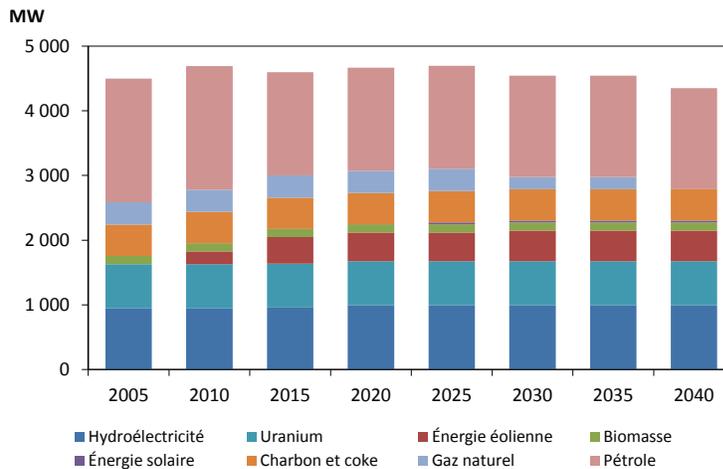
Demande de gaz naturel selon le secteur



Remarques : La demande de gaz naturel augmente à moyen terme alors qu'il est de plus en plus utilisé pour des applications industrielles et pour le chauffage résidentiel et commercial. À long terme, la demande de gaz naturel diminue à mesure que des centrales électriques alimentées au gaz naturel sont mises hors service.

FIGURE N. - B. 2 :

Composition de la capacité de production d'électricité



Remarques : L'énergie nucléaire et hydroélectrique représente plus de 60 % de la production actuelle du Nouveau-Brunswick et on prévoit que cela demeurera stable au cours de la période de projection.

NOUVELLE-ÉCOSSE

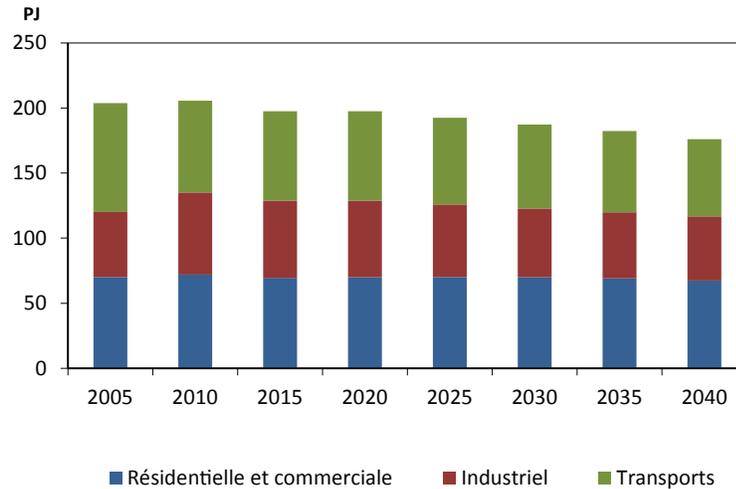
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **Au cours de la période de projection, la part de sources d'énergie renouvelable de la Nouvelle-Écosse devrait augmenter.** La Nouvelle-Écosse a une [norme en matière d'énergie renouvelable](#) prescrite par la loi qui exige que 40 % de l'électricité de la province provienne d'énergie renouvelable d'ici 2020. Le rapport AE 2016 prévoit que cette norme sera respectée grâce à la production éolienne, hydroélectrique et à partir de la biomasse, avec une source d'énergie renouvelable supplémentaire provenant de Muskrat Falls au Labrador. Une proportion de 20 % de l'énergie produite par cette centrale sera réservée à la Nouvelle-Écosse et des quantités supplémentaires seront probablement transférables à la province. En 2014, le gouvernement fédéral et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse ont passé un accord d'équivalence selon lequel les lois provinciales fixant les limites pour les émissions de GES, établies en tonnes d'équivalent CO₂, sont considérées comme équivalentes aux dispositions correspondantes de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* et de la réglementation sur la réduction, à condition que certaines limites d'émissions soient respectées.
- **La production de gaz naturel au large de la province faiblit au cours de la période étudiée.** La production de Deep Panuke diminue de façon constante d'un taux annuel de 199 Mpi³/j en 2014; l'exploitation est maintenant limitée à la saison hivernale. La production du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable est aussi en déclin, de son taux annuel de 123 Mpi³/j en 2014. Il est probable que l'exploitation de ces deux projets cessera bien avant 2040, mais le moment exact reste incertain. L'exploration en mer sur la côte Est continue et de futures découvertes et mises en valeur dans ces régions représentent une importante source d'incertitude quant à l'offre d'énergie et aux projections de demande d'énergie pour la Nouvelle-Écosse.
- **La demande d'énergie pour utilisation finale diminue pendant la période de projection en raison des déclinés industriels et des projections de croissance du PIB et de la population.** La demande d'énergie pour utilisation finale diminue de 200 à 176 PJ de 2014 à 2040. Cela est principalement attribuable à la diminution d'énergie associée à la baisse de la production de gaz naturel. La lente croissance du PIB, la croissance déclinante de la population et l'amélioration de l'efficacité énergétique contribuent à une baisse de la demande dans les secteurs résidentiel, commercial et des transports. La demande croissante du secteur manufacturier, entraînée par la croissance de la construction de bateaux, contrebalance certaines de ces diminutions.

FIGURE N.-É. 1 :

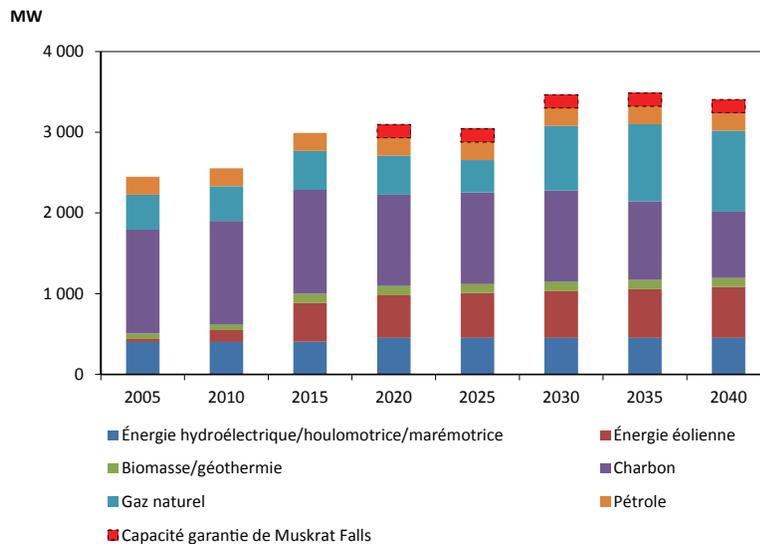
Demande pour utilisation finale selon le secteur



Remarques : La demande pour utilisation finale de la Nouvelle-Écosse diminue à taux moyen annuel de 0,5 % au cours de la période de prévision. Cela est attribuable à la réduction de la production de gaz naturel et à la lente croissance des facteurs macroéconomiques.

FIGURE N.-É. 2 :

Ajouts de capacité de production d'électricité



Remarques : En 2014, plus de 60 % de la production de la Nouvelle-Écosse provenait des centrales alimentées au charbon. Au cours de la période de projection, on prévoit que la Nouvelle-Écosse utilisera plus d'électricité provenant d'énergie renouvelable, y compris les importations d'hydroélectricité de Terre-Neuve-et-Labrador. Le tableau ci-dessus indique l'énergie garantie à la Nouvelle-Écosse associée à Muskrat Falls. La province a également l'option d'acheter de l'énergie supplémentaire aux tarifs du marché.

ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD

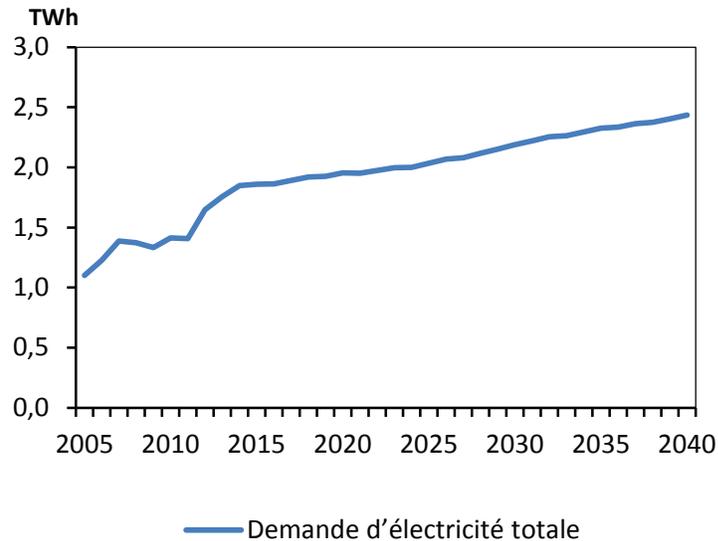
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La demande d'énergie pour utilisation finale augmente au cours de la période de prévision en raison de l'augmentation de l'activité manufacturière.** La demande d'énergie pour utilisation finale de l'Île-du-Prince-Édouard passe de 26 PJ en 2014 à tout juste en dessous de 29 PJ en 2040. Cela est le résultat de hausses dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel contrebalançant une légère baisse dans le secteur des transports. Les prix plus élevés de l'énergie dans le scénario de prix élevés réduisent la croissance de la demande pour utilisation finale à 27 PJ en 2040. D'un autre côté, les prix plus bas de l'énergie dans le scénario de prix bas entraînent une plus grande demande pour utilisation finale d'un peu plus de 29 PJ d'ici 2040.
- **La demande d'électricité augmente constamment, stimulée par la consommation dans les bâtiments et le secteur manufacturier.** La demande d'électricité augmente de 0,6 TWh au cours de la période de prévision pour atteindre 2,4 TWh en 2040 et 57 % de cette augmentation est attribuable au secteur manufacturier. Les bâtiments résidentiels et commerciaux contribuent à 40 % de l'augmentation.
- **La production d'énergie éolienne continue de croître pendant la période de projection.** Depuis 2005, la capacité de production éolienne à l'Île-du-Prince-Édouard a rapidement augmenté. En 2014, la capacité éolienne était de 197 MW. D'ici 2040, on prévoit que la capacité éolienne augmentera à 267 MW, produisant 855 gigawattheures (GWh). Cela est équivalent à 36 % de la demande d'électricité de la province en 2040. L'Île-du-Prince-Édouard dépend des importations du Nouveau-Brunswick pour la majeure partie de sa demande d'électricité et continue d'en dépendre au cours de la période de projection.

FIGURE Î.-P.-É. 1 :

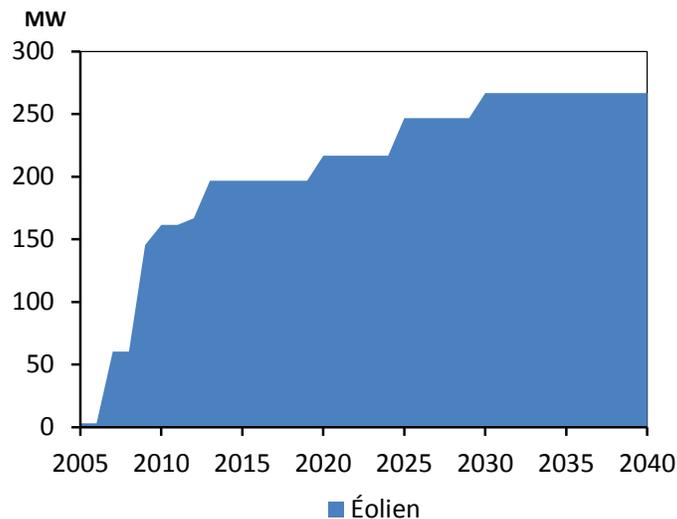
Demande d'électricité



Remarques : La demande d'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard augmente de façon constante au cours de la période visée à un taux annuel moyen de 1,1 % pour atteindre 2,4 TWh, une hausse de 32 % par rapport à 2014. Cela est attribuable à la demande du secteur de la fabrication qui augmente d'une moyenne de 2,2 % par année, et à la modeste croissance de l'utilisation par les bâtiments résidentiels et commerciaux, soit une moyenne annuelle de 0,9 %.

FIGURE Î.-P.-É. 2 :

Capacité éolienne



Remarques : Au cours de la période de projection, la capacité éolienne de l'Île-du-Prince-Édouard augmente d'environ 50 MW et la production éolienne passe à 855 GWh d'ici 2040.

TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

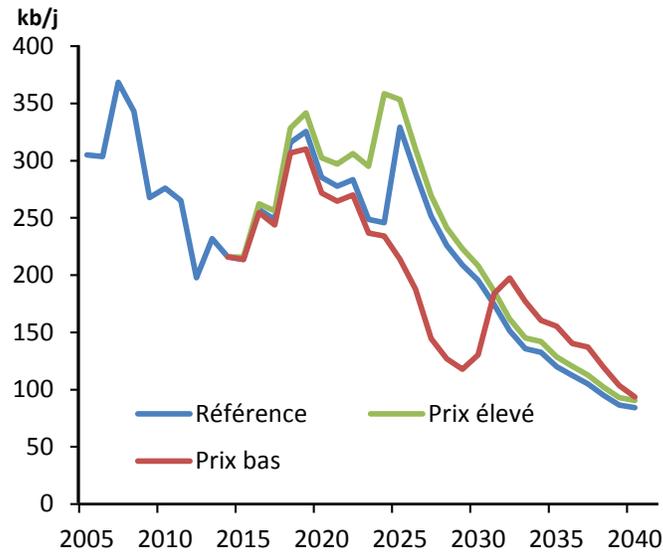
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La production d'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador sera encore plus dominée par l'hydroélectricité.** Avec l'achèvement de Muskrat Falls en 2018, plus de 98 % de la production de la province proviendra de l'hydroélectricité, et les exportations vers les provinces avoisinantes et les États-Unis devraient augmenter. Un accord d'exportation à long terme avec la Nouvelle-Écosse permettra l'exportation d'au moins 20 % de la production de Muskrat Falls.
- **La production extracôtière de pétrole augmente à moyen terme dans tous les scénarios; cependant, le moment de la hausse de production varie selon le scénario.** La production à moyen terme à Terre-Neuve-et-Labrador sera appuyée par de nouveaux gisements mis en exploitation. Cela comprend les gisements supplémentaires Hibernia South et White Rose, ainsi que le gisement Hebron dont la mise en exploitation est prévue pour 2017. Tous les scénarios reposent sur l'hypothèse de la découverte d'un gisement extracôtier de 500 Mb avec une année d'exploitation variable : 2025 dans le scénario de référence, 2023 dans le scénario de prix élevés et 2031 dans le scénario de prix bas. Après la mise en service de ce gisement, la production est à la baisse jusqu'à la fin de la période de projection dans tous les scénarios. L'exploration en mer sur la côte Est continue et de futures découvertes et mises en valeur dans ces régions représentent une importante source d'incertitude quant à l'offre d'énergie et aux projections de demande d'énergie pour Terre-Neuve-et-Labrador.
- **La demande d'énergie pour utilisation finale augmente à moyen terme, mais baisse par la suite.** Dans le scénario de référence, la demande pour utilisation finale atteint un sommet de 160 PJ en 2025, stimulée par des hausses de la demande des secteurs du transport de marchandises, de l'exploitation minière et de la production de pétrole. Au cours de la période de projection, une forte croissance de la demande d'énergie pour l'exploitation minière est largement contrebalancée par les réductions de la demande associées à la baisse de la production de pétrole. La demande du secteur du transport de marchandises est relativement stagnante de 2025 à 2040 en raison de la diminution de la croissance du PIB.

FIGURE T.-N.-L.1 :

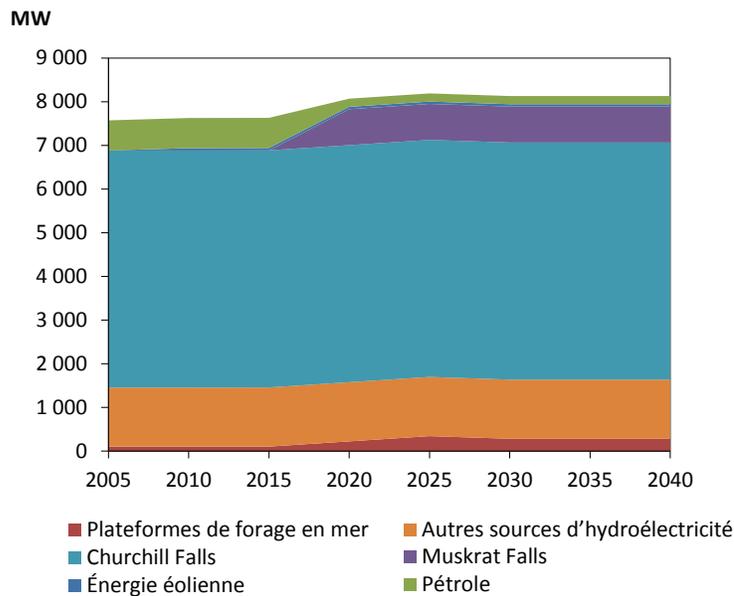
Production de pétrole selon le scénario



Remarques : Les scénarios de prix élevés, de prix bas et de référence tiennent compte de tous les gisements supplémentaires Hibernia South et White Rose ainsi que de la mise sur pied du projet Hebron avant 2020. Ces trois scénarios se distinguent par le moment de la découverte d'un gisement extracôtier supplémentaire.

FIGURE T.-N.-L.2 :

Ajouts de capacité de production d'électricité



Remarques : Churchill Falls, avec une capacité de 5 428 MW, est la deuxième plus grande centrale hydroélectrique au Canada. La majeure partie de sa production est vendue au Québec en vertu d'un contrat à long terme qui doit expirer en 2041. Après la mise en service de Muskrat Falls, plus de 98 % de la production de la province proviendra de l'hydroélectricité.

YUKON

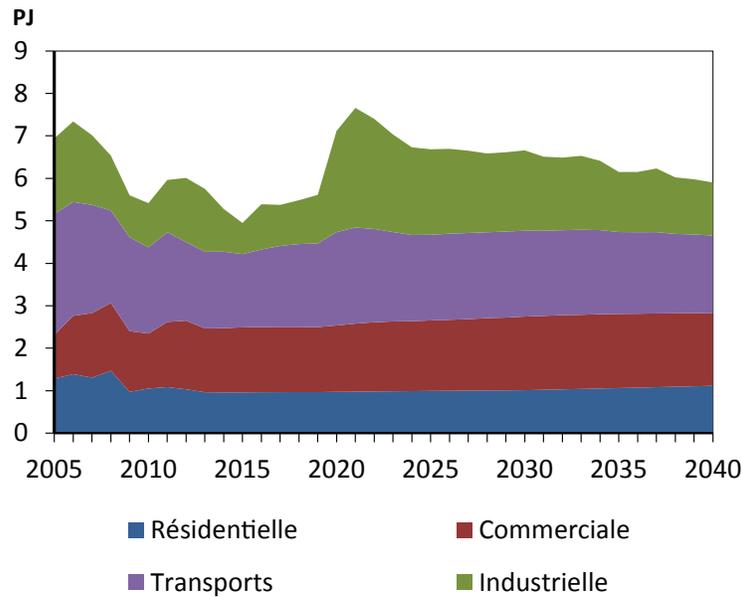
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La demande est instable à cause du secteur minier.** Le Yukon a la projection de consommation d'énergie la plus instable des provinces et territoires. Sa demande pour utilisation finale augmente de 53 % par rapport à 2014 en six ans, atteignant un sommet de 7,7 PJ en 2021 et diminuant par la suite à 5,9 PJ d'ici 2040. Cette instabilité est attribuable à la mise en service et hors service prévue de plusieurs projets miniers d'envergure. Malgré l'instabilité, la demande du secteur minier augmentera à un taux annuel moyen de 0,8 % pendant la période de projection.
- **La répartition des sources d'énergie demeure la plus diversifiée des territoires.** Alors que les produits pétroliers représenteront environ entre 65 et 74 % de la répartition des sources d'énergie du territoire au cours de la période étudiée, le Yukon ajoutera plus de ressources renouvelables, d'hydroélectricité et de gaz naturel à son bouquet énergétique que tous les autres territoires et l'Île-du-Prince-Édouard.
- **Le Yukon devrait ajouter 200 MW de capacité de production d'électricité au cours de la période de projection.** En 2014, plus de 93 % de la production d'électricité du Yukon provenait de l'hydroélectricité alors que le diesel représentait les 7 % restants. Au cours de la période de projection, le Yukon devrait ajouter plus de 200 MW de nouvelle capacité. Ces ajouts reflètent une répartition diversifiée des sources d'énergie comprenant la biomasse, l'énergie géothermique, l'hydroélectricité, l'énergie éolienne et le gaz naturel. D'ici la fin de la période visée, 75 % de la production d'électricité du Yukon proviendra des centrales hydroélectriques et 11 % des autres ressources renouvelables.

FIGURE YN.1 :

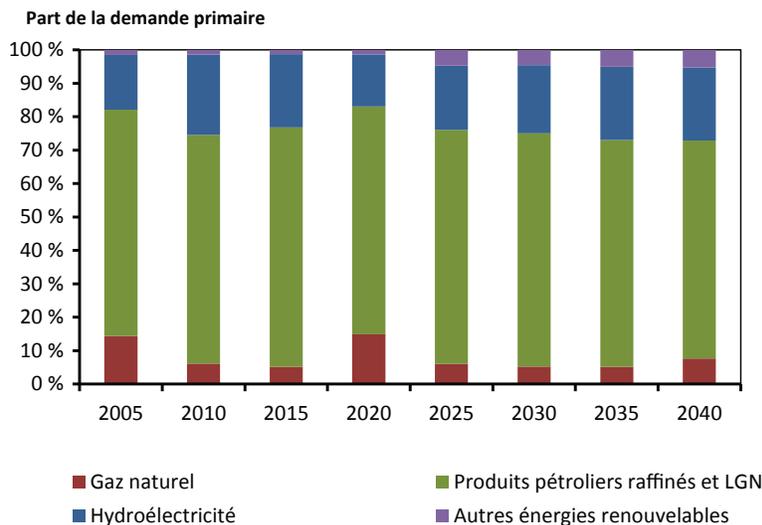
Demande pour utilisation finale



Remarques : La demande du Yukon fait l'objet d'une importante instabilité, autant dans le passé qu'au cours de la période de projection, en raison de la mise en service et hors service de plusieurs projets miniers. Dans le scénario de référence, la demande pour utilisation finale atteint un sommet de 7,7 PJ au début des années 2020 et chute à 5,9 PJ en 2040.

FIGURE YN.2 :

Parts des combustibles primaires



Remarques : Les gains dans les parts des combustibles primaires sont faits par d'autres ressources renouvelables, qui augmentent de 1 à 5 % de 2014 à 2040. La part du gaz naturel a chuté considérablement depuis 2005, mais à cause de son association avec l'activité minière instable, elle augmente à 16 % en 2021 et diminue par la suite à 8 % avant 2040. L'utilisation de produits pétroliers raffinés conserve une grande part de la répartition des combustibles primaires, mais diminue de presque 77 % en 2014 à 65 % en 2040. Les parts de l'hydroélectricité sont stables à 22 % en 2040.

TERRITOIRES DU NORD-OUEST

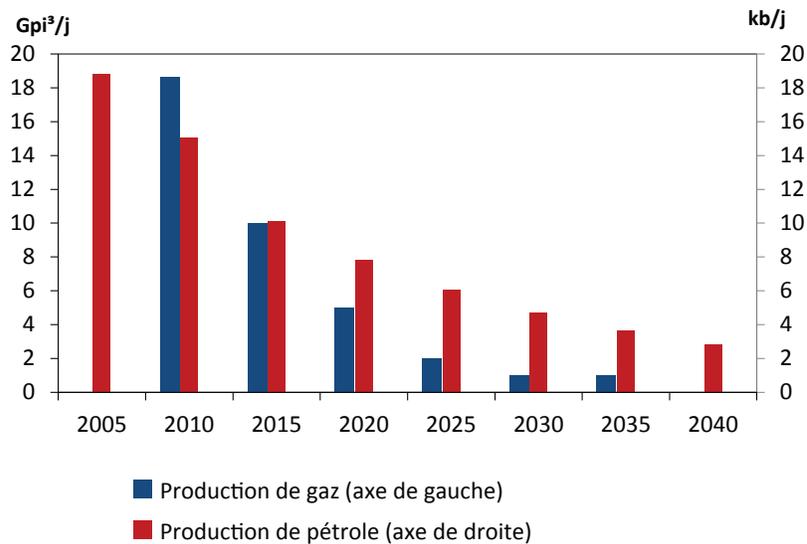
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La production de pétrole et de gaz naturel diminue pendant la période visée dans tous les scénarios.** La production de pétrole et de gaz naturel aux Territoires du Nord-Ouest diminue de façon constante au cours de la période visée, avec la production de gaz naturel atteignant zéro en 2037 et la production de pétrole chutant à 2,8 kb/j en 2040. L'exploration aux Territoires du Nord-Ouest continue et de futures découvertes et mises en valeur dans les régions représentent une importante source d'incertitude quant à l'offre d'énergie et aux projections de demande d'énergie pour ce territoire.
- **La production réduite de gaz naturel cause la baisse de la consommation de gaz naturel; d'autres combustibles constituent les parts dans le marché du chauffage.** La baisse de la production de gaz naturel dans la région fait diminuer sa disponibilité et, par conséquent, sa demande dans le territoire. Cela réduit la demande d'énergie pour utilisation finale de 2,8 à 0,4 PJ de 2014 à 2040. Cette demande déclinante permettra d'améliorer la pénétration de la biomasse, particulièrement dans les secteurs résidentiel et commercial, où on prévoit qu'elle augmentera de 11 % de la répartition des sources d'énergie en 2014 à 18 % d'ici 2040. L'utilisation d'huile de chauffage et de propane augmente également au cours de la période de projection. Le propane mélangé à de l'air pour former du gaz naturel synthétique est utilisé dans des réseaux de distribution de gaz naturel établis à Inuvik et à Norman Wells.
- **Les génératrices au diesel demeureront la principale source d'électricité.** Comparativement au reste du Canada, les Territoires du Nord-Ouest font face à un défi unique, soit des connexions de transport limitées et des petites collectivités largement dispersées. Le diesel et l'hydroélectricité fournissent la majorité de la demande d'électricité de la région. La production au diesel devrait croître avec plus de 60 MW de nouvelle capacité dont l'exploitation devrait commencer à la fin de la période de projection. De plus, divers ajouts devraient être mis en service, y compris la capacité provenant de la biomasse, de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne et du gaz naturel.

FIGURE T.N.-O.1 :

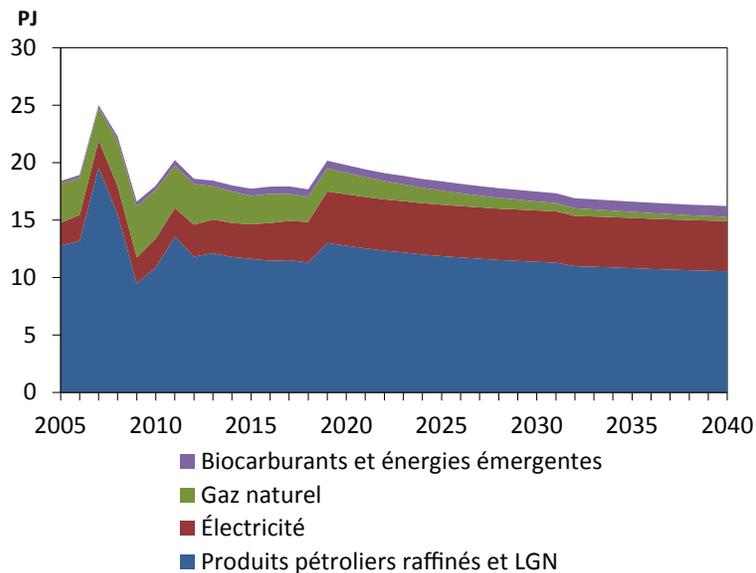
Production pétrolière et gazière



Remarques : La production de pétrole et de gaz naturel des Territoires du Nord-Ouest diminue de façon constante au cours de la période de projection. La production de gaz naturel atteint zéro en 2037 et la production de pétrole diminue à 2,8 kb/j d'ici 2040.

FIGURE T.N.-O.2 :

Demande pour utilisation finale selon le combustible



Remarques : Malgré les hausses à moyen terme de la demande pour utilisation finale dues à la mise en service d'installations minières, la demande pour utilisation finale des Territoires du Nord-Ouest baisse de 10 % par rapport à 2014. La production de gaz naturel à la baisse dans la région fait en sorte que la demande de gaz naturel diminue au cours de la période étudiée, et on remarque une hausse de la pénétration de la biomasse sous la forme de granulés de bois.

NUNAVUT

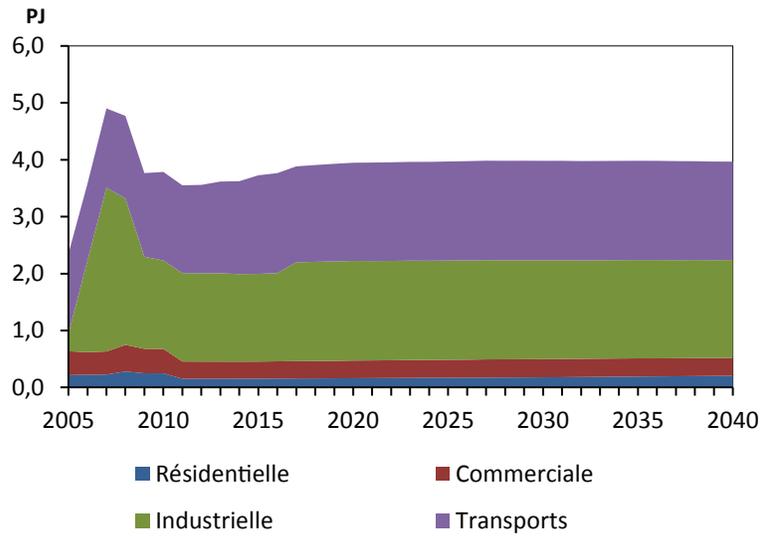
Principales conclusions

Les résultats reposent sur le scénario de référence à moins d'indication contraire.

- **La demande d'énergie augmente modérément au cours de la période de projection.** La demande pour utilisation finale au Nunavut augmente à un taux annuel moyen de 0,3 % au cours de la période de projection, atteignant un sommet à 4,0 PJ en 2027 et maintenant ce niveau jusqu'en 2040. Les prix élevés de l'énergie dans le scénario de prix élevés réduisent la demande pour utilisation finale à 3,8 PJ, tandis que les prix bas de l'énergie dans le scénario de prix bas l'augmentent à 4,2 PJ au cours de la période visée.
- **La croissance de la demande industrielle est attribuable à l'activité minière.** La demande industrielle est principalement attribuable à l'agrandissement du projet d'exploitation du minerai de fer Mary River de Baffinland qui devrait être mis sur pied en 2017. La part d'extraction de métaux de la demande pour utilisation finale augmente de 16 à 20 % au cours de la période de projection.
- **Les produits pétroliers raffinés continuent de dominer le bouquet énergétique.** Les produits pétroliers continueront de constituer plus de 94 % de la répartition des combustibles primaires jusqu'en 2040, mais en 2019, on suppose que le Nunavut ajoutera une nouvelle centrale hydroélectrique de 15 MW, le projet hydroélectrique Iqaluit. Cette nouvelle centrale représentera 40 % (70 GWh) de la production annuelle, réduisant la production de diesel à 105 GWh.

FIGURE NT.1 :

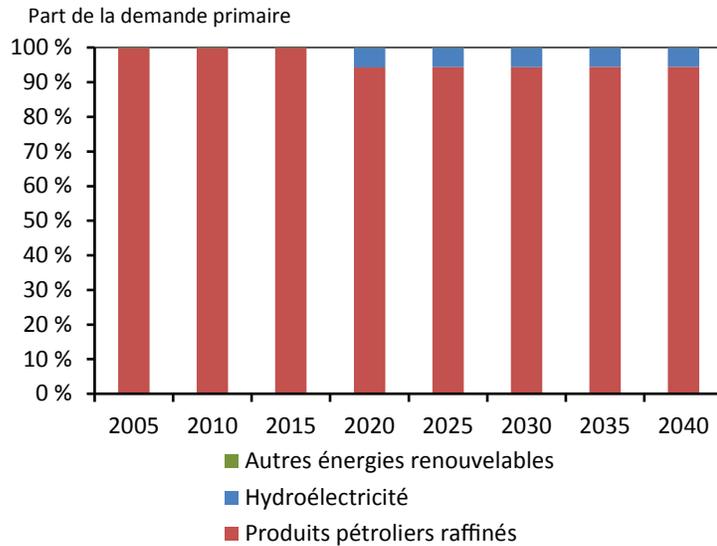
Demande pour utilisation finale selon le secteur



Remarques : La demande est relativement stable, atteignant un sommet d'environ 4 PJ en 2027 et conservant ce chiffre jusqu'en 2040 pour une croissance d'environ 9 % par rapport à 2014.

FIGURE NT.2 :

Composition des combustibles primaires du Nunavut



Remarques : La part de produits pétroliers raffinés de la répartition des combustibles primaires au Nunavut passe de presque 100 % en 2014 à 94,5 % en 2019, se stabilisant à ce chiffre pour le reste de la période de projection. L'hydroélectricité obtient une part de 4,5 % lorsque le projet hydroélectrique Iqaluit devrait être mis en service en 2019.

TABLEAUX DE DONNÉES

Canada	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	1 748 748,0	1 947 533,0	2 104 426,0	2 302 254,0	2 504 613,0	2 679 948,0	1,7 %
Population (en milliers)	35 540,4	37 606,6	39 303,6	40 915,2	42 344,9	43 506,9	0,8 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	49 204,5	51 787,0	53 542,8	56 268,9	59 147,9	61 598,2	0,9 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	11 626,0	12 808,2	13 239,2	13 548,1	13 784,3	13 868,0	0,7%
Par secteur							
Secteur résidentiel	1 512,7	1 564,5	1 591,7	1 611,7	1 625,6	1 634,9	0,3 %
Secteur commercial	1 459,1	1 589,0	1 676,4	1 762,8	1 854,5	1 914,1	1,0 %
Secteur industriel	5 964,5	6 873,0	7 201,3	7 372,8	7 457,6	7 461,3	0,9 %
Secteur des transports	2 689,7	2 781,6	2 769,9	2 800,8	2 846,7	2 857,7	0,2 %
Par source énergétique							
Électricité	1 979,6	2 104,4	2 186,0	2 280,8	2 379,8	2 463,7	0,8 %
Gaz naturel	4 135,0	4 933,6	5 341,9	5 576,4	5 737,2	5 816,0	1,3 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	4 707,6	4 970,4	4 942,5	4 945,7	4 949,8	4 901,0	0,2 %
Autre	803,8	799,8	768,8	745,2	717,5	687,2	-0,6 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	13 828,8	14 835,6	15 341,9	15 714,8	16 085,3	16 233,2	0,6 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	3 887,4	4 882,7	5 475,8	5 786,4	5 968,0	6 056,1	1,7 %
Léger classique	891,3	916,8	984,8	887,0	796,6	720,1	-0,8 %
Lourd classique	502,6	450,6	428,4	415,1	384,2	348,1	-1,4 %
Pentane plus et condensats obtenus de puits	189,5	208,4	221,7	225,5	226,7	224,0	0,6 %
Bitume exploité à ciel ouvert	1 038,2	1 475,2	1 557,0	1 583,6	1 613,2	1 625,9	1,7 %
Bitume in situ	1 266,0	1 831,7	2 284,0	2 675,2	2 947,4	3 138,0	3,6 %
(Bitume valorisé)	954,5	1 165,5	1 184,2	1 202,2	1 227,4	1 238,2	1,0 %
Production de LGN (en Mb/j)	690,6	678,8	703,0	709,8	714,6	711,5	0,1 %
Éthane	234,8	201,9	201,9	201,9	201,9	201,9	-0,6 %
Propane	169,0	171,2	178,9	180,9	183,4	183,1	0,3 %
Butane	97,4	97,2	100,6	101,5	102,6	102,4	0,2 %
Pentane plus et condensats obtenus de puits	189,5	208,4	221,7	225,5	226,7	224,0	0,6 %
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	14,7	16,1	17,7	17,7	17,8	17,9	0,8%
Dissous	1,9	1,7	1,8	1,8	1,7	1,6	-0,7 %
Non associé	4,1	2,8	2,2	1,8	1,5	1,3	-4,2 %
Réservoirs étanches	7,0	10,2	12,3	12,8	13,3	13,6	2,6 %
Schiste	0,6	0,7	1,0	1,0	1,1	1,1	2,6 %
Méthane de houille	0,7	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	-7,1 %
Électricité							
Production (en GWh)	641 490	679 054	716 212	744 702	773 116	796 418	0,8 %
Capacité (en MW)	139 603	155 294	160 581	166 296	171 685	172 983	0,8 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	77 203	81 913	85 298	86 524	87 339	87 439	0,5 %
Énergie éolienne	9 041	15 506	16 872	18 132	19 034	19 449	3,0 %
Biomasse/géothermie	2 251	3 155	3 360	3 551	3 761	3 811	2,0 %
Énergie solaire	1 453	4 692	4 797	4 872	4 947	4 970	4,8 %
Uranium	14 320	10 400	8 370	10 240	11 080	11 080	-1,0 %
Charbon et coke	10 219	9 091	8 893	5 605	5 849	5 389	-2,4 %
Gaz naturel	21 628	27 679	30 149	34 584	36 945	38 015	2,2 %
Pétrole	3 487	2 857	2 841	2 788	2 730	2 830	-0,8 %
Principaux indicateurs							
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Colombie-Britannique	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	22 070,0	25 390,0	27 703,0	31 004,0	34 209,0	36 969,0	2,0 %
Population (en milliers)	4 631,3	4 897,6	5 111,1	5 373,3	5 619,9	5 813,5	0,9 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	47 655,5	51 843,6	54 201,6	57 701,0	60 872,4	63 592,3	1,1 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	1 179,7	1 331,6	1 433,1	1 466,9	1 491,2	1 494,7	0,9 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	164,3	168,2	170,7	173,1	175,3	177,3	0,3 %
Secteur commercial	132,0	144,3	151,4	159,6	169,7	176,3	1,1 %
Secteur industriel	523,5	624,9	710,5	716,7	716,2	708,6	1,2 %
Secteur des transports	359,9	394,1	400,4	417,4	429,9	432,4	0,7 %
Par source énergétique							
Électricité	214,2	234,9	247,6	257,3	266,8	273,5	0,9 %
Gaz naturel	357,1	439,9	528,9	539,7	551,5	558,6	1,7 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	420,2	447,1	453,4	469,3	478,6	476,8	0,5 %
Autre	188,2	209,8	203,1	200,6	194,2	185,7	-0,1 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	1 309,9	1 474,1	1 594,6	1 633,5	1 664,3	1 668,8	0,9 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	49,5	63,8	78,7	86,6	88,8	87,4	2,2 %
Léger classique	21,6	25,3	29,5	33,7	34,3	32,8	1,6 %
Lourd classique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	28,0	38,5	49,2	52,9	54,5	54,5	2,6 %
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)	63,5	84,2	111,0	117,0	121,9	124,1	2,6 %
Éthane	17,3	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	1,3 %
Propane	15,4	18,9	29,9	32,8	35,0	35,8	3,3 %
Butane	11,8	15,3	22,4	24,0	25,4	26,0	3,1 %
Pentane plus et condensats obtenus de puits	18,9	25,9	34,5	36,0	37,4	38,1	2,7 %
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	4,0	5,8	7,6	7,8	8,0	8,2	2,8 %
Dissous	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,5 %
Non associé	0,9	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	-5,6 %
Réservoirs étanches	2,5	4,8	6,4	6,8	7,0	7,2	4,1 %
Schiste	0,5	0,5	0,8	0,7	0,7	0,7	1,3 %
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	67 863	74 893	81 351	84 229	86 520	87 495	1,0 %
Capacité (en MW)	16 858	18 070	19 504	20 196	20 480	20 564	0,8 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	13 979	15 564	16 714	17 252	17 302	17 302	0,8 %
Énergie éolienne	512	894	954	1 014	1 114	1 134	3,1 %
Biomasse/géothermie	811	891	1 011	1 091	1 211	1 261	1,7 %
Énergie solaire	2	7	11	15	19	23	9,8 %
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	1 472	632	732	742	752	762	-2,5 %
Pétrole	82	82	82	82	82	82	0,0 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016</i>							

Alberta	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	316 358,0	343 874,0	382 813,0	416 526,0	455 334,0	488 191,0	1,7 %
Population (en milliers)	4 121,7	4 496,8	4 876,4	5 184,7	5 466,2	5 762,1	1,3 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	76 754,3	76 470,8	78 503,2	80 337,5	83 299,9	84 724,5	0,4 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	3 977,5	4 718,3	5 022,6	5 221,7	5 363,4	5 426,1	1,2 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	224,3	238,3	245,5	251,3	255,9	259,6	0,6 %
Secteur commercial	366,6	403,7	428,8	450,1	467,1	478,8	1,0 %
Secteur industriel	2 892,4	3 542,6	3 770,1	3 907,3	3 982,7	3 990,1	1,2 %
Secteur des transports	494,1	533,7	578,1	612,9	657,6	697,6	1,3 %
Par source énergétique							
Électricité	291,7	343,0	375,5	406,3	435,7	460,6	1,8 %
Gaz naturel	2 178,1	2 708,1	2 939,8	3 093,1	3 186,1	3 220,4	1,5 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	1 402,7	1 566,5	1 611,5	1 631,4	1 654,6	1 661,9	0,7 %
Autre	105,0	100,6	95,7	90,8	86,9	83,2	-0,9 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	4 483,6	5 310,9	5 607,2	5 810,4	6 041,6	6 139,1	1,2 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	3 051,7	4 002,3	4 542,4	4 980,4	5 267,2	5 437,6	2,2 %
Léger classique	437,2	399,6	410,6	432,6	425,4	404,2	-0,3 %
Lourd classique	153,2	131,5	124,0	121,3	113,2	103,5	-1,5 %
Pentane plus et condensats obtenus de puits	157,2	164,3	166,9	167,7	168,0	166,0	0,2 %
Bitume exploité à ciel ouvert	1 038,2	1 475,2	1 557,0	1 583,6	1 613,2	1 625,9	1,7 %
Bitume in situ	1 266,0	1 831,7	2 284,0	2 675,2	2 947,4	3 138,0	3,6 %
(Bitume valorisé)	954,5	1 165,5	1 184,2	1 202,2	1 227,4	1 238,2	1,0 %
Production de LGN (en Mb/j)	603,8	563,1	559,3	559,3	560,3	557,0	-0,3 %
Éthane	217,0	172,3	172,3	172,3	172,3	172,3	-0,9 %
Propane	147,7	147,7	144,7	144,3	145,0	144,2	-0,1 %
Butane	81,9	79,0	75,5	75,0	75,1	74,5	-0,4 %
Pentane plus et condensats obtenus de puits	157,2	164,3	166,9	167,7	168,0	166,0	0,2 %
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	9,9	9,7	9,7	9,5	9,5	9,5	-0,2 %
Dissous	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	-0,7 %
Non associé	3,1	2,3	1,8	1,5	1,3	1,1	-3,9 %
Réservoirs étanches	4,3	5,4	5,8	6,0	6,2	6,4	1,6 %
Schiste	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	7,4 %
Méthane de houille	0,7	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	-7,1 %
Électricité							
Production (en GWh)	81 342	100 354	109 747	116 959	125 841	134 489	2,0 %
Capacité (en MW)	15 561	21 189	23 096	23 274	25 911	27 111	2,2 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	874	874	874	874	874	874	0,0 %
Énergie éolienne	1 420	2 276	2 441	2 606	2 743	2 743	2,6 %
Biomasse/géothermie	286	377	427	477	527	527	2,4 %
Énergie solaire	4	54	104	154	204	204	16,3 %
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	6 391	5 822	5 664	3 177	3 577	3 577	-2,2 %
Gaz naturel	6 579	11 779	13 579	15 979	17 979	19 079	4,2 %
Pétrole	7	7	7	7	7	107	11,1 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Saskatchewan	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	63 585,0	68 522,0	71 851,0	75 972,0	79 736,0	82 667,0	1,0 %
Population (en milliers)	1 125,4	1 203,4	1 250,1	1 286,1	1 319,3	1 353,0	0,7 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	56 499,9	56 940,3	57 476,2	59 071,6	60 438,1	61 099,0	0,3 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	663,7	714,0	732,1	741,8	740,2	732,0	0,4 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	52,0	54,7	55,8	56,6	57,1	57,4	0,4 %
Secteur commercial	98,0	111,5	118,6	120,5	123,0	124,3	0,9 %
Secteur industriel	362,2	390,6	403,5	412,3	409,3	402,5	0,4 %
Secteur des transports	151,5	157,2	154,2	152,3	150,7	147,8	-0,1 %
Par source énergétique							
Électricité	80,6	89,5	95,4	100,5	104,5	107,4	1,1 %
Gaz naturel	328,2	367,5	383,8	391,9	390,2	384,9	0,6 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	240,8	241,9	238,0	234,5	230,6	225,0	-0,3 %
Autre	14,0	15,0	14,9	14,9	14,9	14,8	0,2 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	808,4	856,7	883,4	876,2	888,2	868,3	0,3 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	509,2	496,2	497,4	499,8	471,4	429,3	-0,7 %
Léger classique	158,7	173,5	189,0	202,2	197,2	181,8	0,5 %
Lourd classique	349,3	319,1	304,4	293,8	270,9	244,6	-1,4 %
Pentane plus et condensats obtenus de puits	1,2	3,6	4,0	3,8	3,3	2,8	3,3 %
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)	8,5	14,7	15,0	14,3	13,5	12,7	1,6 %
Éthane	0,6	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	9,0 %
Propane	4,2	3,5	3,4	3,2	2,9	2,7	-1,6 %
Butane	2,5	2,2	2,1	2,0	1,8	1,7	-1,4 %
Pentane plus et condensats obtenus de puits	1,2	3,6	4,0	3,8	3,3	2,8	3,3 %
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	-3,0 %
Dissous	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-0,4 %
Non associé	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,3 %
Réservoirs étanches	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	-9,6 %
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	25 880	27 120	28 993	32 119	33 914	33 908	1,0 %
Capacité (en MW)	4 416	5 301	6 371	7 025	7 415	7 225	1,9 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	855	855	930	930	955	955	0,4 %
Énergie éolienne	197	474	974	1374	1524	1624	8,5 %
Biomasse/géothermie	0	161	161	161	161	161	-
Énergie solaire	2	17	32	47	62	77	15,1 %
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	1 651	1 651	1 611	810	810	505	-4,5 %
Gaz naturel	1 710	2 142	2 662	3 702	3 902	3 902	3,2 %
Pétrole	1	1	1	1	1	1	0,0 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Manitoba	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	57 111,0	62 804,0	68 769,0	74 094,0	79 478,0	84 035,0	1,5 %
Population (en milliers)	1 282,0	1 373,1	1 434,7	1 489,1	1 528,0	1 555,9	0,7 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	44 548,4	45 738,8	47 932,7	49 757,6	52 014,4	54 010,5	0,7 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	315,0	334,3	344,7	350,9	356,4	358,2	0,5 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	56,6	58,6	59,7	60,7	61,6	62,4	0,4 %
Secteur commercial	59,7	67,6	72,0	75,2	78,0	79,5	1,1 %
Secteur industriel	101,1	106,4	108,9	110,0	111,0	111,5	0,4 %
Secteur des transports	97,5	101,7	104,2	105,1	105,8	104,8	0,3 %
Par source énergétique							
Électricité	83,2	88,1	92,2	95,9	99,5	102,4	0,8 %
Gaz naturel	84,6	95,2	100,2	103,3	106,2	108,1	0,9 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	130,2	133,9	136,5	137,0	136,7	134,4	0,1 %
Autre	17,0	17,1	15,8	14,8	14,0	13,3	-0,9 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	374,6	396,5	422,9	429,2	434,5	435,6	0,6 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	46,0	24,5	19,8	18,1	16,0	14,1	-4,4 %
Léger classique	46,0	24,5	19,8	18,1	16,0	14,1	-4,4 %
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)	-	-	-	-	-	-	-
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	-	-	-	-	-	-	-
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	39 479	41 595	53 530	54 711	55 730	56 382	1,4 %
Capacité (en MW)	6 009	6 507	8 387	8 452	8 547	8 601	1,4 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	5 239	5 639	7 424	7 424	7 424	7 424	1,3 %
Énergie éolienne	258	348	438	498	588	638	3,5 %
Biomasse/géothermie	22	22	22	22	22	22	0,0 %
Énergie solaire	2	8	13	18	23	27	10,5 %
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	98	0	0	0	0	0	-100 %
Gaz naturel	378	478	478	478	478	478	0,9 %
Pétrole	12	12	12	12	12	12	0,0 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Ontario	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	647 131,0	724 400,0	777 799,0	857 478,0	937 516,0	1 011 099,0	1,7 %
Population (en milliers)	13 678,7	14 542,4	15 193,5	15 863,9	16 473,6	16 943,1	0,8 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	47 309,4	49 813,0	51 192,9	54 052,2	56 910,2	59 676,2	0,9 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	3 044,5	3 223,4	3 239,4	3 297,8	3 351,5	3 380,1	0,4 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	546,0	580,8	596,3	606,8	613,3	616,5	0,5 %
Secteur commercial	507,2	548,7	576,1	608,8	646,5	671,7	1,1 %
Secteur industriel	1 106,8	1 195,3	1 208,7	1 232,7	1 245,0	1 255,4	0,5 %
Secteur des transports	884,5	898,6	858,3	849,5	846,8	836,5	-0,2 %
Par source énergétique							
Électricité	502,3	516,2	522,3	538,7	559,1	577,4	0,5 %
Gaz naturel	886,2	1 003,9	1 067,4	1 126,1	1 176,4	1 213,7	1,2 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	1 403,9	1 464,2	1 420,4	1 412,4	1 405,2	1 387,9	0,0 %
Autre	252,1	239,0	229,3	220,7	210,9	201,1	-0,9 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	4 098,2	3 986,4	4 036,3	4 160,5	4 240,2	4 314,3	0,2 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	1,2	0,8	0,5	0,3	0,2	0,0	-15,5 %
Léger classique	1,2	0,8	0,5	0,3	0,2	0,0	-15,5 %
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)	-	-	-	-	-	-	-
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	-6,0 %
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	167 171	160 218	161 565	170 977	175 387	181 219	0,3 %
Capacité (en MW)	37 449	40 867	39 357	42 507	43 887	44 207	0,6 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	8 562	9 058	9 178	9 258	9 398	9 498	0,4 %
Énergie éolienne	2 756	5 413	5 813	6 213	6 613	6 833	3,6 %
Biomasse/géothermie	620	1 062	1 062	1 062	1 062	1 062	2,1 %
Énergie solaire	1 441	4 601	4 601	4 601	4 601	4 601	4,6 %
Uranium	13 640	9 720	7 690	9 560	10 400	10 400	-1,0 %
Charbon et coke	306	0	0	0	0	0	-100 %
Gaz naturel	9 993	10 882	10 882	11 682	11 682	11 682	0,6 %
Pétrole	131	131	131	131	131	131	0,0 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Québec	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	336 017,0	375 732,0	401 657,0	440 067,0	478 115,0	508 309,0	1,6 %
Population (en milliers)	8 214,7	8 600,5	8 918,9	9 191,8	9 422,1	9 596,8	0,6 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	40 904,4	43 687,2	45 034,4	47 876,0	50 744,0	52 966,5	1,0 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	1 802,8	1 813,7	1 795,4	1 814,4	1 839,0	1 847,0	0,1 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	359,3	354,8	354,9	355,1	355,5	355,9	0,0 %
Secteur commercial	232,9	246,1	259,4	276,4	296,5	310,0	1,1 %
Secteur industriel	704,7	719,3	707,0	713,4	720,5	725,1	0,1 %
Secteur des transports	506,0	493,5	474,1	469,4	466,5	456,0	-0,4 %
Par source énergétique							
Électricité	673,7	691,9	707,5	732,9	761,1	785,6	0,6 %
Gaz naturel	234,5	250,9	254,8	263,9	273,7	280,4	0,7 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	710,3	699,1	670,4	661,0	653,3	635,8	-0,4 %
Autre	184,3	171,8	162,7	156,6	150,8	145,1	-0,9 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	1 851,6	1 891,3	1 876,3	1 875,7	1 906,8	1 915,7	0,1 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)							
Léger classique	-	-	-	-	-	-	-
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)							
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi³ /j)							
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	194 348	206 480	211 522	212 828	222 037	228 909	0,6 %
Capacité (en MW)	43 496	46 748	47 123	47 883	48 456	48 456	0,4 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/marémotrice	39 411	40 716	40 961	41 561	42 161	42 161	0,3 %
Énergie éolienne	2 862	4 844	4 944	5 044	5 044	5 044	2,2 %
Biomasse/géothermie	270	397	427	487	527	527	2,6 %
Énergie solaire	-	-	-	-	-	-	-
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	538	538	538	538	538	538	0,0 %
Pétrole	415	253	253	253	186	186	-3,0 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Nouveau-Brunswick	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	28 261,0	31 615,0	33 437,0	34 865,0	36 598,0	37 876,0	1,1 %
Population (en milliers)	753,9	766,8	784,3	796,7	804,3	804,4	0,2 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	37 486,4	41 229,8	42 632,9	43 761,8	45 502,9	47 086,0	0,9 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	239,1	259,9	262,9	259,2	257,6	253,7	0,2 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	32,4	33,3	34,2	35,0	35,6	36,1	0,4 %
Secteur commercial	18,2	21,1	22,4	23,1	23,5	23,4	1,0 %
Secteur industriel	133,1	148,7	150,8	147,6	146,2	143,8	0,3 %
Secteur des transports	55,4	56,8	55,5	53,6	52,2	50,4	-0,4 %
Par source énergétique							
Électricité	44,8	48,4	50,2	51,6	52,9	53,7	0,7 %
Gaz naturel	23,3	29,1	30,9	31,7	32,1	32,3	1,3 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	155,3	163,6	162,0	156,0	153,0	148,9	-0,2 %
Autre	15,7	18,9	19,9	19,9	19,5	18,8	0,7 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	294,4	325,2	330,7	350,9	350,3	343,2	0,6 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)							
Léger classique	-	-	-	-	-	-	-
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)							
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi³ /j)							
Dissous	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-100 %
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)							
9 970	11 403	11 881	14 140	14 362	14 109	1,3 %	
Capacité (en MW)							
4 596	4 666	4 696	4 542	4 542	4 352	-0,2 %	
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	957	992	992	992	992	992	0,1 %
Énergie éolienne	409	444	444	474	474	474	0,6 %
Biomasse/géothermie	127	127	127	127	127	127	0,0 %
Énergie solaire	0	0	30	30	30	30	-
Uranium	680	680	680	680	680	680	0,0 %
Charbon et coke	485	485	485	485	485	485	0,0 %
Gaz naturel	345	345	345	190	190	0	-100 %
Pétrole	1 593	1 593	1 593	1 564	1 564	1 564	-0,1 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Nouvelle-Écosse	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	36 610,0	39 458,0	41 272,0	43 146,0	44 753,0	45 677,0	0,9 %
Population (en milliers)	942,7	939,2	933,4	921,6	901,7	872,9	-0,3 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	38 835,3	42 012,4	44 216,8	46 816,4	49 631,8	52 327,9	1,2 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	200,2	197,4	192,5	187,3	182,2	176,1	-0,5 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	45,1	44,5	43,7	42,6	41,3	39,8	-0,5 %
Secteur commercial	23,9	25,3	26,5	27,3	27,7	27,5	0,5 %
Secteur industriel	63,7	58,9	55,8	52,9	50,9	49,5	-1,0 %
Secteur des transports	67,4	68,7	66,5	64,5	62,4	59,3	-0,5 %
Par source énergétique							
Électricité	41,8	41,6	41,9	42,0	42,0	41,7	0,0 %
Gaz naturel	20,4	15,5	13,7	11,9	10,8	10,1	-2,7 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	122,0	124,1	120,9	118,0	114,9	110,6	-0,4 %
Autre	16,0	16,2	16,0	15,4	14,6	13,7	-0,6 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	284,1	251,9	248,1	246,6	234,3	226,8	-0,9 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	2,9	2,0	1,5	1,1	0,9	0,6	-5,6 %
Léger classique							
Léger classique	-	-	-	-	-	-	-
Lourd classique							
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	2,9	2,0	1,5	1,1	0,9	0,6	-5,6 %
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)	5,7	4,0	3,0	2,3	1,7	1,3	-5,6 %
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Propane	1,6	1,1	0,9	0,6	0,5	0,4	-5,6 %
Butane	1,2	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	-5,6 %
Pentane plus et condensats obtenus de puits	2,9	2,0	1,5	1,1	0,9	0,6	-5,6 %
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	-8,1 %
Dissous							
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé							
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches							
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste							
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille							
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	12 408	10 000	10 351	11 398	11 621	11 739	-0,2 %
Capacité (en MW)	2 871	2 931	2 876	3 301	3 321	3 241	0,5 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	401	451	451	451	451	451	0,5 %
Énergie éolienne	365	530	555	580	605	630	2,1 %
Biomasse/géothermie	113	113	113	113	113	113	0,0 %
Énergie solaire	-	-	-	-	-	-	-
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	1 288	1 133	1 133	1 133	977	822	-1,7 %
Gaz naturel	482	482	402	802	953	1 003	2,9 %
Pétrole	222	222	222	222	222	222	0,0 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Île-du-Prince-Édouard	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	5 070,0	5 612,0	5 971,0	6 497,0	6 852,0	7 173,0	1,3 %
Population (en milliers)	146,3	153,5	160,0	165,9	167,2	166,0	0,5 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	34 654,8	36 560,3	37 318,8	39 162,1	40 980,9	43 210,8	0,9 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	26,4	28,0	28,0	28,4	28,5	28,5	0,3 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	6,4	6,5	6,6	6,5	6,5	6,4	0,0 %
Secteur commercial	4,1	4,3	4,5	4,8	5,0	5,1	0,8 %
Secteur industriel	5,3	5,7	5,8	6,2	6,5	6,8	1,0 %
Secteur des transports	10,5	11,4	11,2	10,9	10,5	10,2	-0,1 %
Par source énergétique							
Électricité	6,7	7,0	7,3	7,9	8,4	8,8	1,1 %
Gaz naturel	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,2 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	17,3	18,4	18,1	17,9	17,5	17,2	0,0 %
Autre	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	-0,2 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	22,1	22,8	23,0	23,3	23,1	22,9	0,1 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)							
Léger classique	-	-	-	-	-	-	-
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)							
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi³ /j)							
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	669	532	624	766	824	862	1,0 %
Capacité (en MW)	354	374	404	424	424	424	0,7 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/marémotrice	0	0	0	0	0	0	-
Énergie éolienne	197	217	247	267	267	267	1,2 %
Biomasse/géothermie	2	2	2	2	2	2	0,0 %
Énergie solaire	-	-	-	-	-	-	-
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	155	155	155	155	155	155	0,0 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Terre-Neuve-et-Labrador	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	28 740,0	30 672,0	32 684,0	31 964,0	32 320,0	33 117,0	0,5 %
Population (en milliers)	527,0	510,1	514,4	513,5	513,6	511,0	-0,1 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	54 535,1	60 129,4	63 538,1	62 247,3	62 928,3	64 808,2	0,7 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	150,3	156,8	159,6	151,6	147,6	145,5	-0,1 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	23,1	21,8	21,2	20,8	20,4	20,1	-0,5 %
Secteur commercial	12,0	11,6	11,6	11,8	12,2	12,5	0,2 %
Secteur industriel	59,7	65,8	67,3	61,8	58,8	57,9	-0,1 %
Secteur des transports	55,5	57,6	59,4	57,3	56,3	55,1	0,0 %
Par source énergétique							
Électricité	35,8	37,2	39,4	41,1	43,4	46,0	1,0 %
Gaz naturel	17,9	19,8	19,3	12,3	7,7	5,1	-4,7 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	87,2	91,0	92,0	89,3	87,6	85,4	-0,1 %
Autre	9,4	8,8	8,9	8,9	8,9	9,0	-0,2 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	272,5	284,2	286,1	275,2	270,2	267,3	-0,1 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	216,1	285,3	329,3	195,4	120,0	84,3	-3,6 %
Léger classique	216,1	285,3	329,3	195,4	120,0	84,3	-3,6 %
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)	-	-	-	-	-	-	-
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	-	-	-	-	-	-	-
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	41 057	44 761	44 975	45 004	45 331	45 815	0,4 %
Capacité (en MW)	7 631	8 070	8 190	8 130	8 130	8 130	0,2 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	6 783	7 607	7 607	7 607	7 607	7 607	0,4 %
Énergie éolienne	54	54	54	54	54	54	0,0 %
Biomasse/géothermie	-	-	-	-	-	-	-
Énergie solaire	-	-	-	-	-	-	-
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	103	223	343	283	283	283	4,0 %
Pétrole	691	186	186	186	186	186	-4,9 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Yukon	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	2 256,0	3 128,0	3 037,0	3 166,0	3 099,0	3 094,0	1,2 %
Population (en milliers)	36,5	39,4	41,3	42,2	42,4	42,1	0,6 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	61 808,2	79 390,9	73 535,1	75 023,7	73 089,6	73 491,7	0,7 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	5,3	7,1	6,7	6,7	6,2	5,9	0,4 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	0,6 %
Secteur commercial	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	0,5 %
Secteur industriel	1,0	2,4	2,0	1,9	1,4	1,2	0,8 %
Secteur des transports	1,8	2,2	2,0	2,0	1,9	1,8	0,1 %
Par source énergétique							
Électricité	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	0,6 %
Gaz naturel	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-0,4 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	3,6	5,3	4,8	4,8	4,3	4,0	0,4 %
Autre	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,6 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	5,7	8,0	7,2	7,1	6,6	6,4	0,5 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)							
Léger classique	-	-	-	-	-	-	-
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)							
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi³ /j)							
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	411	508	503	511	504	512	0,9 %
Capacité (en MW)	120	264	274	277	282	282	3,3 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/marémotrice	85	85	90	95	95	95	0,4 %
Énergie éolienne	1	1	6	6	6	6	7,1 %
Biomasse/géothermie	0	3	6	7	7	7	-
Énergie solaire	-	-	-	-	-	-	-
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	0	150	150	150	150	150	-
Pétrole	34	25	22	19	24	24	-1,3 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Territoires du Nord-Ouest	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	3 878,0	4 456,0	4 561,0	4 670,0	4 742,0	4 850,0	0,9 %
Population (en milliers)	43,6	45,7	46,3	46,4	46,0	45,6	0,2 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	88 945,0	97 505,5	98 509,7	100 646,6	103 087,0	106 359,6	0,7 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	18,0	19,8	18,4	17,5	16,6	16,2	-0,4 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	0,2 %
Secteur commercial	2,7	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	0,5 %
Secteur industriel	9,5	10,6	9,1	8,2	7,4	7,1	-1,1 %
Secteur des transports	3,9	4,3	4,3	4,2	4,1	4,0	0,1 %
Par source énergétique							
Électricité	3,0	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4	1,5 %
Gaz naturel	2,7	1,9	1,2	0,8	0,5	0,4	-7,4 %
Produits pétroliers raffinés et LGN	11,8	12,8	11,9	11,4	10,8	10,5	-0,4 %
Autre	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	2,3 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	19,2	22,9	21,4	21,3	20,3	19,9	0,2 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)	10,6	7,8	6,1	4,7	3,6	2,8	-5,0 %
Léger classique	10,6	7,8	6,1	4,7	3,6	2,8	-5,0 %
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)	-	-	-	-	-	-	-
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi ³ /j)	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-100,0 %
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	745	1 095	1 070	1 026	1 007	1 005	1,2 %
Capacité (en MW)	180	232	224	207	208	208	0,6 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	55	56	61	64	64	64	0,6 %
Énergie éolienne	9	10	1	1	1	1	-8,1 %
Biomasse/géothermie	0	2	4	4	4	4	-
Énergie solaire	0	3	4	5	6	6	-
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	27	27	37	37	37	37	1,2 %
Pétrole	89	134	117	96	96	96	0,3 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

Nunavut	2014	2020	2025	2030	2035	2040	TCAM 2014 à 2040
Facteurs							
PIB réel (en millions de dollars de 2007)	2 098,0	2 322,0	2 434,0	2 548,0	2 650,0	2 751,0	1,0 %
Population (en milliers)	36,6	38,3	39,2	39,9	40,3	40,6	0,4 %
PIB par personne (en dollars de 2007)	57 322,4	60 626,6	62 091,8	63 859,6	65 756,8	67 758,6	0,6 %
Demande d'énergie							
Demande d'énergie pour utilisation finale (en PJ)	3,6	3,9	4,0	4,0	4,0	4,0	0,3 %
Par secteur							
Secteur résidentiel	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,1 %
Secteur commercial	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2 %
Secteur industriel	1,5	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	0,4 %
Secteur des transports	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,2 %
Par source énergétique							
Électricité	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6 %
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Produits pétroliers raffinés et LGN	3,1	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	0,3 %
Autre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 %
Demande d'énergie primaire (en PJ)	4,7	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	0,1 %
Pétrole et liquides de gaz naturel							
Production de pétrole brut (en Mb/j)							
Léger classique	-	-	-	-	-	-	-
Lourd classique	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Bitume exploité à ciel ouvert	-	-	-	-	-	-	-
Bitume in situ (Bitume valorisé)	-	-	-	-	-	-	-
Production de LGN (en Mb/j)							
Éthane	-	-	-	-	-	-	-
Propane	-	-	-	-	-	-	-
Butane	-	-	-	-	-	-	-
Pentane plus et condensats obtenus de puits	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel							
Production de gaz naturel (en Gpi³ /j)							
Dissous	-	-	-	-	-	-	-
Non associé	-	-	-	-	-	-	-
Réservoirs étanches	-	-	-	-	-	-	-
Schiste	-	-	-	-	-	-	-
Méthane de houille	-	-	-	-	-	-	-
Électricité							
Production (en GWh)	152	164	167	169	173	179	0,6 %
Capacité (en MW)	54	69	73	73	77	77	1,4 %
Énergie hydroélectrique/houlomotrice/maréomotrice	0	15	15	15	15	15	-
Énergie éolienne	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse/géothermie	-	-	-	-	-	-	-
Énergie solaire	-	-	-	-	-	-	-
Uranium	-	-	-	-	-	-	-
Charbon et coke	-	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	54	54	58	58	62	62	0,5 %
Principaux indicateurs							
PIB du Canada (en milliards de dollars de 2007)	1 748,7	1 947,5	2 104,4	2 302,3	2 504,6	2 679,9	1,7 %
Taux de change (\$ US par \$ CA)	0,90	0,81	0,80	0,80	0,82	0,82	-0,4 %
Prix du pétrole brut (Brent)	99,02	81,62	90,26	97,99	102,40	107,04	0,3 %
Prix du gaz naturel (carrefour Henry)	4,39	3,85	4,10	4,25	4,40	4,55	0,1 %
<i>Pour un ensemble complet de données (prix élevés, prix bas, capacité limitée, GNL élevé et GNL zéro), consulter les annexes sur les données du rapport AE 2016.</i>							

LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

Provinces et territoires

C.-B.	Colombie-Britannique
Alb.	Alberta
Sask.	Saskatchewan
Man.	Manitoba
Ont.	Ontario
Qc	Québec
N.-B.	Nouveau-Brunswick
N.-É.	Nouvelle-Écosse
Î.-P.-É.	Île-du-Prince-Édouard
T.-N.-L.	Terre-Neuve-et-Labrador
Yn	Yukon
T.N.-O.	Territoires du Nord-Ouest
Nt	Nunavut

Autres

AE 2016	<i>Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l’horizon 2040</i>
CO₂	Dioxyde de carbone
CSC	Capture et stockage de carbone
GNL	Gaz naturel liquéfié
LGN	Liquides de gaz naturel
Mt	Mégatonne
NPR	Normes de portefeuille renouvelable
Office	Office national de l’énergie
PIB	Produit intérieur brut

LISTE DES UNITÉS

\$ CAD	dollar canadien
\$ US	dollar américain
Gpi³	milliard de pieds cubes
GW	gigawatt
GWh	gigawattheure
/j	par jour
Mb	million de barils
Mpi³	million de pieds cubes
Mt	mégatonne d'équivalent CO ₂
MW	mégawatt
PJ	pétajoule
TWh	terrawattheure

GLOSSAIRE

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est un ancien bassin sédimentaire d'une superficie de 1,4 million de kilomètres carrés couvrant la partie sud-ouest du Manitoba, la partie sud de la Saskatchewan, la presque totalité de l'Alberta, les parties est et nord-est de la Colombie-Britannique et la partie sud du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

Biomasse

Matières organiques, telles que le bois, les résidus de récolte, les ordures ménagères, les déchets de bois ou la liqueur de cuisson, transformées à des fins énergétiques.

Brent

Prix de référence du pétrole brut à l'échelle mondiale. Il s'agit d'un pétrole léger non corrosif que l'on extrait dans la mer du Nord.

Capacité (électricité)

Quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer un appareil, habituellement exprimée en mégawatts.

Capture et stockage de carbone (CSC)

Processus visant à capturer (et à stocker) le CO₂ pour éviter qu'il soit rejeté dans l'atmosphère et pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le CO₂ est comprimé de façon à pouvoir être transporté par pipeline ou navire-citerne en vue de son stockage dans des milieux comme des formations géologiques profondes.

Carrefour Henry (prix)

Point où sont établis les prix à terme du gaz naturel transigé à la New York Mercantile Exchange. Le carrefour se trouve en Louisiane, sur le gazoduc appartenant à Sabine Pipe Line.

Charge d'alimentation

Gaz naturel ou autres hydrocarbures employés comme élément essentiel d'un procédé de production.

Combustible fossile

Source de combustible à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole brut.

Demande d'énergie pour utilisation finale ou secondaire

Énergie consommée par les utilisateurs finaux dans les secteurs résidentiel, commercial, industriel (notamment l'énergie utilisée pour la production de pétrole et de gaz) et des transports.

Demande d'énergie primaire

Totalité des besoins en énergie pour toutes les utilisations, y compris l'énergie utilisée par le consommateur final, les utilisations intermédiaires dans la transformation d'une forme d'énergie en une autre et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir un marché.

Dollar indexé ou constant

Prix maintenus constants à une année de base, de façon à éliminer l'incidence de l'inflation.

Efficacité énergétique

Technologies et mesures qui réduisent la quantité requise d'énergie ou de carburant en vue d'accomplir une tâche précise.

Énergie géothermique

Utilisation de chaleur géothermique pour produire de l'électricité. Décrit aussi les méthodes utilisant le sol comme source de chaleur et de refroidissement (géothermie ou pompe géothermique).

Énergie houlomotrice/marémotrice

Hydroélectricité produite sous la force du flux et du reflux de la mer pendant les marées ou encore sous l'action des vagues.

Énergie solaire

Énergie produite par des capteurs (actifs et passifs) de chaleur solaire et par des systèmes photovoltaïques.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz comme le CO₂, le méthane ou l'oxyde d'azote qui contribue directement à l'effet de serre dans l'atmosphère. Font également partie de ce groupe des gaz produits par procédés industriels comme les hydrofluorocarbones, les perfluorocarbones et les hexafluorures de soufre.

Gaz naturel commercialisable

Volume de gaz pouvant être mis en marché après l'avoir débarrassé de ses impuretés et avoir tenu compte des volumes utilisés pour alimenter les installations en surface. Utilisé dans le présent rapport pour les volumes non découverts, le gaz commercialisable est établi en appliquant la perte moyenne en surface aux gisements existants dans la formation aux volumes récupérables des gisements non découverts de la même formation.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel se trouvant dans sa forme liquide. Le gaz naturel est liquéfié par refroidissement à moins 162 degrés Celsius (moins 262 degrés Fahrenheit), processus qui comprime le volume par un facteur supérieur à 600 et qui permet de le transporter efficacement par navire-citerne ou camion-citerne.

Liquides de gaz naturel (LGN)

Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.

Pétrole brut classique

Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.

Pétrole brut lourd

Terme désignant généralement le pétrole brut de densité supérieure à 900 kg/m³ ou de densité API inférieure à 25.

Pétrole brut

Mélange constitué principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui se trouve sous forme liquide dans les gisements et qui conserve cette forme aux pressions atmosphériques et aux températures ambiantes. Le pétrole brut peut renfermer de faibles quantités de soufre et de produits autres que des hydrocarbures, mais exclut les liquides obtenus par traitement du gaz naturel.

Production (électricité)

Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie. Aussi, quantité d'énergie produite.

Production hydroélectrique

Forme d'énergie renouvelable au moyen de laquelle de l'électricité est produite à partir d'énergie hydraulique.

Produit intérieur brut (PIB)

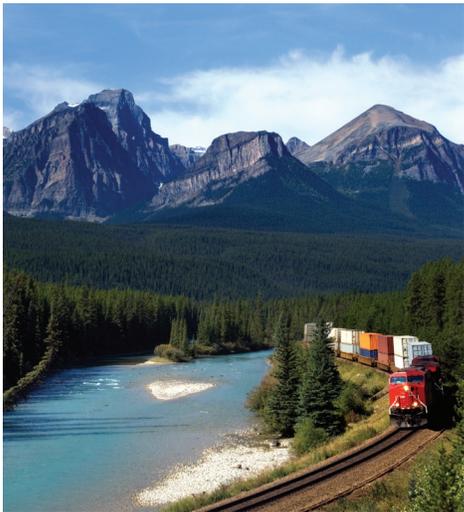
Mesure de l'activité économique d'un pays. Il s'agit de la valeur marchande de tous les biens et services produits en un an à l'intérieur des limites géographiques du Canada.

Produits pétroliers raffinés

Large éventail de produits tirés du pétrole brut au moyen du procédé de raffinage, par exemple l'essence, le diesel, le mazout de chauffage et le carburéacteur, pour n'en nommer que quelques-uns.

Sables bitumineux

Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.



© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2016 représentée par l'Office national de l'énergie

www.neb-one.gc.ca/avenirenergetique