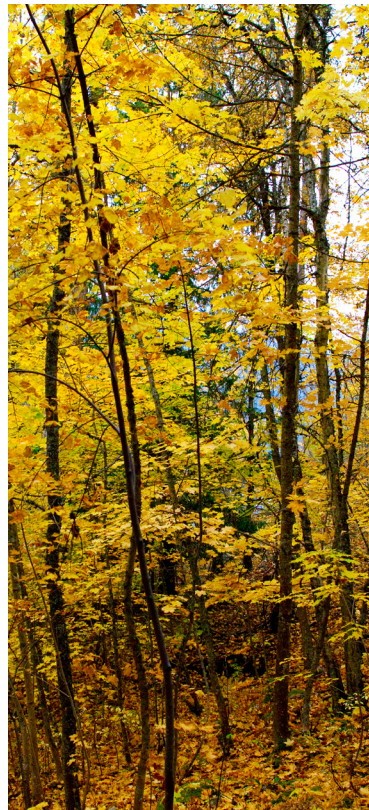
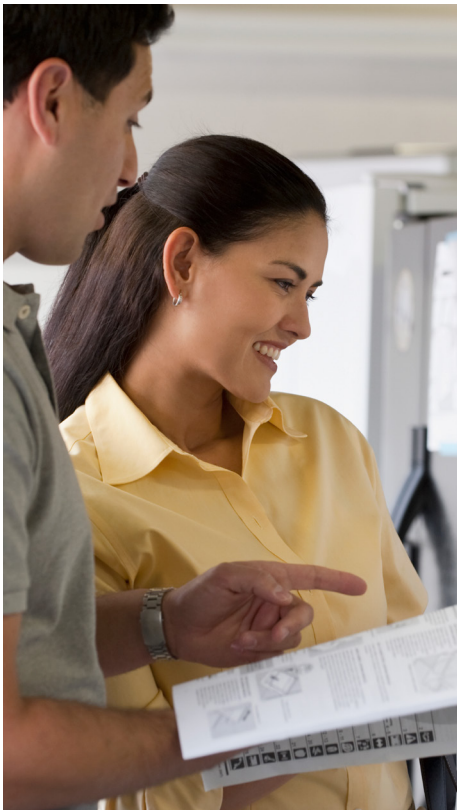




Office national
de l'énergie

National Energy
Board

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE



Avenir énergétique du Canada en **2017**

.....
OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2040

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 2017

N° de cat. NE2-12/2017F-PDF
ISSN 2292-1729
Titre-clé : Avenir énergétique du Canada

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 2017

Cat. No. NE2-12/2017E-PDF
ISSN 2292-1710
Key title: Canada's Energy Future

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

Message du président et premier dirigeant de l'Office national de l'énergie	4
Résumé	5
Grandes conclusions	5
Chapitre premier : Introduction	13
Chapitre deux : Hypothèses clés	14
Hypothèses sur les prix du carbone	15
Hypothèses du scénario des avancées technologiques	20
Prix du pétrole brut et du gaz naturel	22
Chapitre trois : Résultats – Scénarios de référence et de TCE	26
Aperçu	26
Déterminants macroéconomiques	26
Demande d'énergie	28
Pétrole brut	38
Gaz naturel	45
Liquides de gaz naturel	49
Électricité	50
Charbon	60
Émissions de GES	62
Chapitre quatre : Résultats – Scénario des avancées technologiques	65
Avancées technologiques	65
Résultats – Scénario des avancées technologiques	78
Déterminants macroéconomiques	78
Demande d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial, industriel et des transports	79
Production de pétrole brut et demande d'énergie industrielle	82
Électricité	85
Émissions de GES	87
Principales incertitudes	90
Annexe : Faits récents en matière de politiques climatiques	91

Message du président et premier dirigeant de l'Office national de l'énergie

C'est avec plaisir que je présente le dernier-né de la série de documents sur l'*avenir énergétique* produits par l'Office national de l'énergie intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2017 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (« Avenir énergétique 2017 »). Difficile de passer sous silence qu'il y a 50 ans cette année, soit en 1967, paraissait la première version des perspectives à long terme sur l'offre et la demande publiées par l'Office. En un demi-siècle, l'industrie de l'énergie au Canada a subi des transformations en profondeur, qu'on pense par exemple à une production hydroélectrique qui a presque triplé, à la mise en valeur des sables bitumineux ou aux améliorations phénoménales de l'efficacité énergétique dans tous les secteurs de l'économie.

Les 50 années à venir ne nous en promettent pas moins. Déjà, le Canada passe graduellement vers une économie plus décarbonée, mais le chemin qu'il empruntera pour arriver à destination et le moment où il y parviendra sont loin d'être évidents. Des échanges éclairés, factuels et crédibles entre tous les Canadiens sont essentiels pour baliser la voie à suivre.

Avenir énergétique 2017 contribue à cette œuvre collective, car il s'agit des seules perspectives à long terme sur l'offre et la demande d'énergie auxquelles le public a accès qui traitent de tous les produits énergétiques de base, dans toutes les provinces et tous les territoires. Il importe de souligner que ce rapport peut jeter les fondements d'une discussion féconde sur l'avenir énergétique du Canada.

La forme que prendront les politiques climatiques et les technologies énergétiques dictera en grande partie la transition du Canada vers une économie plus décarbonée. *Avenir énergétique 2017* traite de ces questions dans le contexte de deux nouveaux ensembles de données qui se greffent au scénario de référence, lequel présente des perspectives de base. Comme son nom l'indique, le scénario de tarification du carbone élevée cherche à cerner les répercussions que pourraient avoir des prix du carbone plus élevés, alors que celui des avancées technologiques envisage l'adoption à plus grande échelle de certaines technologies émergentes pour la production d'énergie et sa consommation.

Je trouve les différences entre ces trois scénarios particulièrement instructives. On constate sans difficulté l'influence des politiques climatiques et des technologies, actuelles et futures, sur la consommation de combustibles fossiles au Canada. Les scénarios de tarification élevée du carbone et des avancées technologiques laissent entrevoir une diminution palpable à cet égard.

Avenir énergétique 2017 n'a pas été préparé en fonction d'une éventuelle atteinte des cibles du Canada en matière d'émissions de GES et les résultats présentés ici ne devraient donc pas être interprétés comme constituant le plafond ultime auquel le pays peut aspirer en la matière. Les scénarios servent plutôt à illustrer l'incidence que les politiques climatiques et les technologies peuvent avoir sur la filière énergétique canadienne.

J'aimerais remercier tous les spécialistes techniques à l'Office qui sont à l'origine des projections faites dans le présent document, au même titre que les différents partenaires clés avec qui l'équipe de production a collaboré, en particulier Statistique Canada, Environnement et Changement climatique Canada ainsi que Ressources naturelles Canada. Les données et l'expertise ainsi mises en commun ont rendu possible ce rapport.

Le président et premier dirigeant,



C. Peter Watson, P.Eng. FACG

RÉSUMÉ

La série de documents produits par l'Office national de l'énergie sur l'*avenir énergétique* permet d'explorer diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme. L'analyse ainsi proposée n'a pas de valeur prédictive et ne vise pas non plus l'atteinte de certains buts, par exemple les cibles du Canada en matière de changements climatiques. Ces documents misent plutôt sur des modèles, économiques et énergétiques, pour élaborer des projections fondées sur un ensemble d'hypothèses tenant compte des tendances passées et plus récentes dans le monde des technologies, des politiques sur l'énergie et les changements climatiques, des comportements humains et de la structure de l'économie.

- *Avenir énergétique du Canada en 2017 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (« Avenir énergétique 2017 ») résulte de l'élaboration des trois scénarios suivants :
 - Le scénario de référence s'appuie sur les perspectives économiques actuelles et adopte une vision modérée pour ce qui est des prix de l'énergie comme des politiques énergétiques ou climatiques déjà annoncées au moment de l'analyse.
 - Le scénario de tarification du carbone élevée rend compte des répercussions sur la filière énergétique canadienne de prix plus élevés pour le carbone que dans le scénario de référence.
 - Le scénario des avancées technologiques tient non seulement compte d'une tarification du carbone élevée sur la filière énergétique canadienne mais également des incidences qu'aurait l'adoption plus massive de certaines technologies émergentes liées à la production ou à la consommation d'énergie.

Grandes conclusions

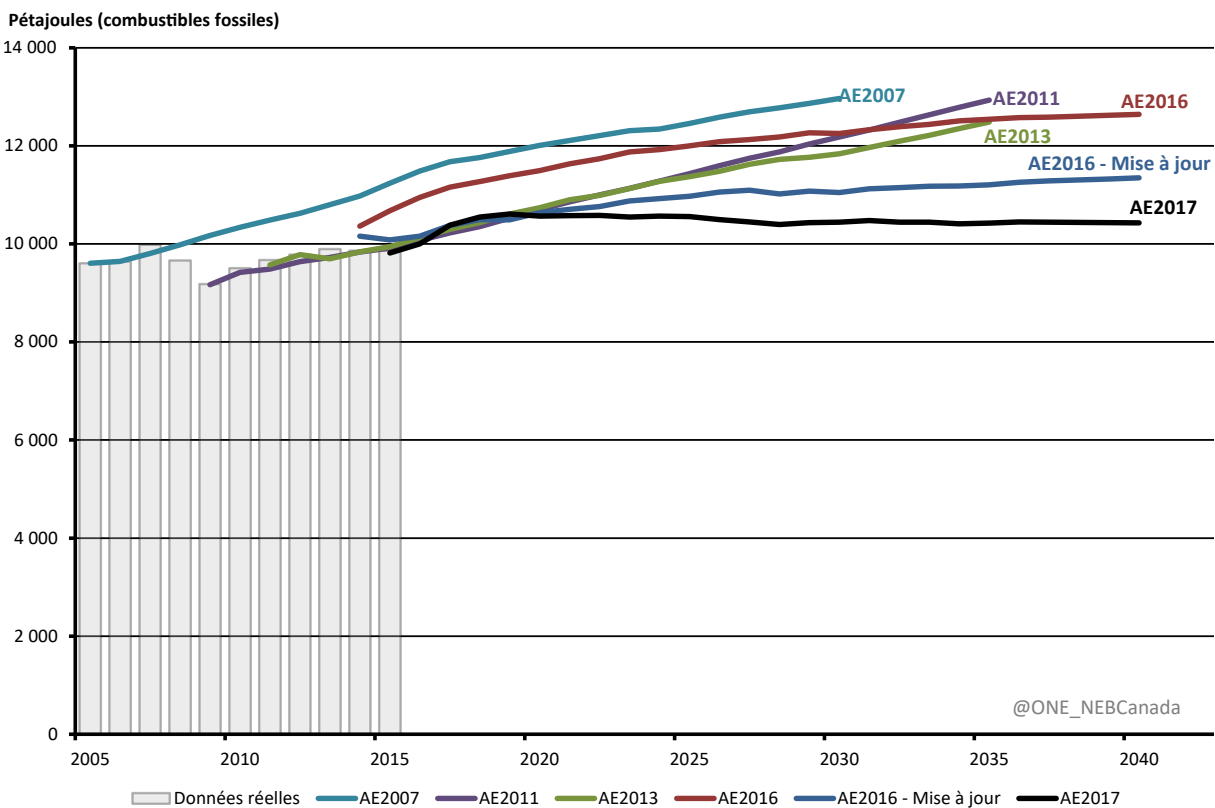
- 1. Le scénario de référence d'Avenir énergétique 2017 est le premier du genre, parmi tous les documents produits sur l'avenir énergétique, où la consommation de combustibles fossiles atteint un sommet, puis diminue, pendant la période de projection.**
- 2. Comparativement au scénario de référence, en 2040, la consommation de combustibles fossiles est inférieure de 8 % dans le scénario de tarification du carbone élevée et de 13 % dans celui des avancées technologiques.**
- 3. La capacité des ressources renouvelables croît rapidement, l'éolien passant du simple au double et le solaire faisant plus que tripler d'ici 2040 selon le scénario de référence.**
- 4. En dépit de résultats énergétiques différents, la croissance économique est semblable quel que soit le scénario dans Avenir énergétique 2017.**
- 5. Ce sont les tendances politiques et technologiques à venir, tant au pays qu'ailleurs dans le monde, qui dicteront ce à quoi ressemblera l'avenir énergétique durable au Canada.**

Première grande conclusion: Le scénario de référence d'Avenir énergétique 2017 est le premier du genre, parmi tous les documents produits sur l'avenir énergétique*, où la consommation de combustibles fossiles atteint un sommet, puis diminue, pendant la période de projection.

Selon le scénario de référence, la consommation de combustibles fossiles atteint un sommet tôt pendant la période de projection. Une plus grande efficacité énergétique, des projections à l'effet que la croissance de l'économie et de la population sera un peu plus lente que dans les perspectives antérieures, ainsi que l'adoption par divers gouvernements, tant au niveau provincial que fédéral, de politiques sur les changements climatiques sous-tendent cette réorientation de trajectoire.

FIGURE R.1

Projections de la consommation de combustibles fossiles au Canada, scénario de référence des rapports récents sur l'avenir énergétique



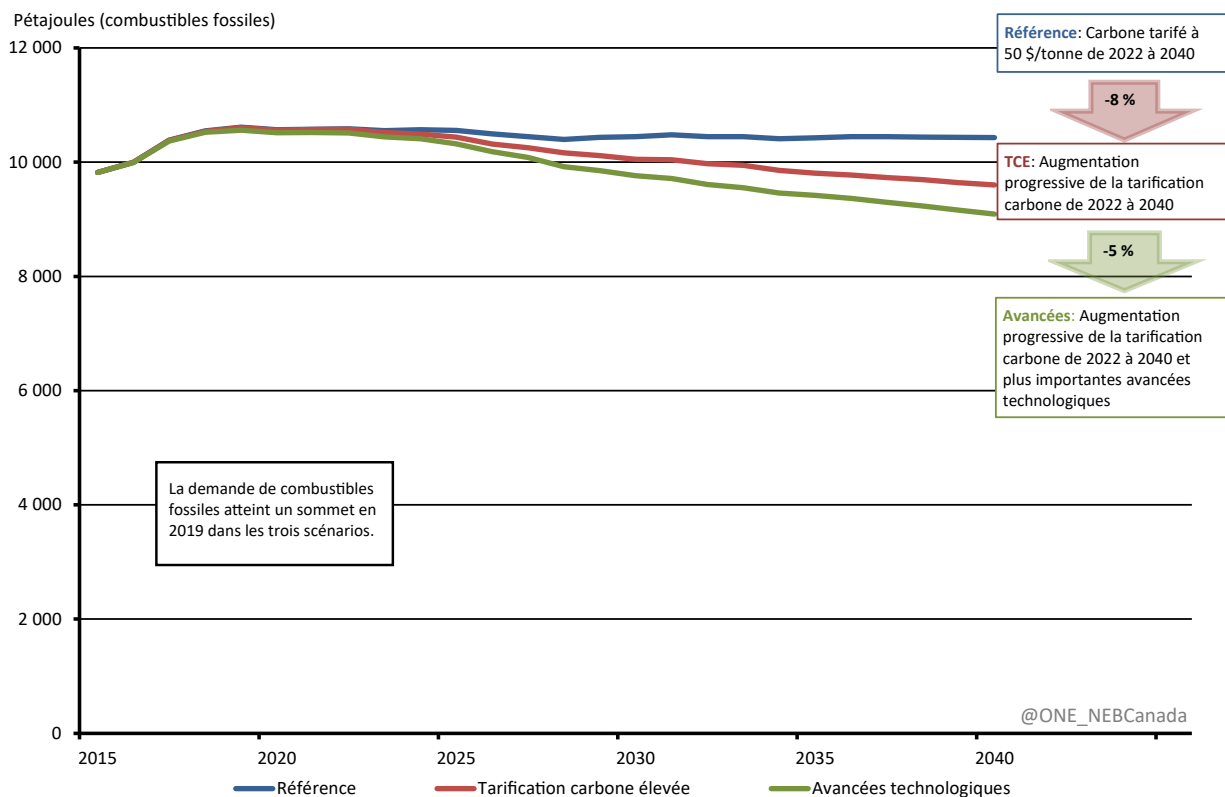
*Le premier rapport sur l'avenir énergétique remonte à 2007.

Deuxième grande conclusion : Comparativement au scénario de référence, en 2040, la consommation de combustibles fossiles est inférieure de 8 % dans le scénario de tarification du carbone élevée et de 13 % dans celui des avancées technologiques.

Les politiques climatiques et le rythme des avancées technologiques seront les éléments moteurs des tendances à venir pour la consommation d'énergie. Selon le scénario de tarification du carbone élevée, une plus grande efficacité énergétique permet aux entreprises et aux ménages canadiens de consommer 8 % moins de combustibles fossiles que dans le scénario de référence. Pour sa part, le scénario des avancées technologiques prévoit un recours accru à des technologies émergentes qui retranche encore 5 % aux combustibles fossiles consommés selon le scénario de tarification du carbone élevée pour une diminution totale de 13 % par rapport au scénario de référence.

FIGURE R.2

Consommation de combustibles fossiles, tous les scénarios

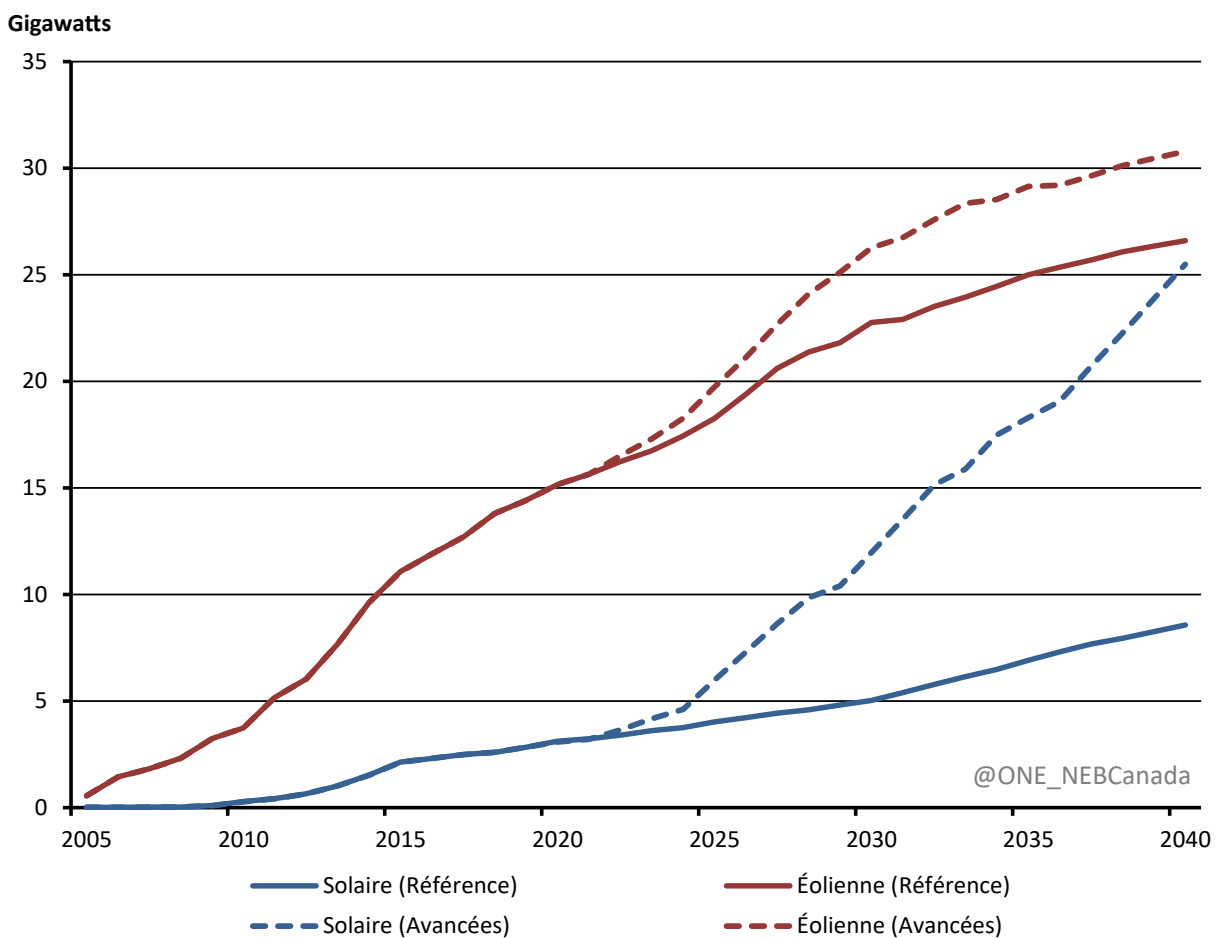


Troisième grande conclusion : La capacité des ressources renouvelables croît rapidement, l'éolien passant du simple au double et le solaire faisant plus que tripler d'ici 2040 selon le scénario de référence.

Le secteur de l'électricité, dont les émissions polluantes sont déjà faibles au Canada, poursuit son verdissement. D'un peu plus de 2 gigawatts (« GW ») qu'elle était en 2015, la capacité solaire dépasse 8 GW en 2040 selon le scénario de référence. Dans le même intervalle, selon le scénario des avancées technologiques elle passe à 25 GW en raison de la baisse des coûts alors attendue. La progression de la capacité éolienne, quant à elle, va de 11 GW en 2016 à plus de 26 GW en 2040 selon le scénario de référence et à presque 31 GW selon celui des avancées technologiques. Quel que soit le scénario, la capacité des centrales au charbon classiques régresse considérablement, remplacée par une production à partir de ressources renouvelables, de centrales alimentées au gaz naturel ou d'autres également au charbon, mais permettant le captage et le stockage de CO₂. D'ici 2040, la production canadienne d'électricité sans émissions polluantes, qui se situe à 80 % en 2016, passe à 82 % selon le scénario de référence et à 86 % selon celui des avancées technologiques.

FIGURE R.3

Capacité solaire et éolienne, scénarios de référence et des avancées technologiques

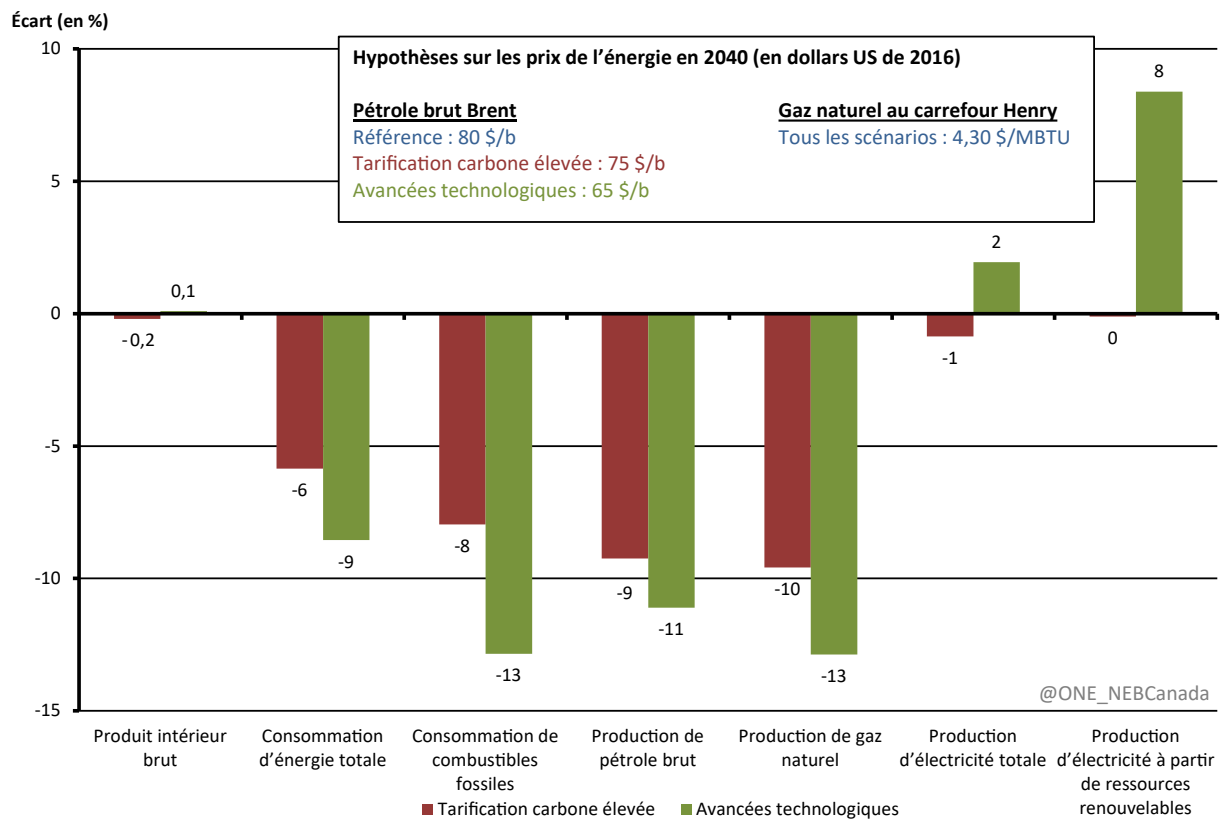


Quatrième grande conclusion: En dépit de résultats énergétiques différents, la croissance économique est semblable quel que soit le scénario dans Avenir énergétique 2017.

Le produit intérieur brut, qui est une mesure de la vigueur de l'économie, comparativement à ce qui est prévu dans le scénario de référence en 2040, est de 0,2 % inférieur selon le scénario de tarification du carbone élevée et de 0,1 % supérieur selon celui des avancées technologiques. Dans un monde où d'autres nations raffermissent elles aussi leurs politiques climatiques, une tarification du carbone élevée comprime la consommation de combustibles fossiles et influe peu sur la croissance économique.

FIGURE 4

Pourcentage d'écart selon diverses mesures comparativement au scénario de référence en 2040, scénarios de tarification du carbone élevée et des avancées technologiques

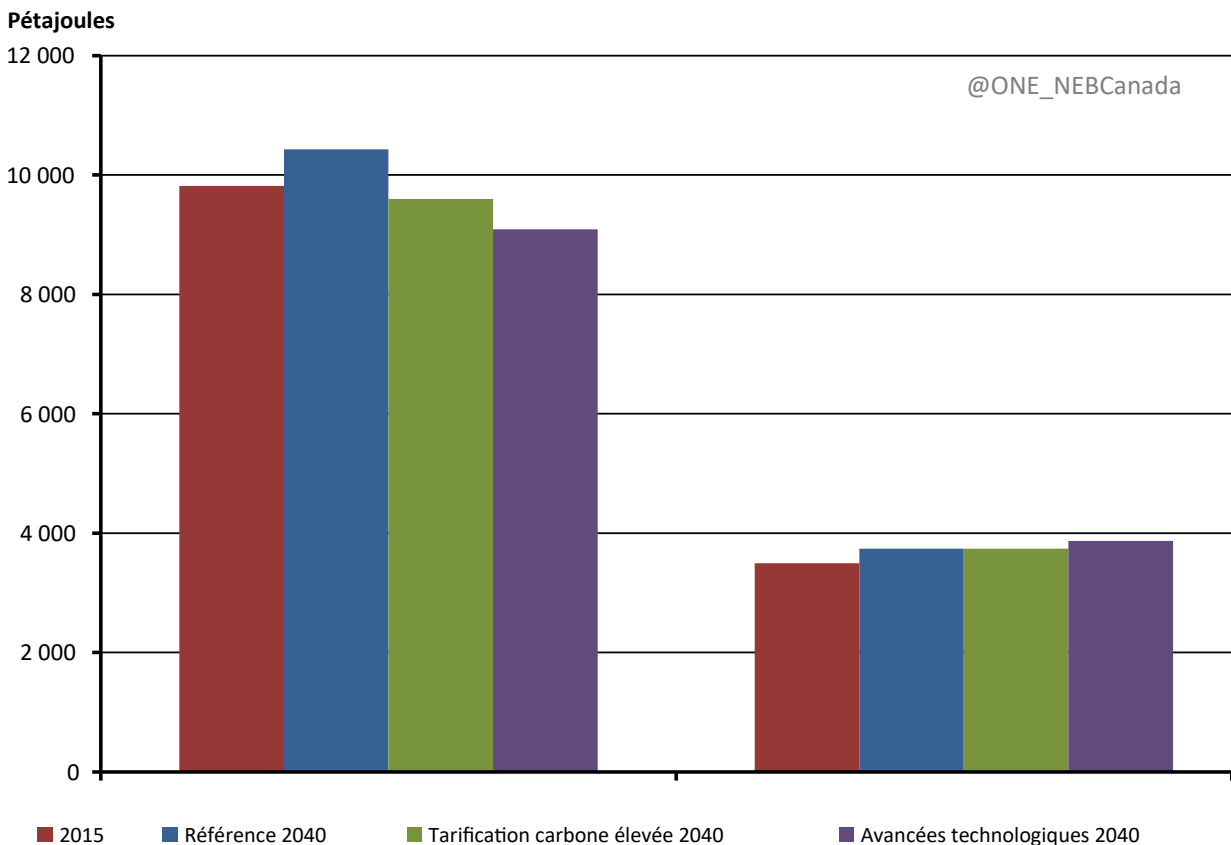


Cinquième grande conclusion: Ce sont les tendances politiques et technologiques à venir, tant au pays qu'ailleurs dans le monde, qui dicteront ce à quoi ressemblera l'avenir énergétique durable au Canada.

Dans les scénarios de tarification du carbone élevée et des avancées technologiques, la consommation de combustibles fossiles et les émissions de GES en 2040 sont inférieures à ce qu'elles sont à l'heure actuelle, la part des ressources renouvelables et des combustibles sans émissions polluantes allant en augmentant. Ces scénarios montrent que politiques et technologies sont en mesure de modifier la trajectoire de la consommation d'énergie. L'analyse présentée dans Avenir énergétique 2017 découle de projections quant à l'offre et à la demande futures d'énergie à partir de diverses hypothèses. Elle n'illustre pas la voie à suivre pour l'atteinte de buts précis liés aux changements climatiques. Même si les résultats obtenus laissent entendre que le Canada devra faire davantage pour atteindre ses cibles en matière d'émissions de GES, les scénarios avancés dans Avenir énergétique 2017 ne constituent en rien un plafond infranchissable quand on parle de possibilités de réduction de telles émissions au pays. Les résultats en question servent plutôt à illustrer l'incidence que les politiques climatiques et les technologies peuvent avoir sur la filière énergétique canadienne.

FIGURE R.5

Consommation d'énergie, tous les scénarios



À propos de l'Office national de l'énergie

L'[Office national de l'énergie](#) est un organisme de réglementation national indépendant du secteur énergétique. Son rôle consiste à réglementer, de la construction jusqu'à la cessation de leur exploitation, des pipelines qui franchissent des frontières provinciales et internationales, des lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées, tout comme les importations de gaz naturel et les exportations de ce même gaz, de ses liquides, de pétrole brut, de produits pétroliers raffinés et d'électricité, en plus des activités d'exploration et de production pétrolières ou gazières dans certaines régions. Il lui incombe par ailleurs de diffuser de l'information à jour, exacte et objective sur l'énergie, de même que de fournir des conseils sur des questions énergétiques.

Le résultat stratégique correspondant est que la réglementation des pipelines et des lignes de transport d'électricité, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie contribue à assurer la sécurité des Canadiens, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure comme des marchés énergétiques, le tout dans le respect des droits et des intérêts des parties touchées par les décisions ou les recommandations de l'Office.

Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer ce qui suit :

- la construction, le fonctionnement et la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou des limites provinciales/territoriales;
- les droits et tarifs pipeliniers associés;
- la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité comme de lignes interprovinciales désignées;
- les importations de gaz naturel et les exportations de ce même gaz, de ses liquides, de pétrole brut, de produits pétroliers raffinés et d'électricité;
- les activités d'exploration et de production pétrolières ou gazières, dans des zones extracôtières ou régions septentrionales précises.

À propos du présent rapport

L'Office surveille les marchés de l'énergie, évaluant les besoins du Canada en la matière et les tendances qui se dessinent afin de pouvoir mieux s'acquitter de ses responsabilités réglementaires. Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2017 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, s'inscrit dans la lignée des documents produits antérieurement sur l'*avenir énergétique* et présente des projections tendanciennes à long terme.

Le rapport Avenir énergétique 2017 a été préparé par le personnel technique de l'Office national de l'énergie sous la supervision d'Abha Bhargava (abha.bhargava@neb-one.gc.ca), directrice de l'intégration énergétique, ainsi que de Bryce van Sluys (bryce.vansluys@neb-one.gc.ca) et d'Andrea Oslanski (andrea.oslanski@neb-one.gc.ca), gestionnaires du projet. Si vous avez des questions précises au sujet de l'information présentée dans le rapport, vous pouvez les acheminer à l'une ou l'autre des adresses suivantes. Questions d'ordre général (avenirenergetique@neb-one.gc.ca). Principaux déterminants et macroéconomie : Bryce van Sluys (bryce.vansluys@neb-one.gc.ca), Chris Doleman (chris.doleman@neb-one.gc.ca), Matthew Hansen (matthew.hansen@neb-one.gc.ca), Ken Newel (ken.newel@neb-one.gc.ca), Lukas Hansen (Lukas.hansen@neb-one.gc.ca). Pétrole brut : Peter Budgell (peter.budgell@neb-one.gc.ca). Bilan de raffinage : Jesus Rios (jesus.rios@neb-one.gc.ca). Gaz naturel : Melanie Stogran (melanie.stogran@neb-one.gc.ca). Liquides de gaz naturel : Jesus Rios (jesus.rios@neb-one.gc.ca). Électricité : Michael Nadew (michael.nadew@neb-one.gc.ca), Mantaj Hundal (mantaj.hundal@neb-one.gc.ca), Ryan Safton (ryan.safton@neb-one.gc.ca). Charbon : Lukas Hansen (Lukas.hansen@neb-one.gc.ca).

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. En agissant ainsi, la partie fait sienne l'information déposée et pourrait devoir répondre à des questions sur celle-ci.

INTRODUCTION

- La série de documents produits par l'Office national de l'énergie sur l'*avenir énergétique* permet d'explorer diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme. L'analyse ainsi proposée n'a pas de valeur prédictive et ne vise pas non plus à illustrer comment seront atteints certains buts, par exemple les cibles du Canada en matière de changements climatiques. Ces documents misent plutôt sur des modèles, économiques et énergétiques, pour élaborer des projections fondées sur un ensemble d'hypothèses tenant compte des tendances passées et plus récentes dans le monde des technologies, des politiques sur l'énergie et les changements climatiques, des comportements humains et de la structure de l'économie.
- Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2017 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, (« Avenir énergétique 2017 »), est le dernier-né de cette lignée.
- Avenir énergétique 2017 résulte de l'élaboration des trois scénarios suivants :
 - o Le scénario de référence s'appuie sur les perspectives économiques actuelles et adopte une vision modérée pour ce qui est des prix de l'énergie comme des politiques énergétiques ou climatiques déjà annoncées au moment de l'analyse.
 - o Le scénario de tarification du carbone élevée (« TCE ») rend compte des répercussions sur la filière énergétique canadienne de prix plus élevés pour le carbone que dans le scénario de référence.
 - o Le scénario des avancées technologiques tient compte des incidences qu'aurait l'adoption plus massive de certaines technologies émergentes liées à la production ou à la consommation d'énergie.
- Avant d'aboutir au présent rapport, l'Office a échangé avec divers spécialistes œuvrant dans le domaine de l'énergie ainsi qu'avec différentes parties prenantes afin de connaître leur opinion, mais aussi pour profiter de leur rétroaction, au sujet des hypothèses retenues et des projections préliminaires en découlant. Il souhaite donc remercier toutes ces personnes, qui ont permis à Avenir énergétique 2017 de voir le jour.
- Les imprévus sont presque inévitables pendant la période de projection, qu'ils dérivent d'événements géopolitiques ou de percées technologiques, sans oublier que de l'information jusque-là inédite fera surface, ni l'évolution naturelle des tendances, des politiques et des technologies. En particulier, Avenir énergétique 2017 avance plusieurs hypothèses simplificatrices sur les futurs prix du carbone au Canada. La forme véritable que prendra l'approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone pourrait être à l'origine de répercussions différentes sur la filière énergétique du pays que celles illustrées ici. Le présent rapport ne constitue pas une analyse officielle ou définitive des incidences de cette initiative. C'est dans une telle optique que le lecteur est prié de considérer les projections avancées ici comme le point de départ d'un dialogue sur l'avenir énergétique du Canada et non comme une prédiction des événements à venir.

HYPOTHÈSES CLÉS

Les hypothèses clés sous-jacentes à l'analyse présentée dans les chapitres qui suivront sont décrites ci-dessous.

Hypothèses clés

- Avenir énergétique 2017 appuie son analyse sur les trois hypothèses clés suivantes :
 - o À long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins.
 - o Les facteurs environnementaux et socioéconomiques qui dépassent le cadre des programmes ou politiques retenus sont exclus de l'analyse.
 - o Avenir énergétique 2017 tient compte de nombreuses politiques climatiques annoncées récemment. Les critères qui suivent ont été employés pour déterminer si une politique devait être prise en considération dans le présent rapport :
 - La politique a été rendue publique avant le 1^{er} janvier 2017.
 - Les détails fournis permettent d'obtenir un modèle de politique crédible ou peuvent faire l'objet d'hypothèses raisonnables.
 - Les objectifs visés et les cibles à atteindre, notamment à la suite d'engagements pris par le Canada sur la scène internationale en matière de changements climatiques, ne sont pas explicitement modélisés, mais les politiques annoncées qui sont en place et qui visent l'atteinte de telles cibles sont incluses dans la modélisation.
- Le tableau A.1, à la fin du présent document, relate bon nombre de faits nouveaux récents en matière de politiques climatiques et indique si Avenir énergétique 2017 a pris en compte la politique en question dans son analyse.

Hypothèses sur les prix du carbone

Faits nouveaux en matière de politiques climatiques

- Depuis la fin de 2015, la situation a beaucoup changé au Canada quand on parle de politiques climatiques. Le gouvernement fédéral et nombre de gouvernements provinciaux ont fait d'importantes annonces à ce sujet tout au long de 2016.
- Le gouvernement fédéral a rendu publiques plusieurs politiques sur ce thème à l'automne 2016, notamment dans les contextes suivants :
 - o [Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone](#)
 - o [Initiative visant à réduire les émissions du gouvernement fédéral](#)
 - o [Modifications à la réglementation fédérale en vue de l'élimination progressive des centrales au charbon classiques d'ici 2030](#)
 - o [Plan d'élaboration de normes sur les carburants propres](#)
- Bien des gouvernements provinciaux au Canada ont eux aussi fait [l'annonce de politiques et de plans d'action](#) en rapport avec les changements climatiques depuis la fin de 2015.
- Les politiques climatiques et les plans d'action en découlant, aussi bien provinciaux que fédéraux, en sont à diverses étapes d'élaboration et de mise en œuvre. Certaines des politiques envisagées, comme l'imposition par l'Alberta d'une taxe carbone sur les émissions à la consommation ou le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de l'Ontario, étaient déjà en place au moment de l'analyse. Autrement, des lois et règlements ont été ébauchés ou des propositions, précédemment avancées, sont davantage développées et peuvent même actuellement faire l'objet d'une consultation.

Tarification du carbone comme outil de politique climatique

- En décembre 2016, le gouvernement fédéral a publié le [Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques](#). Ce document décrit les mesures qui contribueront à l'atteinte ou même au dépassement, par le Canada, de la cible en matière de changements climatiques qui consiste à ramener, d'ici 2030, les émissions de [gaz à effet de serre](#) (« GES ») à un niveau inférieur de 30 % à ce qu'elles étaient en 2005. La [tarification du carbone](#) est un élément fondamental du Cadre.
- Plusieurs provinces tarifent déjà le carbone. L'Alberta a commencé à le faire en 2007 avec une tarification en fonction de l'intensité visant les principales sources d'émissions. Elle a été suivie par la Colombie-Britannique avec sa taxe carbone en 2008, puis par le Québec, dont le programme de plafonnement et d'échange est entré en vigueur en 2013. La tendance s'est accentuée en janvier 2017 avec une taxe carbone élargie en Alberta et l'adoption du programme de plafonnement et d'échange par l'Ontario.
- En général, les mécanismes de tarification du carbone imposent des frais unitaires à la consommation de combustibles à l'origine d'émissions de GES. Ces frais sont proportionnels aux émissions produites. Le tableau 2.1 illustre dans quelle mesure différents tarifs influent sur les prix de divers combustibles.

T A B L E A U 2 . 1

Exemple de tarification du carbone selon divers combustibles en termes d'équivalence énergétique et de volume

Tarif	30 \$/tonne		50 \$/tonne		90 \$/tonne		140 \$/tonne	
	Énergie	Volume	Énergie	Volume	Énergie	Volume	Énergie	Volume
Gaz naturel	1,50 \$/GJ	1,58 \$/ kpi ³	2,49 \$/GJ	2,63 \$/ kpi ³	4,49 \$/GJ	4,74 \$/ kpi ³	6,98 \$/GJ	7,38 \$/ kpi ³
Essence	2,06 \$/GJ	7,1 ¢/L	3,43 \$/GJ	11,9 ¢/L	6,17 \$/GJ	21,4 ¢/L	9,59 \$/GJ	33,2 ¢/L
Diesel	2,22 \$/GJ	8,6 ¢/L	3,70 \$/GJ	14,3 ¢/L	6,67 \$/GJ	25,8 ¢/L	10,37 \$/GJ	40,1 ¢/L

- La tarification du carbone peut avoir des conséquences variées.
 - o Les combustibles à l'origine d'émissions de GES coûtent plus cher, ce qui en réduit la consommation. Les consommateurs tiennent compte avec plus de précision du coût de telles émissions dans l'atmosphère au moment de prendre certaines décisions.
 - o Les prix relatifs de différents combustibles rendent mieux compte de leur teneur en GES. Par conséquent, ceux dont les émissions sont faibles ou inexistantes deviennent plus attractifs. Par exemple, comme on peut le constater dans le tableau 2.1, le tarif imposé par unité d'énergie pour le gaz naturel est inférieur à celui pour l'essence, dont la teneur en carbone est plus élevée.
 - o L'innovation peut être favorisée avec des investissements dans des technologies visant à réduire les émissions de GES. La création d'incitatifs économiques pour que consommateurs et entreprises réduisent leurs coûts ouvre les portes du marché aux produits ou services qui permettent de réduire ces émissions.
 - o Les gouvernements profitent d'une nouvelle source de revenus qui peuvent être affectés à des programmes de développement de technologies à l'appui d'une économie décarbonée ou prendre la forme de remises aux consommateurs. Ces revenus peuvent aussi servir à réduire le fardeau fiscal représenté par d'autres types de taxes comme l'impôt des particuliers ou des sociétés.
- Les économistes s'entendent généralement pour dire que la tarification du carbone est un [outil économiquement efficace pour la réduction des émissions de GES](#). La théorie veut que si les producteurs, transporteurs et consommateurs d'énergie peuvent réduire leurs émissions à un coût moindre que celui découlant de la tarification du carbone, ils le feront.

Mécanismes de tarification du carbone

- Habituellement, la tarification du carbone prend l'une ou l'autre des deux formes suivantes : une taxe ou un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission.
 - Les territoires de compétence qui optent pour une taxe carbone tarifent celui-ci en fonction des objectifs de leur politique, une tarification plus élevée devant normalement se traduire par de plus importantes réductions des émissions.
 - Selon le système de plafonnement et d'échange, le gouvernement impose un maximum d'émissions de GES admissibles, puis établit les droits disponibles correspondants. Les intervenants doivent détenir des droits suffisants en fonction de leurs émissions au cours d'une période donnée et puisqu'ils sont nombreux à s'échanger ceux-ci pour satisfaire à une telle exigence, les forces du marché dictent le prix qui s'impose.
- Les politiques de tarification du carbone peuvent avoir des inconvénients, dont certains pourraient être contrés dès l'étape de la conception.
 - La tarification du carbone peut avoir des répercussions sur le plan économique, [surtout dans les secteurs de l'industrie à l'origine de fortes émissions sur lesquels le commerce extérieur exerce des pressions concurrentielles](#). En tarifant le carbone en un lieu donné, les secteurs touchés peuvent déplacer leurs activités au profit d'une région dont les politiques sont moins contraignantes, ce qui est à l'origine d'une réduction nette nulle des émissions de GES à l'échelle de la planète. On parle alors souvent de « fuite de carbone » et la façon habituelle de réagir à un tel transfert d'émissions est d'offrir sans frais des droits à ces secteurs. L'adoption à plus grande échelle de politiques climatiques partout dans le monde pourrait également faire obstacle aux déplacements possibles d'industries dans d'autres régions en vue de réduire leurs coûts liés au carbone.
 - [La tarification du carbone peut être régressive](#), c'est-à-dire qu'elle peut entraîner, pour les personnes dont les revenus se situent au bas de la fourchette, des effets négatifs hors de proportion. Souvent, l'utilisation des revenus ainsi touchés pour consentir des remises ciblées ou réduire d'autres formes d'imposition peut neutraliser ces effets.
 - Certains types d'émissions de GES, notamment celles de méthane associées aux exploitations agricoles ou aux activités pétrolières et gazières, sont difficiles à mesurer, donc à tarifer. [D'autres mécanismes d'intervention, comme des normes technologiques, sont dans bien des cas plus efficaces](#) avec de telles émissions.
- Pour approfondir toute cette question de tarification dans le contexte canadien, on peut consulter le [rapport final sur les mécanismes d'instauration d'un prix sur le carbone](#) publié à l'automne 2016 par le groupe de travail mis sur pied en conformité avec la Déclaration de Vancouver des premiers ministres du pays.

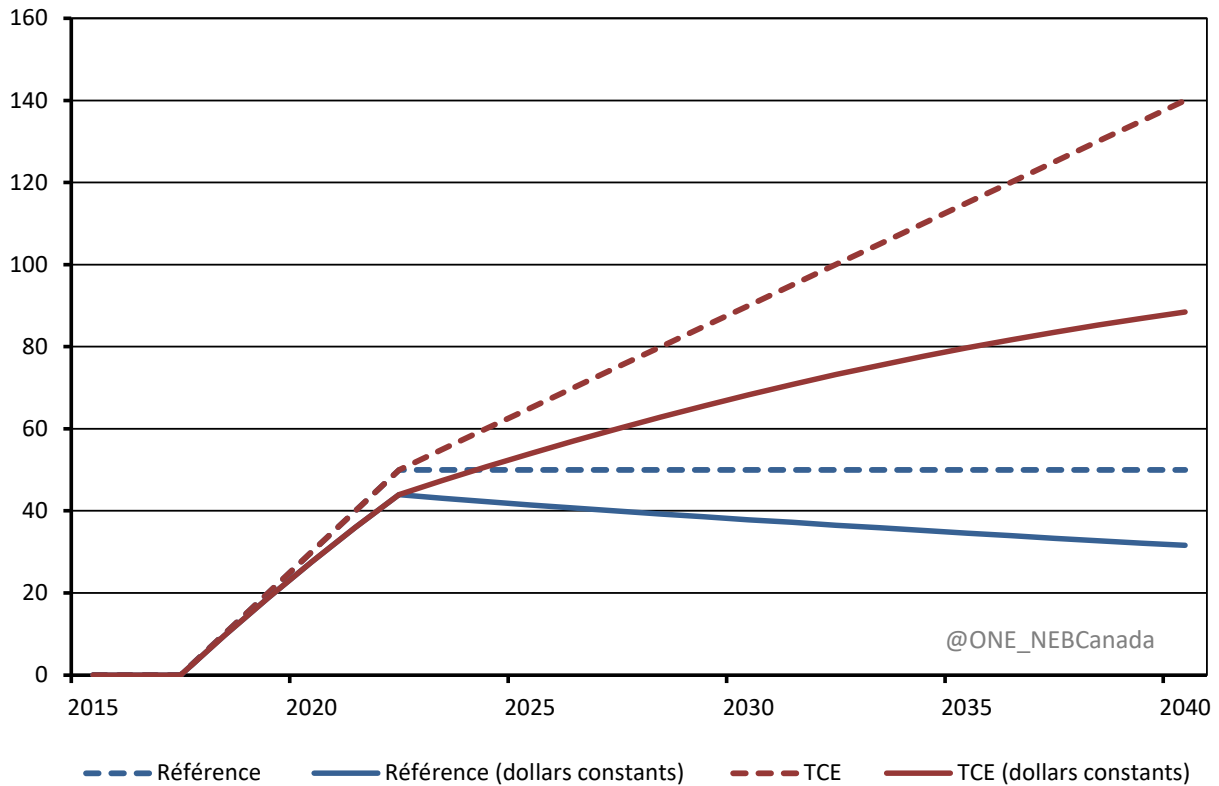
Plan fédéral de tarification du carbone dans Avenir énergétique 2017

- Le gouvernement du Canada a proposé [un modèle pancanadien pour la tarification du carbone](#) afin qu'une telle tarification s'applique à un vaste ensemble de sources d'émissions partout au Canada en 2018, avec une rigueur qui augmente au fil du temps. Les provinces et territoires posséderont la latitude nécessaire pour la mise en œuvre de leur propre régime de tarification, soit fondé sur un prix explicite (comme la taxe carbone en Colombie-Britannique ou celle de l'Alberta avec volet en fonction de la production), soit sous la forme de plafonnement et d'échange de droits d'émission (comme au Québec et en Ontario). Le modèle du gouvernement fédéral prévoit aussi le recours à un filet de sécurité sur la tarification du carbone qui s'appliquera aux provinces et territoires qui, en 2018, pourraient ne pas avoir adopté un régime conforme aux exigences prévues. [En mai 2017, le gouvernement du Canada a publié un document de travail qui présente le filet de sécurité sur la tarification du carbone qu'il propose](#), composé des deux éléments principaux suivants :
 - o une redevance sur le carbone appliquée aux combustibles fossiles d'un montant initial de 10 \$/tonne d'émission en 2018, augmenté par la suite de 10 \$ chaque année jusqu'à atteindre 50 \$/tonne en 2022;
 - o un régime de tarification fondé sur le rendement qui s'applique aux installations industrielles dont les taux d'émissions dépassent un seuil déterminé et qui comprend une option d'adhésion à l'intention des plus petites installations dont les taux d'émissions sont inférieurs au seuil. En tarifant une partie des émissions et en permettant l'échange de droits à leur égard, cet élément favorise innovation et réduction tout en atténuant les pressions concurrentielles négatives.
- Avenir énergétique 2017 avance plusieurs hypothèses simplificatrices sur les futurs prix du carbone au Canada. La forme véritable que prendra l'approche pancanadienne pourrait être à l'origine de répercussions différentes sur la filière énergétique du pays que celles illustrées ici. Le présent rapport ne constitue pas une analyse officielle ou définitive des incidences de cette initiative. Tous les scénarios supposent que le prix minimum du carbone au Canada passe d'un point de départ de 10 \$/tonne d'équivalent CO₂ (« eCO₂ ») en 2018 à 50 \$/tonne en 2022. Dans le scénario de référence, le carbone est tarifé uniformément selon une valeur nominale de 50 \$/tonne entre 2022 et 2040.
- Le gouvernement fédéral [a déclaré que l'approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone fera l'objet d'un examen en 2022 afin de confirmer la voie à suivre](#). Par la suite, le prix minimum pourrait être modifié, surtout si d'autres pays prennent aussi des mesures semblables. *Le scénario de TCE évalue les répercussions à long terme sur la filière énergétique canadienne de prix plus élevés pour le carbone que ce qui est prévu dans le scénario de référence. **La présente analyse de sensibilité ne signifie pas que l'Office recommande ou endosse une quelconque orientation stratégique.***
- Le scénario de TCE suppose une augmentation graduelle du prix du carbone après 2022. La figure 2.1 illustre l'évolution d'un prix minimum dont la valeur nominale continuerait d'augmenter de 5 \$/tonne par année après 2022 pour atteindre 90 \$/tonne en 2030 et 140 \$/tonne en 2040. En dollars constants de 2016, cette même évolution donne un prix de 68 \$/tonne en 2030 et de 88 \$/tonne en 2040.

FIGURE 2.1

Tarifcation fédérale minimale du carbone, scénarios de référence et de TCE

\$ CAN la tonne d'eCO₂



- Dans le contexte toujours de la tarification du carbone, certaines provinces ont déjà intégré des systèmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission ou pourraient le faire. Dans de tels systèmes, le prix futur du carbone est déterminé par l'offre et la demande pour les droits d'émission. Comme c'est le cas pour le pétrole brut ou le gaz naturel, les futurs prix du marché pour le carbone sont incertains et Avenir énergétique 2017 a là aussi recours, comme dans les deux autres cas, à des hypothèses simplificatrices dans ses perspectives. Les scénarios de référence et de TCE supposent un prix unique pour le carbone quel que soit le territoire de compétence après 2022, même en présence d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission.
- Un prix du carbone beaucoup plus élevé que celui adopté dans d'autres pays pourrait exercer des pressions concurrentielles sur divers secteurs de l'industrie au Canada. Il est possible, dans une certaine mesure, de neutraliser certaines pressions éventuelles dès la conception des politiques sur la tarification du carbone. Les plans de tarification déjà en place dans diverses provinces prévoient des mesures visant à atténuer la fuite de carbone. Toutefois, des prix de loin supérieurs à ceux pratiqués dans d'autres pays peuvent quand même être à l'origine de pressions concurrentielles.

-
- Le « [filet de sécurité](#) » fédéral sur la tarification du carbone qui est proposé comprend aussi un volet visant à réduire au minimum les risques associés aux pressions concurrentielles et à une possible fuite de carbone, surtout pour les secteurs à l'origine d'émissions intenses qui dépendent des échanges commerciaux. Au-delà du niveau permis, les principales sources d'émissions ont un montant à payer tandis que les installations qui demeurent sous ce niveau obtiennent des crédits pour l'écart qui les en sépare. Un tel système réduit le coût moyen du carbone pour l'ensemble de ces installations mais continue de les inciter à réduire leurs émissions. Dans la présente analyse, les incidences des incitatifs sur les sources d'émissions sont établies selon le prix intégral du carbone au niveau de l'utilisateur final, mais celles des allocations en fonction de la production sont constatées dans les projections macroéconomiques pour le secteur industriel.
 - Le scénario de TCE suppose que d'autres pays raffermissent eux aussi leurs politiques climatiques au fil du temps. Compte tenu des pressions concurrentielles exercées par des prix du carbone plus élevés, il est plus probable que le Canada les augmente si d'autres nations s'y emploient également. Dans les pays développés, les mesures visant les changements climatiques s'amplifient à un rythme comparable à ce qui est le cas au Canada. Pendant la période de projection, le raffermissent graduel des politiques climatiques est généralisé dans ces pays, une autre hypothèse qui simplifie l'analyse en éliminant les préoccupations découlant d'une possible fuite de carbone.
 - La présente analyse de sensibilité ne vise pas à en reprendre d'autres qui cherchent à cerner ce qu'il faut faire sur le plan de l'énergie pour maintenir sous 2 degrés Celsius l'augmentation des températures dans le monde, comme celle du scénario 450 présentée par l'Agence internationale de l'énergie dans le document intitulé [World Energy Outlook](#), pas plus qu'elle n'est conçue avec comme objectif ultime l'atteinte des cibles découlant des engagements pris par le Canada sur la scène internationale.
 - Les données sur l'offre et la demande d'énergie, aussi bien pour le scénario de référence que pour celui de TCE, sont traitées au chapitre 3 : Résultats – Scénarios de référence et de TCE.

Hypothèses du scénario des avancées technologiques

- La technologie peut avoir une grande influence sur la filière énergétique. Il est souvent difficile de choisir avec justesse, parmi les technologies émergentes, celles qui remporteront le plus grand succès auprès des utilisateurs. La forme que prendront les percées à venir est tout aussi nébuleuse. Le taux d'adoption des technologies émergentes est une source d'incertitude dans les projections avancées dans *Avenir énergétique 2017*.
- À l'instar de celui du Canada, les gouvernements du monde entier ont mis l'accent sur l'innovation technologique en tant qu'élément clé de tout plan visant la réduction des émissions de GES. Au nombre des piliers du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques il faut noter [les technologies propres, l'innovation et la création d'emplois](#). Par ailleurs, le Canada participe à [Mission Innovation](#), une initiative qui regroupe 22 pays et l'Union européenne pour l'incubation d'idées novatrices en matière d'énergie propre partout dans le monde. Il entend ainsi, entre autres choses, doubler les investissements fédéraux en recherche et développement dans ce domaine pendant la période de 2015 à 2020.

-
- Plusieurs gouvernements provinciaux ont eux aussi des programmes pour encourager l'innovation en technologies de l'énergie, Parmi d'autres exemples on peut mentionner [SaskPower](#), l'[Institut de recherche d'Hydro-Québec](#), les [Centres l'excellence de l'Ontario](#) et le programme de [réduction des émissions en Alberta](#). Certains de ces programmes sont financés à même les revenus tirés d'initiatives de tarification du carbone.
 - Des politiques climatiques, comme la tarification du carbone notamment, peuvent pousser à l'adoption de nouvelles technologies dont les émissions sont faibles ou inexistantes en les rendant plus concurrentielles. Certaines technologies, que ce soit pour des raisons de coûts, leur aspect pratique, la qualité démontrée ou des facteurs d'ordre sociétal, peuvent aussi parfois gagner en popularité lorsque des efforts déployés en recherche et développement dans le secteur privé ou public sont à l'origine d'une baisse des émissions au moins équivalente.
 - Le scénario des avancées technologiques tient compte de l'incidence d'une plus grande utilisation de technologies émergentes par la filière énergétique. Il développe davantage les hypothèses qui sous-tendent le scénario de TCE, dont l'augmentation à long terme des prix du carbone illustrée à la figure 2.1.
 - Le scénario des avancées technologiques suppose ce qui suit :
 - o diminutions plus appréciables des coûts de production d'électricité au moyen de parcs solaires ou éoliens pendant la période de projection;
 - o commerce interprovincial de l'électricité plus actif et arrivée discrète de nouvelles possibilités de stockage dans des batteries avant acheminement sur le réseau;
 - o progression plus rapide des véhicules électriques (« VE ») dans le secteur des transports du côté des voitures de tourisme;
 - o adoption de technologies d'injection de vapeur et de solvant dans la région des sables bitumineux;
 - o électrification plus généralisée des appareils de chauffage et des chauffe-eau, dans les secteurs résidentiel et commercial;
 - o utilisation plus grande de la technologie de captage et stockage du CO₂ (« CSC ») par les centrales au charbon.
 - Il ne s'agit là que de quelques-unes des technologies émergentes qui pourraient être davantage présentes sur le marché pendant la période de projection. Elles ont été choisies pour illustrer de quelle manière les avancées technologiques peuvent influencer sur les tendances en matière d'offre et de demande d'énergie dans divers secteurs de l'économie. Nul ne sait encore au juste lesquelles seront adoptées plus largement au cours des prochaines années. Les possibilités sont multiples. **La présente analyse de sensibilité ne se veut pas prédictive ni ne constitue une recommandation à l'endroit de certaines technologies.**
 - Les données sur l'offre et la demande d'énergie pour ce qui est du scénario des avancées technologiques sont traitées au chapitre 4 : Résultats – Scénario des avancées technologiques.

Prix du pétrole brut et du gaz naturel

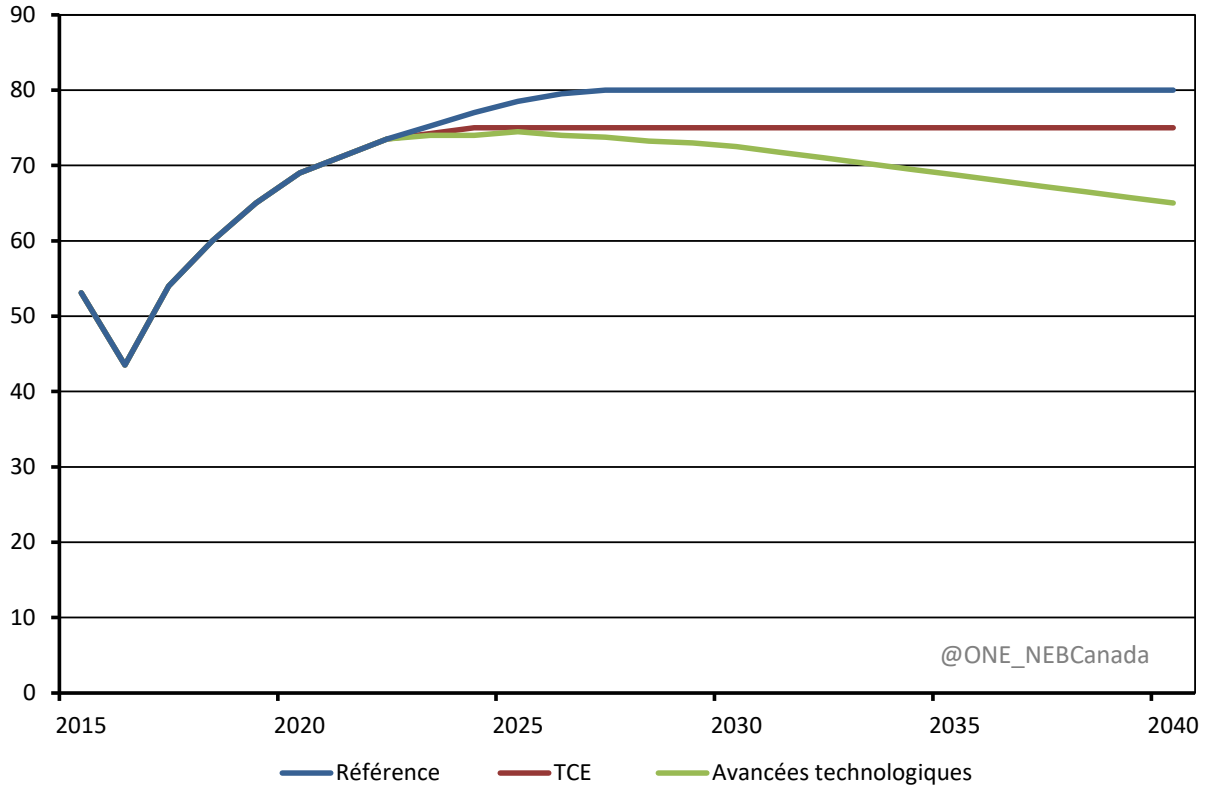
Pétrole brut

- Les prix du pétrole brut représentent un élément de première importance de la filière énergétique canadienne. Ils varient en fonction de facteurs propres à l'offre et à la demande sur la scène mondiale. Le Canada est un important producteur de [pétrole brut](#), dont les prix influent grandement sur la croissance future de la production. Les prix des [produits pétroliers raffinés](#) (« PPR ») comme l'essence et le diesel, qui sont étroitement liés à ceux du pétrole brut, peuvent par ailleurs influencer sur la consommation d'énergie.
- Entre 2011 et le milieu de 2014, les prix mondiaux du pétrole brut sont demeurés stables autour de 100 \$ US le baril (« b »). Ils ont par la suite amorcé une régression graduelle, jusqu'à ce que le prix du pétrole brut [Brent](#) chute à moins de 30 \$ US/b en janvier 2016. Après une remontée, les prix se sont stabilisés à presque 50 \$ US/b au printemps 2016, niveau auquel ils se sont maintenus en 2017.
- La figure 2.2 illustre les hypothèses relatives au prix du pétrole brut Brent adoptées pour Avenir énergétique 2017. Dans le scénario de référence, en dollars constants de 2016, ce prix atteint 80 \$ US/b en 2027, niveau où il demeure jusqu'à la fin de la période de projection. Ces dernières années, en raison des faibles prix du pétrole, on a moins investi pour ajouter à la capacité de production de brut. Par conséquent, les prix augmentent au début de la période de projection, puis l'ajout de production qui s'ensuit permet de retrouver un équilibre entre l'offre et la demande. Après 2027, le prix du pétrole brut Brent demeure à 80 \$ US/b, ce qui rend compte d'une possibilité de fin de croissance de la demande à cet égard ou même de début de recul.

FIGURE 2.2

Prix du pétrole brut Brent, tous les scénarios

\$ US 2016 le baril



- La figure 2.2 montre un prix du pétrole brut Brent plus faible dans les scénarios de TCE et des avancées technologiques après avoir suivi, dans les deux cas, la trajectoire attendue selon le scénario de référence jusqu'en 2022. C'est ensuite que les prix divergent, s'établissant éventuellement à 75 \$ US/b en dollars constants de 2016 selon le scénario de TCE. Pour sa part, le scénario des avancées technologiques s'attend alors à un lent déclin du prix du Brent jusqu'à 65 \$ US/b en 2040, soit 15 \$ US/b de moins que ce que prévoit le scénario de référence.
- Le scénario de TCE suppose une lutte plus acharnée aux changements climatiques que celui de référence, ce qui est à l'origine d'une diminution de la demande pour des marchandises à fortes émissions de GES comme les PPR et le pétrole brut. Dans la même optique, le scénario des avancées technologiques, qui envisage l'adoption à l'échelle mondiale de technologies comme les VE, prévoit une plus faible demande de pétrole brut que dans le scénario de référence.
- L'hypothèse de prix plus faibles dans les scénarios de TCE et des avancées technologiques illustre que des mesures plus fermes pour contrer les changements climatiques ou l'adoption plus généralisée de technologies à faibles émissions peuvent comprimer le marché du pétrole brut comparativement à ce à quoi on peut s'attendre selon le scénario de référence. Côté consommation, le recul des prix du pétrole brut entraînerait dans son sillage une baisse des coûts pour des PPR comme l'essence et le diesel, plus que neutralisée cependant par une tarification du carbone plus élevée obligeant les consommateurs à payer davantage pour ces carburants.

- Les répercussions exactes de l'ajout de mesures devant contrer les changements climatiques ou l'adoption plus généralisée de nouvelles technologies sont fort incertaines. Les écarts entre les prix du pétrole brut selon les scénarios pourraient dépendre des futures politiques climatiques, de l'évolution des coûts d'approvisionnement en pétrole brut dans le monde et de la disponibilité de technologies de remplacement.
- **La différence envisagée entre les divers scénarios prévus dans Avenir énergétique 2017 ne sert pas à évaluer l'incidence, sur les prix du pétrole brut, de l'amplification des mesures visant les changements climatiques. Il s'agit plutôt d'une hypothèse à partir de laquelle il est possible d'élaborer des projections plausibles d'ordre général.**

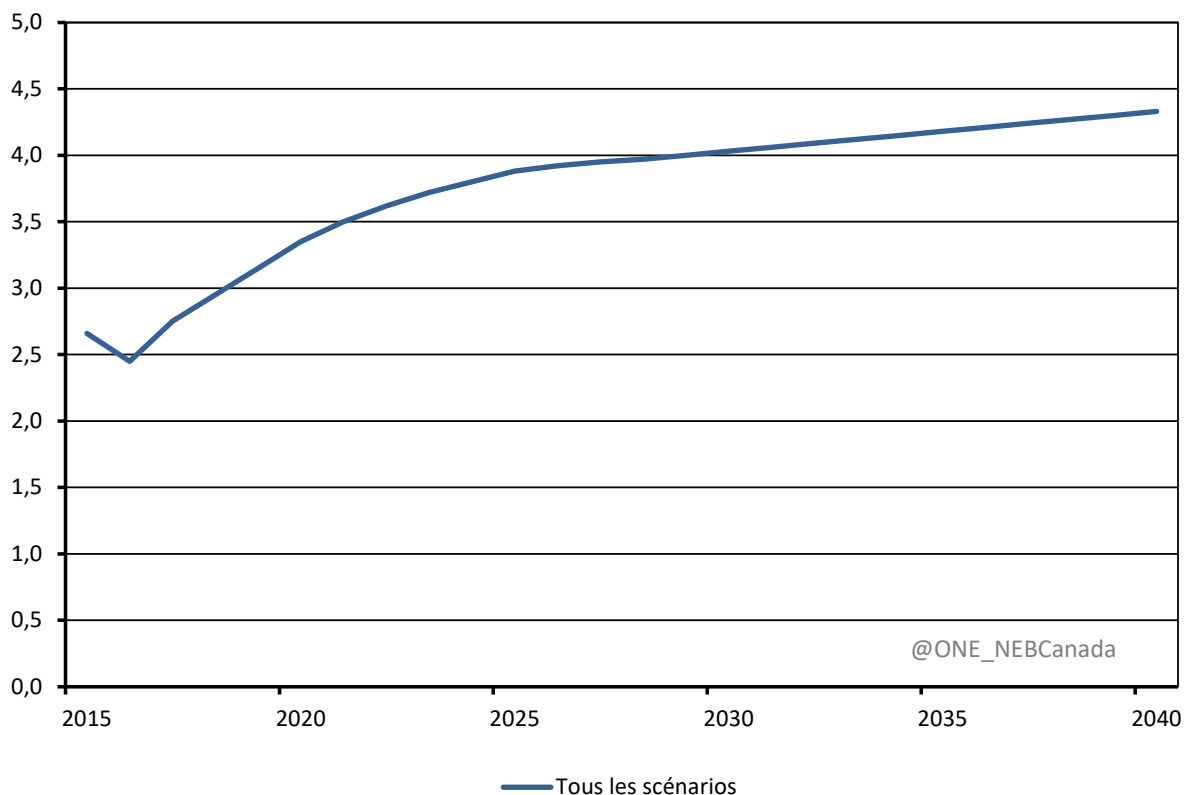
Gaz naturel

- Les prix du gaz naturel ont considérablement baissé depuis une dizaine d'années. Au [carrefour Henry](#), ils sont passés d'une fourchette de 6 à 9 \$ US par million de BTU (« MBTU ») entre 2006 et 2008 à moins de 4 \$ US/MBTU pendant la majeure partie des cinq dernières années. Au cours du premier semestre de 2016, ces prix ont même descendu jusqu'à 2 \$ US/MBTU et leur moyenne s'est plutôt rapprochée de 3 \$ US/MBTU par la suite jusqu'en 2017.
- La figure 2.3 illustre les hypothèses avancées dans Avenir énergétique 2017 quant au prix du gaz naturel au carrefour Henry. Quel que soit le scénario, en dollars constants de 2016, ce prix passe de 2,45 \$ US à 4,30 \$ US/MBTU en 2040.

FIGURE 2.3

Prix du gaz naturel au carrefour Henry, tous les scénarios

\$ US 2016 par MBTU



-
- Le gaz naturel dégage moins de GES que les autres [combustibles fossiles](#). Les hypothèses adoptées dans les scénarios de TCE et des avancées technologiques ne permettent pas de dire si la demande gazière augmentera ou diminuera. Les producteurs d'électricité en Amérique du Nord peuvent choisir de remplacer leurs centrales au charbon par d'autres alimentées au gaz naturel afin de réduire leurs émissions tout en répondant à une demande accrue. Dans la même veine, une adoption plus généralisée du gaz naturel partout dans le monde pourrait faire augmenter la demande de GNL exporté à partir du sol nord-américain et entraîner une hausse des prix. Par contre, une politique climatique plus affirmée et l'adoption de nouvelles technologies pourraient réduire la demande de combustibles fossiles dans leur ensemble, gaz naturel compris. C'est dans ce contexte que l'hypothèse de prix identiques au carrefour Henry pour les trois scénarios a été privilégiée.

RÉSULTATS – SCÉNARIOS DE RÉFÉRENCE ET DE TCE

Aperçu

- Ce chapitre se concentre sur les résultats obtenus à partir des scénarios de référence et de TCE. Ceux découlant du scénario des avancées technologiques sont présentés au chapitre 4.
- On peut consulter dans les annexes accessibles en ligne les données sur lesquelles repose l'analyse proposée dans le présent chapitre. Les données historiques, principalement tirées du tableau [disponibilité et écoulement d'énergie](#) de Statistique Canada, sont augmentées de certains détails obtenus à partir de différentes sources fédérales et provinciales. Question au sujet des données historiques sur l'énergie? avenirenergetique@neb-one.gc.ca

Déterminants macroéconomiques

- L'économie joue un rôle de premier plan dans le portrait énergétique. La croissance économique et démographique, la production industrielle, l'inflation ou les taux de change sont autant de facteurs qui influent sur l'offre et la demande d'énergie.
- Les projections macroéconomiques sur lesquelles reposent les scénarios étudiés proviennent du Centre for Spatial Economics (« C4SE »). En se fondant sur les hypothèses de l'Office liées aux prix ainsi que sur les résultats obtenus à partir des modèles relatifs à l'offre et la demande, le C4SE a réalisé des projections uniques en leur genre des principaux indicateurs macroéconomiques comme le produit intérieur brut, les taux de change et la production industrielle brute pour chaque scénario envisagé.
- Les principales variables économiques figurent au tableau 3.1. À cet égard, le scénario de référence établit à 1,73 % la croissance annuelle moyenne pendant toute la période de projection.

T A B L E A U 3 . 1

Indicateurs économiques, scénarios de référence et de TCE

Indicateur économique	Taux de croissance annuelle moyen composé (à moins d'indication contraire)		
	1990-2015	Scénario de référence (2016-2040)	Scénario de TCE (2016-2040)
Produit intérieur brut réel	2,3 %	1,73 %	1,72 %
Population	1,0 %	0,76 %	0,76 %
Inflation	1,9 %	1,93 %	1,93 %
Taux de change (moyen)	0,813 \$ US/\$ CAN	0,837 \$ US/\$ CAN	0,834 \$ US/\$ CAN

-
- Comparativement aux 25 années précédentes, la croissance économique a décéléré, tant dans le scénario de référence que dans celui de TCE.
 - Des deux scénarios, la croissance est légèrement moindre dans celui de TCE, surtout en raison d'un léger ralentissement de la demande mondiale pour les combustibles fossiles et des marchandises à fortes émissions exportées du Canada comme le pétrole brut, les produits pétrochimiques et certains articles manufacturés. De plus, comparativement au scénario de référence, le relèvement des prix de l'énergie produite à partir de combustibles fossiles et destinée aux consommateurs ou aux entreprises pousse l'inflation vers le haut tout en freinant la croissance économique.
 - Malgré tout, la faible différence de 0,2 % au niveau de cette croissance jusqu'en 2040 entre les deux scénarios comparés n'a que peu d'incidence. Deux éléments clés font contrepoids aux répercussions économiques négatives de prix du carbone plus élevés.
 - o L'analyse suppose qu'à long terme, les revenus ainsi obtenus reviennent aux consommateurs et entreprises, sous forme d'une diminution de l'impôt des particuliers et des sociétés. Cette réorientation fiscale comparativement au scénario de référence est profitable.
 - o Les prix plus élevés, selon le scénario de TCE, de l'énergie produite à partir de combustibles fossiles incitent les entreprises à délaisser l'énergie au profit de la main-d'œuvre et de la machinerie, lorsque possible, pour une même production. Par exemple, en présence de prix du carbone plus élevés, une société pourrait décider de remplacer sans plus attendre un appareil de chauffage désuet qui consomme beaucoup d'énergie. Cette hausse des investissements, associée à une productivité accrue, favorise la croissance économique à long terme.

Principales incertitudes

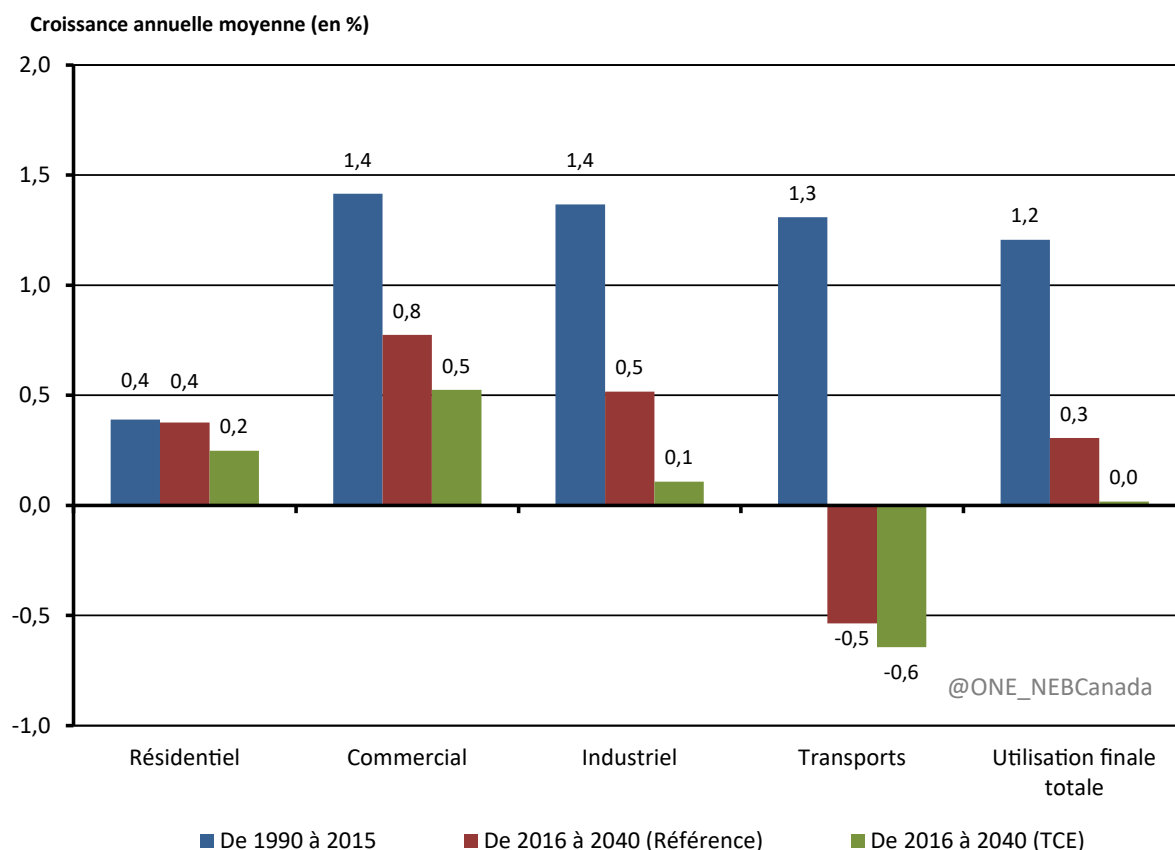
- La demande internationale de marchandises produites au Canada, parfois au prix d'une forte intensité énergétique, pourrait avoir des répercussions sur les secteurs de l'industrie qui sont axés principalement sur les exportations. Une accélération ou un ralentissement de la croissance économique aux États-Unis, principal partenaire commercial du Canada, aurait des conséquences sur les projections en matière d'économie et de demande d'énergie. Les incidences, sur la demande de marchandises à forte intensité de GES, de l'élargissement de l'application de mesures devant contrer les changements climatiques à l'échelle mondiale sont hautement incertaines et pourraient peser sur la croissance de l'industrie lourde au Canada.
- Les grands projets dans les secteurs du pétrole et du gaz naturel, des mines ou de l'électricité jouent sur les projections macroéconomiques dans un certain nombre de provinces. Selon le rythme des aménagements à venir à ce chapitre, qui constitue une inconnue, la croissance économique pourrait s'en trouver accélérée ou freinée.
- Tel qu'il est mentionné au chapitre 2, l'innovation peut être favorisée au moyen d'investissements dans des technologies visant à réduire les émissions de GES. Parmi toutes les possibilités envisageables, il est difficile de prédire celles qui pourraient aboutir, en raison de meilleurs incitatifs pour réduire les émissions de GES, ainsi que l'activité économique qui pourrait en découler.

Demande d'énergie

- Cette section porte principalement sur la [demande d'énergie secondaire](#), c'est-à-dire pour utilisation finale, laquelle exclut l'énergie servant à produire de l'électricité, qui est prise en compte dans la [demande primaire](#).
- La figure 3.1 illustre les taux de croissance annuels moyens de la consommation d'énergie, selon le secteur, au cours des 25 années qui séparent 2016 de 2040 pour les scénarios de référence et de TCE. Comparativement à l'augmentation moyenne annuelle de 1,2 % enregistrée entre 1990 et 2015, la progression de la demande d'énergie pour utilisation finale pendant la période de projection est considérablement plus lente à 0,3 % en moyenne par année.

FIGURE 3.1

Croissance annuelle moyenne historique et projetée de la demande d'énergie pour utilisation finale selon le secteur, scénarios de référence et de TCE



- Contrairement à ce qui était envisagé dans les scénarios de référence des documents précédemment produits sur *l'avenir énergétique*, ici la demande pour utilisation finale commence à perdre du terrain vers la fin de la période de projection. La demande totale d'énergie pour utilisation finale atteint un sommet en 2037 à presque 12 155 pétajoules (« PJ »), puis la consommation régresse lentement par la suite.

-
- Les raisons d'un ralentissement de la croissance de la consommation d'énergie par rapport au passé et même d'un recul de celle-ci sont nombreuses. Voici certains des facteurs clés qui expliquent ce phénomène.
 - o La croissance économique et démographique pèse sur la consommation d'énergie. Le tableau 3.1 montre dans les deux cas un ralentissement pendant la période de projection comparativement aux années qui ont précédé. En outre et depuis longtemps, comme dans la plupart des autres pays développés, la consommation d'énergie par dollar d'activité économique recule au Canada, une tendance dont il est tenu compte pendant la période de projection.
 - o Dans bien des secteurs, l'efficacité énergétique s'est améliorée et elle poursuit dans cette voie pendant la période de projection, ce qui constitue un frein à la croissance de la demande d'énergie puisque les nouveaux dispositifs et équipements en exigent moins. Par exemple, depuis 1990, [presque tous les systèmes de chauffage moins efficaces au gaz naturel ont été remplacés](#) par des appareils dont l'efficacité, moyenne ou élevée, est supérieure de 30 % à 50 % aux précédents. Ces dernières années, c'est au tour des appareils de chauffage à efficacité moyenne à céder le pas à ceux hautement efficaces.
 - o Même si les prix du pétrole et du gaz naturel sont actuellement inférieurs aux sommets atteints récemment, les figures 2.2 et 2.3 prévoient dans les deux cas une augmentation pendant la période de projection qui aura pour effet de freiner davantage la croissance de la demande.
 - o Le scénario de référence tient compte de l'approche pancanadienne pour une tarification de la pollution. Une tarification du carbone à tous les secteurs de l'économie appliquera une pression à la baisse sur les tendances en matière de consommation d'énergie. [Un examen récent des diverses études sur la tarification du carbone en Colombie-Britannique](#) précise qu'autant la demande d'énergie que les émissions de GES en ont été réduites entre 5 % et 15 % comparativement à ce qui aurait été le cas autrement.
 - o Plusieurs autres politiques, programmes et règlements mènent à une réduction de la consommation d'énergie pendant la période de projection. Par exemple, les normes sur les émissions qui s'appliquent aussi bien aux véhicules légers qu'aux poids lourds amélioreront l'efficacité de l'ensemble du parc de transport pendant la période de projection, au fur et à mesure de son renouvellement à l'achat de voitures de tourisme ou de camions neufs.
 - Comparativement au scénario de référence, celui de TCE affiche une plus faible croissance de la demande totale pour utilisation finale, qui atteint son sommet en 2022 alors qu'il faudra attendre encore plus de dix ans dans l'autre cas pour que la demande en question plafonne. Le déclin qui suit est de l'ordre de 0,3 % par année en moyenne, pour une différence de presque 800 PJ en 2040 quand on compare avec la demande plus forte du scénario de référence.

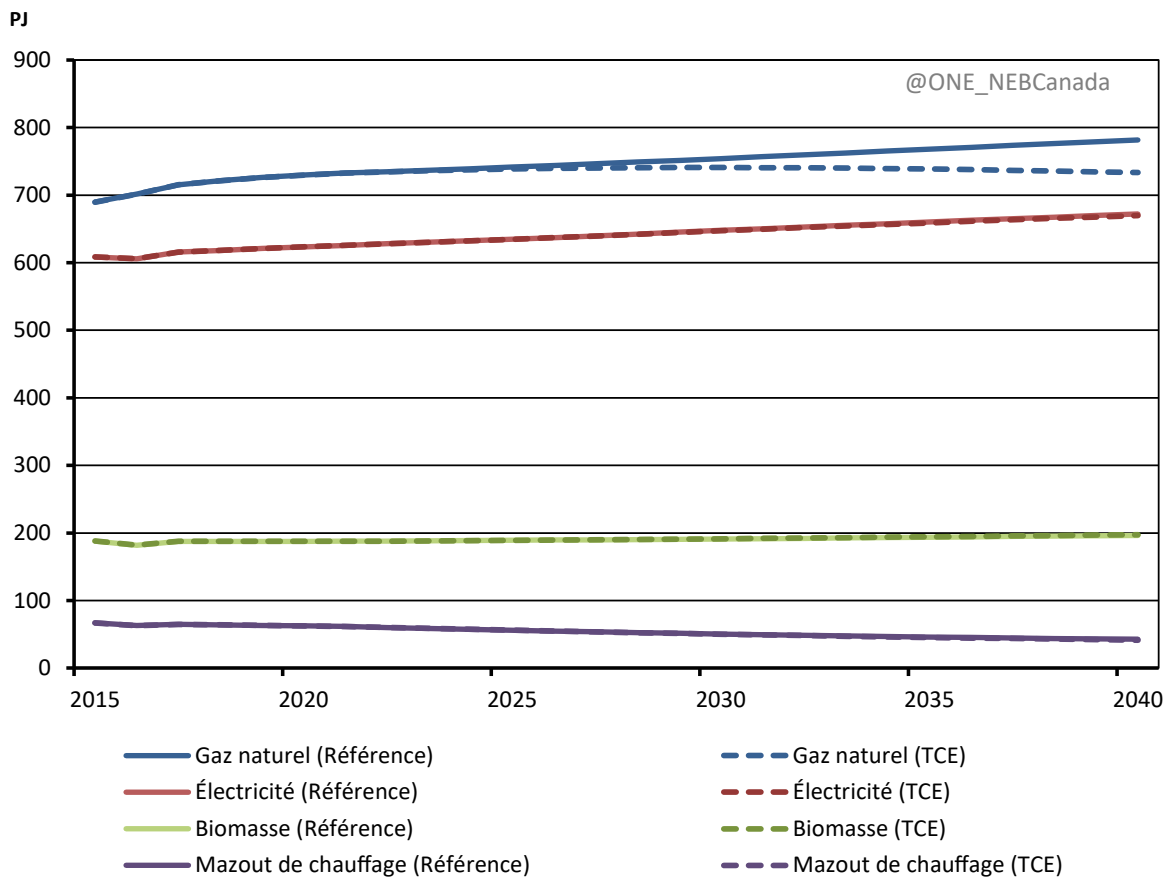
Résidentiel et commercial

- La consommation résidentielle désigne l'énergie consommée par les ménages canadiens, notamment pour le chauffage des bâtiments et de l'eau, la climatisation, l'éclairage et le fonctionnement de gros appareils, électroménagers ou autres, comme les téléviseurs et les ordinateurs. Le secteur résidentiel représentait 14 % de la demande totale pour utilisation finale en 2015.

- Dans le scénario de référence, la consommation d'énergie du secteur résidentiel passe de 1 570 PJ en 2016 à 1 717 PJ en 2040 pour une augmentation de 9 %. Puisque la croissance démographique, élément clé de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel, est de 20 % pendant cette même période, chaque personne consomme moins. Ainsi se poursuit donc la tendance historique d'une consommation d'énergie à la baisse par les ménages sous l'influence de nombre de facteurs, dont les prix et les améliorations de l'efficacité énergétique.
- La consommation d'énergie augmente un peu plus lentement dans le scénario de TCE et au total, en 2040, elle est inférieure de 50 PJ à celle prévue dans le scénario de référence. La figure 3.2 illustre la consommation d'énergie selon sa provenance pour les scénarios de référence et de TCE.

FIGURE 3.2

Demande d'énergie du secteur résidentiel selon les principales sources, scénarios de référence et de TCE



- En 2040, à l'égard de la demande de gaz naturel dans le secteur résidentiel, on note un écart de 6 % à la faveur du scénario de référence par rapport à celui de TCE alors que les consommateurs investissent dans des appareils de chauffage plus efficaces et prennent d'autres mesures écoénergétiques. Une tarification élevée rend par ailleurs plus attrayants les combustibles à faibles émissions, ce qui fait que la part de l'électricité et de la biomasse ne varie pas beaucoup dans le scénario de TCE. C'est au Québec et au Canada atlantique que la biomasse est la plus prisée, le bois, notamment sous forme de granules, y représentant plus de 20 % de l'énergie consommée dans le secteur résidentiel.

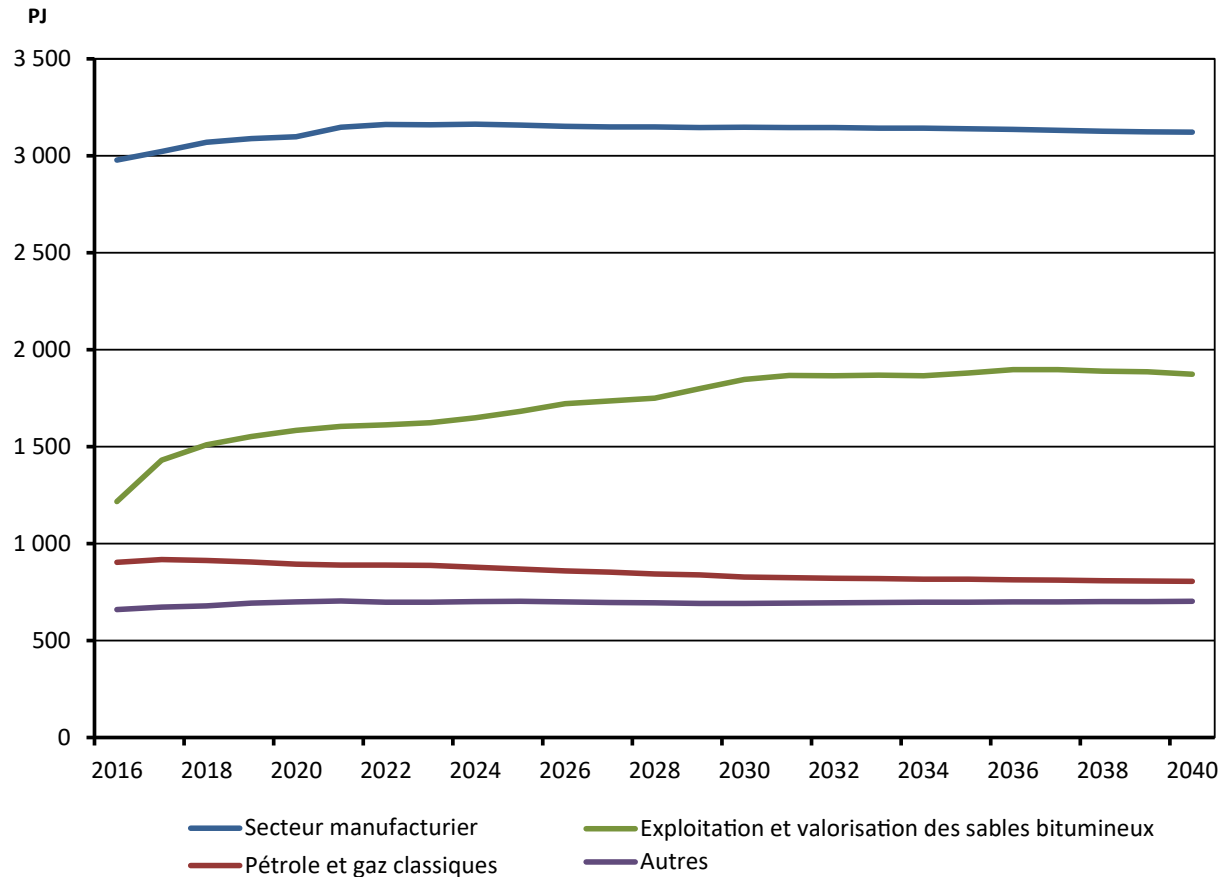
-
- Le secteur commercial est une vaste catégorie qui englobe les bureaux, les magasins, les entrepôts, les immeubles gouvernementaux et institutionnels, les services publics, les entreprises de communications et d'autres industries du secteur tertiaire. On y prend en compte la consommation d'énergie pour l'éclairage des voies publiques et le fonctionnement des pipelines. Ce secteur représentait 12 % de la demande totale pour utilisation finale en 2015.
 - Dans le scénario de référence, la demande commerciale croît de 0,8 % par année pendant la période de projection, un pourcentage inférieur à celui de 1,4 % pour les 25 années précédentes. Selon le scénario de TCE, cette croissance plafonne à 0,5 % par année, ce qui fait qu'en 2040, la demande est inférieure de 6 %, soit l'équivalent de 93 PJ, à celle prévue par le scénario de référence.
 - [La consommation d'énergie au pied carré des bâtiments du secteur commercial a baissé de 15 % depuis 1990](#), malgré le fait que les ordinateurs, notamment, en consomment davantage. L'apport constant d'améliorations et les ajouts moins nombreux de nouveau matériel contribuent à ralentir la croissance de la demande pendant la période de projection.

Industriel

- Le secteur industriel englobe les industries manufacturière et forestière, les pêches, l'agriculture, la construction, les mines de même que l'extraction du pétrole et du gaz naturel. Ce secteur comptait pour un peu plus de la moitié de la demande totale pour utilisation finale en 2015.
- Les projections de la demande d'énergie dans le secteur industriel sont largement dépendantes de celles liées à la croissance économique de diverses industries. Dans nombre de cas, la croissance industrielle est rattachée à la demande de marchandises consommées au pays, mais aussi exportées, du fait du commerce que le Canada entretient avec d'autres pays.
- Dans le scénario de référence, la demande industrielle augmente à un rythme constant au cours des dix premières années de la période de projection, surtout en raison de la croissance dans la région des sables bitumineux. Cette hausse, de 13 %, fait passer la consommation de 5 739 PJ en 2016 à 6 495 PJ en 2026. Après 2023, la demande industrielle demeure relativement constante, résultat d'améliorations continues au niveau de l'efficacité et d'une diminution de la croissance de la production dans des secteurs comme le papier ou la métallurgie.
- La figure 3.3 illustre les tendances en consommation d'énergie pour le scénario de référence selon différents secteurs industriels. Celui des sables bitumineux présente une croissance pendant toute la période de projection et dont le principal élément moteur est la production de bitume in situ. Le gaz naturel est le combustible primaire de la production in situ et la demande dans ce secteur augmente de 68 %, passant de 610 PJ en 2016 à 1 025 PJ en 2040. En dépit d'une demande totale plus élevée, l'intensité énergétique d'une telle production continue pour sa part de diminuer pendant toute la période de projection.

FIGURE 3.3

Demande d'énergie du secteur industriel selon la catégorie, scénario de référence



- Selon le scénario de TCE, en 2040, la demande d'énergie du secteur industriel est inférieure de 595 PJ, soit 9 %, à celle prévue par le scénario de référence. Les deux grands facteurs à l'origine de cette situation sont présentés ci-dessous.
 - Comme c'est le cas dans les autres secteurs, des prix du carbone plus élevés, comparativement au scénario de référence, favorisent les investissements dans des dispositifs et procédés d'une plus grande efficacité énergétique.
 - Tel qu'il est indiqué précédemment dans le présent chapitre à la section qui traite des déterminants macroéconomiques, le scénario de TCE suppose une certaine baisse de la demande mondiale de produits à plus haute intensité de carbone, ce qui comprend le pétrole brut. Il faut donc s'attendre à une production légèrement moindre dans ces secteurs, donc à une moins grande consommation d'énergie.

Transports

- Le secteur des transports comprend les déplacements de personnes et de marchandises, en empruntant les voies carrossables ou par avion, chemin de fer ou bateau, ainsi que les randonnées récréatives hors route au moyen par exemple de véhicules tout terrain ou de motoneiges. Ce secteur représentait 23 % de la demande totale pour utilisation finale en 2015.

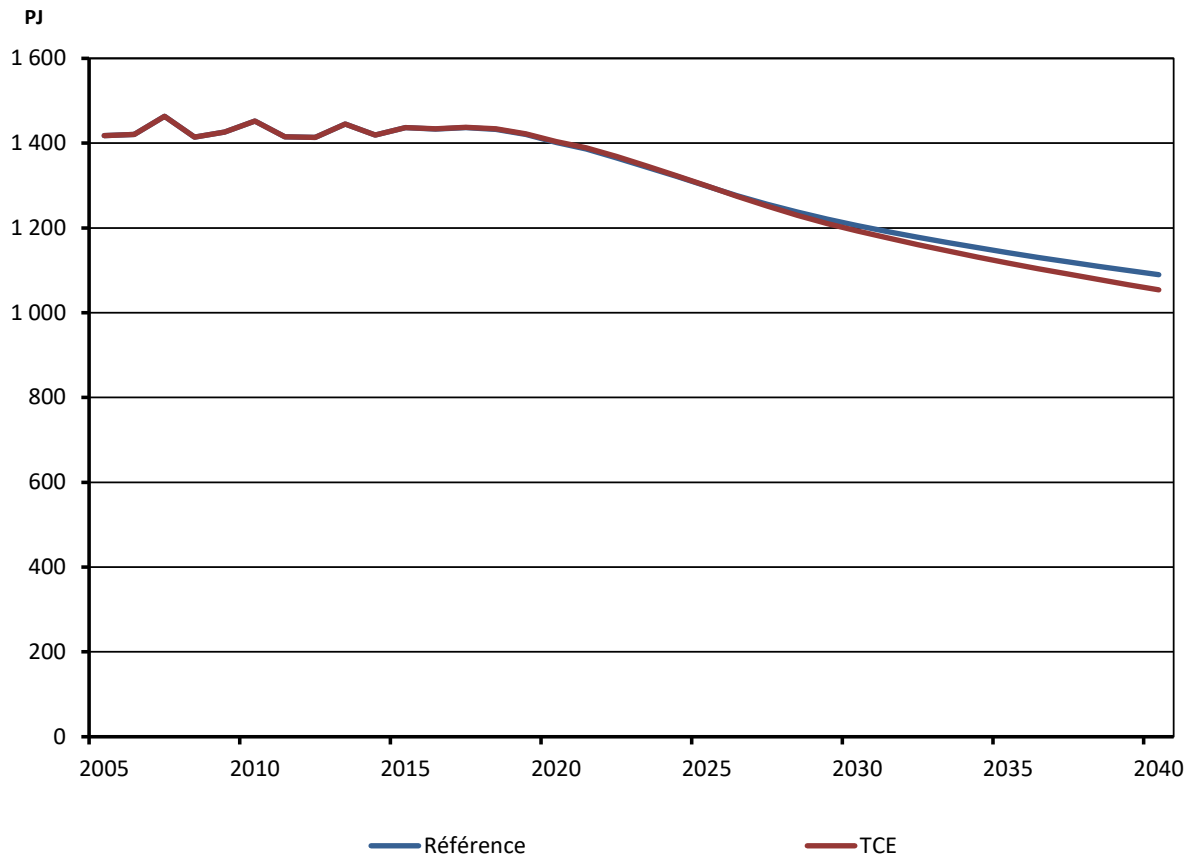
-
- Après une progression constante depuis 25 ans, la demande totale pour les transports est lentement rabaisée pendant la période de projection, soit de 0,5 % en moyenne par année entre 2016 et 2040. Les déplacements de personnes sur les voies carrossables, qui représentaient 42 % de la demande totale du secteur en 2015, régressent constamment tandis que les marchandises occupent une place légèrement plus importante pendant cette même période.

Transport de passagers

- La consommation d'énergie pour le transport de passagers par la route a été relativement constante au Canada, celle pour 2015 se rapprochant des niveaux enregistrés en 2002. Elle commence à décliner tôt pendant la période de projection, chutant à 720 PJ en 2040 et retranchant ainsi un tiers à ce qu'elle était en 2016. Plusieurs facteurs expliquent une telle diminution.
 - o Comme aux États-Unis, [le Canada a adopté des normes sur les émissions de GES de 2012 à 2025](#). La cible visée est exprimée par kilomètre parcouru. Les émissions moyennes des véhicules de tourisme neufs achetés au Canada sont passées de 158 grammes d'eCO₂ le kilomètre en 2011 à 142 grammes en 2015. Cette baisse est en partie attribuable à une moins grande consommation de carburant en raison d'un recours accru à des technologies comme les turbocompresseurs, la désactivation de cylindres et les transmissions à variation continue.
 - o Le scénario de référence suppose une adoption limitée des VE pendant la période de projection, qui remplacent certaines voitures de tourisme classiques et contribuent à abaisser la consommation d'énergie. Une analyse plus en profondeur de l'adoption des VE est présentée pour le scénario des avancées technologiques, abordé au chapitre 4.
 - o Puisque, pendant la période de projection, la population canadienne augmente moins rapidement que par le passé, la croissance de la demande dans le secteur des transports est elle aussi moindre. Au Canada, la population a augmenté de 1,0 % par année entre 1990 et 2015, alors que le scénario de référence ramène cette croissance à 0,8 % pour la période de 2016 à 2040.
- La demande totale d'essence au Canada, tous secteurs confondus, descend à 1 090 PJ en 2040 selon le scénario de référence, ce qui est inférieur de 26 % au sommet en la matière atteint en 2007. La figure 3.4 illustre la consommation d'essence pour les scénarios de référence et de TCE.

FIGURE 3.4

Demande d'essence, scénarios de référence et de TCE



- Selon le scénario de TCE, la demande d'essence régresse encore plus rapidement et en 2040 elle est inférieure de 3 % à celle prévue par le scénario de référence. Des prix du carbone plus élevés se traduisent en un relèvement des prix de l'essence, ce qui favorise l'acquisition de véhicules plus écoénergétiques et incite à moins prendre sa voiture.

Transport de marchandises

- La consommation d'énergie pour le transport de marchandises, notamment par la route, dans des camions moyens ou des poids lourds, avion, chemin de fer ou bateau, représentait 44 % de la demande totale dans ce secteur en 2015. La demande liée au transport de marchandises est dépendante des secteurs qui produisent celles-ci et elle n'a cessé de progresser pendant la période de 1990 à 2015, à un taux annuel moyen de 2,4 % qui l'a portée presque du simple au double dans ce même intervalle.

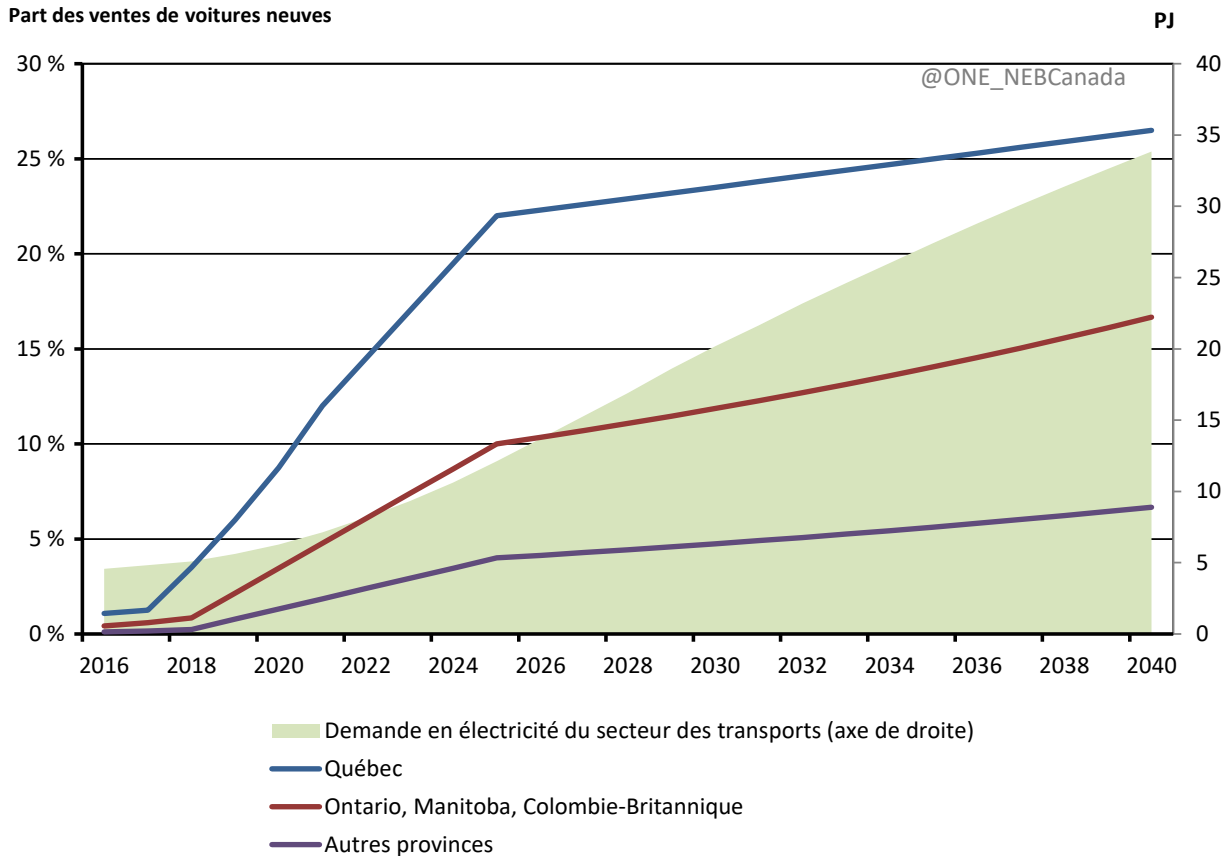
-
- Comparativement aux 25 années précédentes, la consommation d'énergie pour le transport de marchandises croît beaucoup plus lentement entre 2016 et 2040, à un taux annuel moyen de 0,7 %. Comme c'est le cas pour le transport de passagers, des politiques ouvrant sur des normes d'émissions de GES, pour les poids moyens ou les poids lourds, sont à l'origine d'une croissance désormais plus retenue de la demande d'énergie que par les années passées. Élément fondamental quand on parle de transport de marchandises, la croissance économique est elle aussi un peu moins fougueuse que précédemment. En particulier, la croissance de la demande d'énergie pour le transport de marchandises en Alberta et en Saskatchewan ralentit après plusieurs années au cours desquelles elle a été fulgurante. Cette situation est semblable à celle qu'ont vécue le Québec et l'Ontario, où un ralentissement a suivi une croissance rapide pendant les années 1990 et au début des années 2000. La consommation totale d'énergie pour le transport de marchandises atteint un sommet de 1 210 PJ en 2022.
 - Le transport de marchandises requiert 5 % de moins d'énergie dans le cadre du scénario de TCE que selon celui de référence en 2040.

Véhicules électriques

- L'essence et le diesel sont les combustibles primaires du secteur des transports. Toutefois, [certains observateurs du marché](#) pensent qu'une transformation est peut-être en train de s'opérer, les VE pouvant rapidement remplacer les voitures de tourisme classiques. Il est toujours difficile de prédire si un phénomène qui se profile à l'horizon, comme l'engouement récent pour les VE, fera plus que simplement passer.
- Les scénarios de référence et de TCE font preuve de prudence en matière de nouvelles technologies et supposent une adoption limitée des VE. Cependant, les mesures incitatives proposées dans certaines provinces et le mandat au Québec visant à favoriser les VE contribuent à affirmer toujours davantage la présence de tels véhicules dans ces marchés.
- La figure 3.5 montre la part des VE à l'achat de voitures de tourisme neuves ainsi que la demande totale d'électricité pour le secteur des transports. Le scénario de référence suppose que les ventes de VE sont particulièrement élevées au Québec compte tenu de la politique adoptée en la matière, des incitatifs d'achat et des faibles prix de l'électricité. Ces ventes sont aussi plus élevées en Ontario, en Colombie-Britannique et au Manitoba en raison, au-delà des incitatifs d'achat, des réseaux électriques à faibles émissions polluantes de ces provinces. L'augmentation est constante entre 2016 et 2025, dans le sillage de divers programmes de soutien visant à favoriser l'achat de VE. Par la suite, les ventes croissent plus graduellement alors que les programmes en question sont tour à tour abandonnés. En 2040, la demande d'électricité attribuable aux VE est de 34 PJ, soit moins de 1,5 % de la consommation canadienne totale.

FIGURE 3.5

Part des VE à l'achat de voitures de tourisme neuves et demande en électricité du secteur des transports, scénario de référence

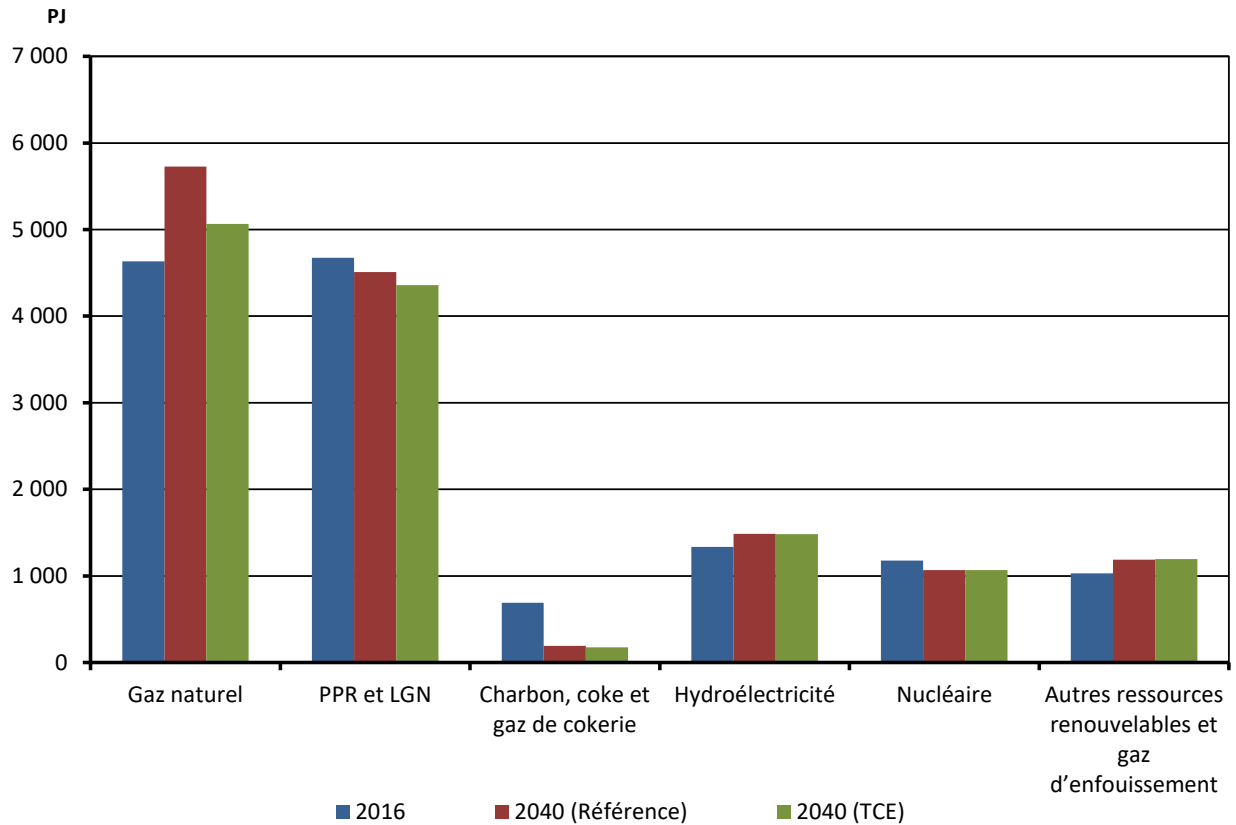


Demande primaire

- Dans la présente analyse, la demande primaire représente la quantité totale d'énergie consommée au Canada. Outre celle pour utilisation finale, elle comprend l'énergie requise pour produire de l'électricité.
- On calcule la demande primaire en ajoutant l'énergie consommée afin de produire de l'électricité à la demande totale pour utilisation finale, puis en soustrayant la part de cette demande secondaire pour l'électricité.
- Selon le scénario de référence, la demande primaire d'énergie augmente à un taux annuel moyen de 0,2 % pendant la période de projection pour atteindre 14 170 PJ en 2040, ce qui représente une hausse de 854 PJ. La progression est lente jusqu'en 2036 alors qu'une diminution s'amorce. Comme l'illustre la figure 3.6, c'est le gaz naturel qui gagne le plus de terrain, sous la poussée de la production d'électricité et de l'exploitation des sables bitumineux. La part du charbon chute, résultat de l'élimination progressive des centrales qui s'en approvisionnent.

FIGURE 3.6

Demande d'énergie primaire, scénarios de référence et de TCE



- La demande primaire d'énergie plafonne plus tôt dans le scénario de TCE alors qu'elle atteint 14 049 PJ en 2019 avant de redescendre inexorablement pendant le reste de la période de projection. Pour presque tous les combustibles, cette demande est moindre que pour le scénario de référence. Ainsi, en 2040, la demande de gaz naturel est inférieure de 12 % comparativement à ce scénario alors que l'écart négatif pour la consommation de PPR et de liquides de gaz naturel (« LGN ») est de 3 %.
- L'intensité énergétique, mesurée en termes de consommation d'énergie par unité d'activité économique, régresse sans relâche tant dans le scénario de référence que dans celui de TCE. La diminution moyenne est de 1,5 % par année dans le premier cas et de 1,8 % dans le second. Par dollar de produit intérieur brut, l'énergie consommée, qui était de 7,5 mégajoules (« MJ ») en 2016, se retrouve respectivement à 5,2 MJ et 4,9 MJ en 2040.

Principales incertitudes

- Avenir énergétique 2017 table sur une modeste percée des technologies émergentes. Cependant, l'influence de la technologie sur la filière énergétique peut être considérable et souvent difficile à prédire. Le chapitre 4 s'attarde ainsi, dans son analyse, à l'incidence possible d'une plus grande utilisation de certaines technologies émergentes.

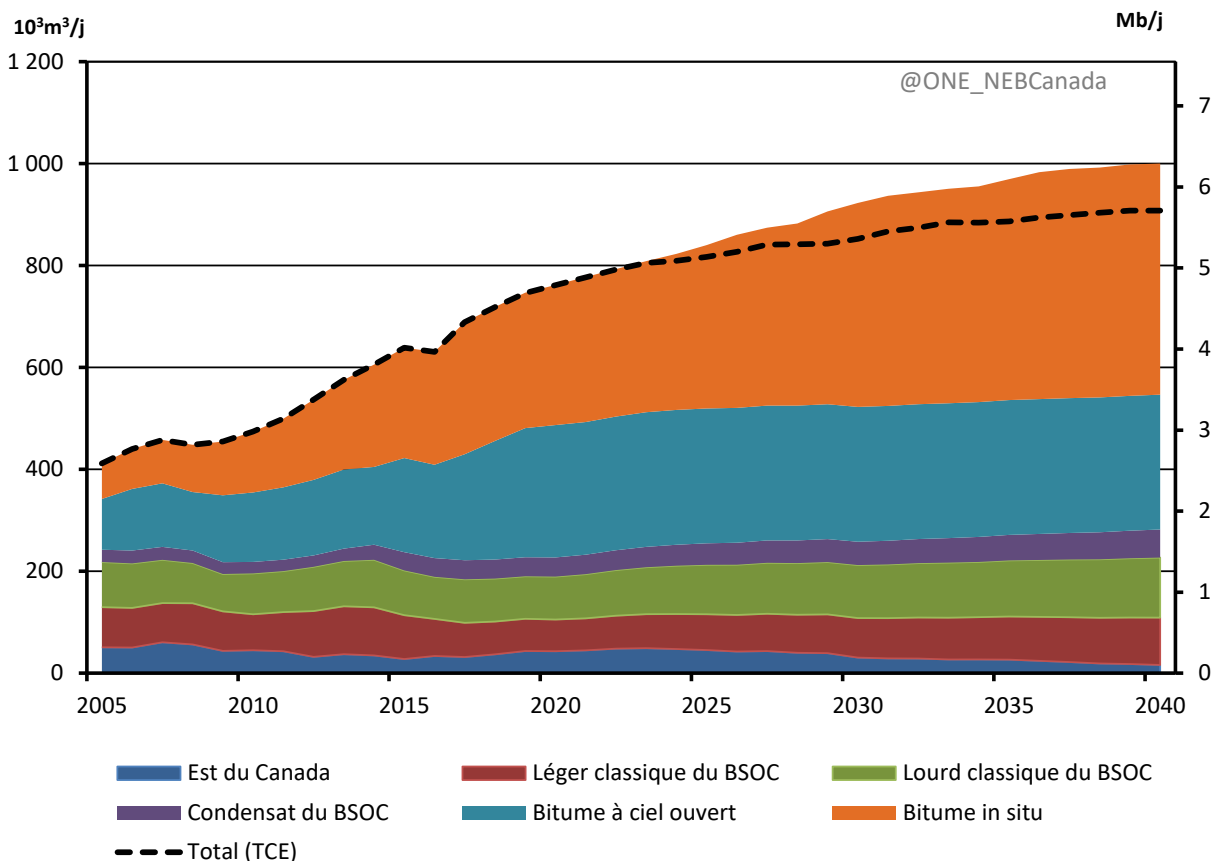
- Le scénario de TCE examine les conséquences à long terme d'une telle tarification. Celles sur la consommation d'énergie se fondent sur les hypothèses et le modèle prévisionnel de la demande adoptés pour la présente analyse. D'autres modèles et hypothèses pourraient avoir des répercussions différentes.
- L'élément d'incertitude propre aux futures politiques climatiques sur lequel se penche le scénario de TCE est la tarification du carbone. Les autorités fédérales, provinciales, territoriales et municipales élaborent sans cesse des politiques, programmes et règlements dont les incidences sur les tendances de la demande d'énergie peuvent être marquées. Nul n'est en mesure de prédire l'ensemble des politiques climatiques qui seront en place à long terme.

Pétrole brut

- En 2040, selon le scénario de référence, la production canadienne de pétrole brut atteindra, par jour, 1 000 milliers de mètres cubes (« $10^3\text{m}^3/\text{j}$ »), soit 6,3 millions de barils (« Mb/j »), ce qui représente une augmentation de 59 % comparativement aux niveaux de 2016 qui s'établissaient à $631\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ (4,0 Mb/j). La figure 3.7 montre la production de pétrole brut, selon le type de produit pour le scénario de référence et totale pour celui de TCE.

FIGURE 3.7

Production canadienne totale de pétrole brut et d'équivalents, scénarios de référence et de TCE



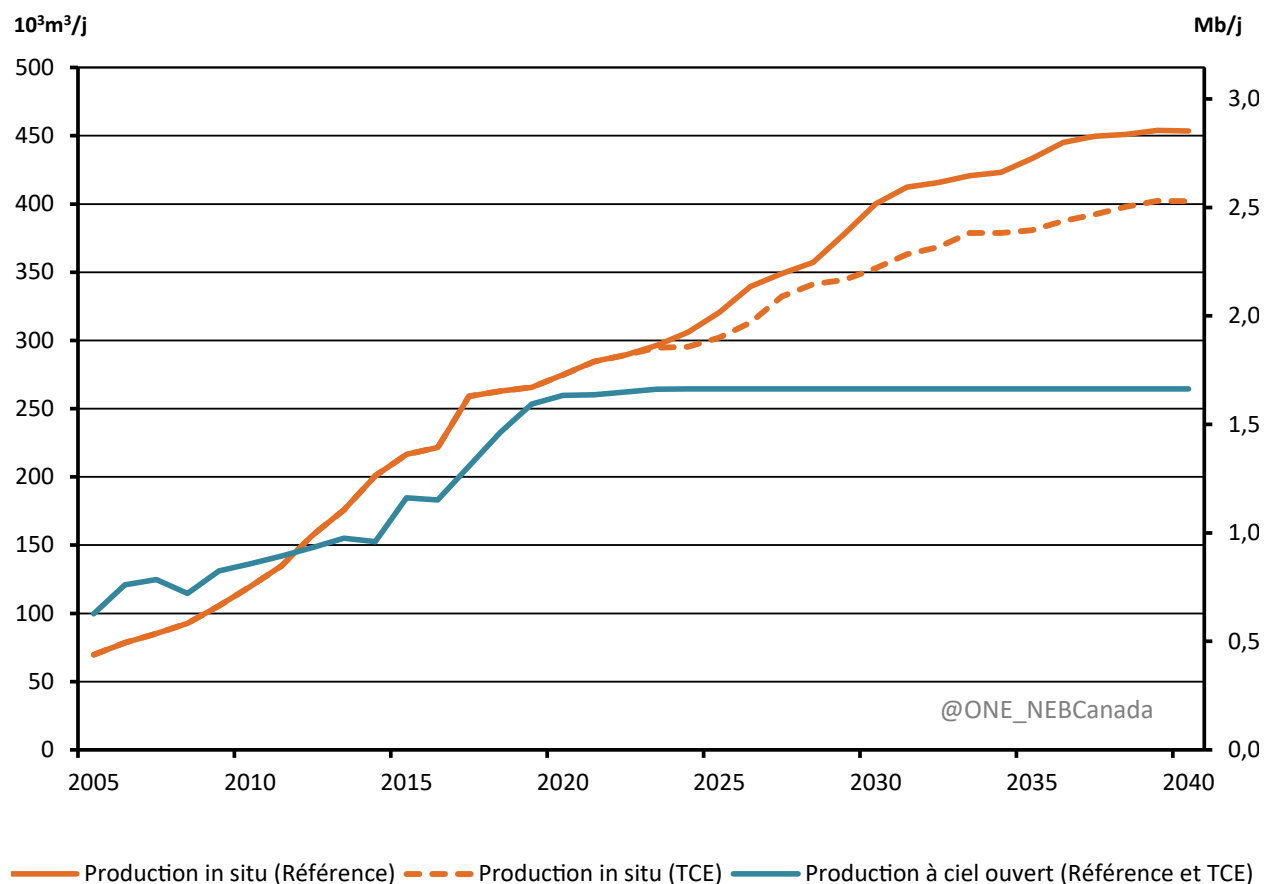
- La production totale de pétrole selon le scénario de TCE se situe à $908 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ ($5,7 \text{ Mb/j}$) en 2040, soit 9 % de moins que dans le scénario de référence.

Sables bitumineux

- En 2016, la production tirée des sables bitumineux était de $405 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($2,5 \text{ Mb/j}$), ce qui représente presque deux tiers de la production canadienne totale de pétrole. La plus grande partie de la croissance de la production pendant la période de projection est attribuable aux sables bitumineux. La figure 3.8 montre, pour le scénario de référence, que la production tirée de ces sables s'accroît de 77 % pendant la période de 2016 à 2040 pour alors atteindre $718 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($4,5 \text{ Mb/j}$). Le recours à grande échelle à des technologies nécessitant l'injection de solvant, soit du propane ou du butane, dans des gisements in situ afin de récupérer davantage de bitume et de réduire la consommation d'énergie n'est prévu ni dans le scénario de référence ni dans celui de TCE. L'incidence d'un tel recours est abordée dans le scénario des avancées technologiques, au chapitre 4.

FIGURE 3.8

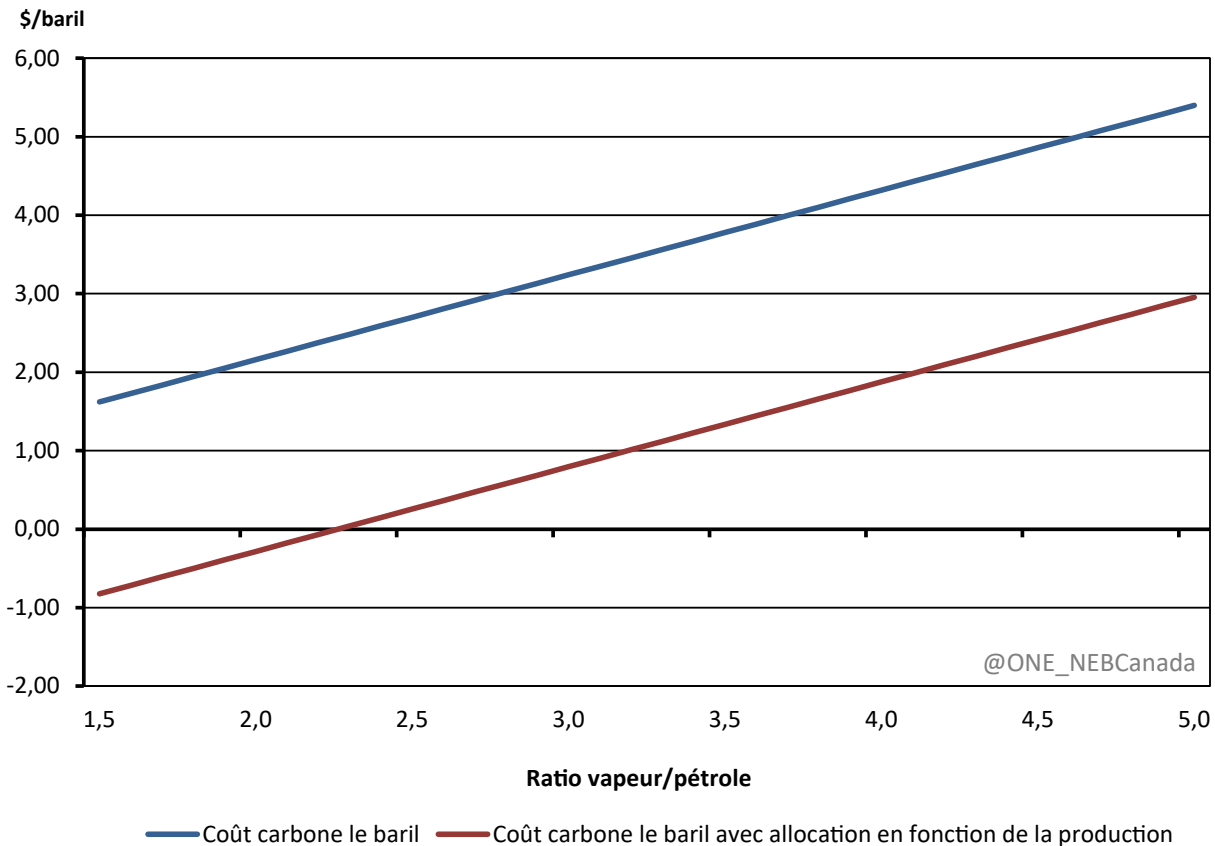
Exploitation des sables bitumineux, scénarios de référence et de TCE



-
- Dans le scénario de référence comme dans celui de TCE, la production de bitume [à ciel ouvert](#) et [in situ](#) croît selon un rythme régulier pendant la première partie de la période de projection. Cette croissance est attribuable à des projets récemment menés à terme ou en cours de construction qui permettront de hausser la production. Pour chacune des années entre 2018 et 2021, la croissance moyenne de la production tirée des sables bitumineux est de $19 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$, soit 122 milliers de barils par jour (« kb/j »), ce qui est légèrement inférieur à celle pour les dix dernières années mais supérieure à ce qui est attendu de 2022 à 2040, tant par le scénario de référence que par celui de TCE.
 - Une fois que les projets d'extraction à ciel ouvert actuellement en construction auront été menés à terme et seront parfaitement rodés, aucune capacité supplémentaire découlant de ce type d'exploitation n'est prévue pendant la période de production. Dans les deux scénarios précités, les prix du pétrole brut ne sont pas suffisamment élevés pour déboucher sur de nouveaux investissements. Après 2024, la production de bitume à ciel ouvert dans les scénarios de référence et de TCE demeure constante à $265 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (1,7 Mb/j).
 - Selon le scénario de référence, la production de bitume in situ fait plus que doubler entre 2016 et 2040, passant de $222 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (1,4 Mb/j) à $453 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (2,9 Mb/j) dans l'intervalle. Les hypothèses de prix pour le pétrole brut dans le scénario de référence favorisent suffisamment les investissements pour permettre une croissance de la production, surtout en ce qui concerne les exploitants bien établis au-dessus de gisements de grande qualité.
 - Selon le scénario de TCE, la production in situ continue elle aussi de croître, mais à un rythme moindre, pour deux grandes raisons.
 - L'hypothèse avancée prévoit des prix mondiaux plus faibles pour le pétrole brut.
 - La tarification du carbone est plus élevée que pour le scénario de référence.
 - En se limitant aux deux scénarios précités, on constate que les prix du pétrole brut commencent à diverger en 2023 et qu'en 2040, celui du Brent est de 5 \$ US/b inférieur dans le scénario de TCE, ce qui défavorise d'autant les investissements dans de nouveaux projets coûteux et est à l'origine d'une production in situ moindre.
 - Dans un cas comme dans l'autre, la tarification du carbone pour les émissions industrielles, décrite dans le [rapport du comité sur le leadership de l'Alberta en matière de changement climatique](#), est appliquée au secteur des sables bitumineux. Un élément qui distingue particulièrement cette tarification est qu'elle est propre à un secteur et prévoit des allocations en fonction de la production de manière à atténuer les pressions concurrentielles de même que les incidences sur l'emploi dans une industrie dépendante des échanges commerciaux.
 - Pour les exploitants dans la région des sables bitumineux, l'application d'une telle tarification signifie que chacun reçoit la même allocation de droits d'émission sans frais par baril produit au cours d'une année donnée. Par contre, la tarification nette de chacun par baril variera sur la base de l'intensité de GES comparativement à celle affichée par les autres producteurs.
 - Une mesure courante de l'intensité énergétique des projets d'exploitation de sables bitumineux in situ est le [ratio vapeur/pétrole](#) (« RVP »). La figure 3.9 illustre les coûts estimatifs du carbone le baril pour de tels projets selon divers RVP. Ces coûts sont en rapport avec la consommation de gaz naturel des projets en 2022, lorsque le carbone est tarifé à 50 \$/tonne dans les scénarios de référence et de TCE. Pour la plupart, les projets d'exploitation de sables bitumineux présentent des RVP se situant entre 2 et 3 barils de vapeur pour chaque baril de pétrole produit.

FIGURE 3.9

Coûts carbone estimatifs par baril à l'exploitation des sables bitumineux in situ en fonction d'une tarification de 50 \$/tonne en 2022



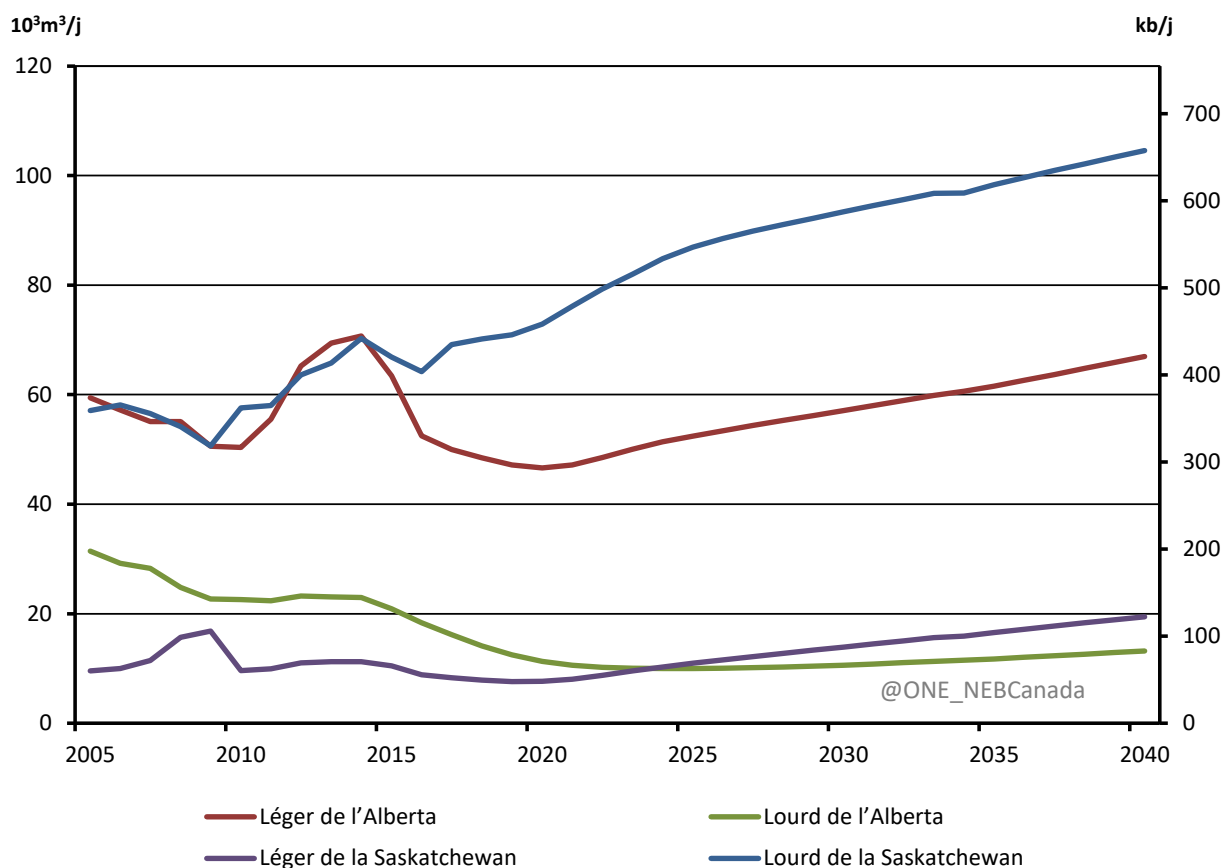
- Toujours dans la figure 3.9, on constate que l'augmentation du coût d'un baril est en rapport avec celle du RVP des projets in situ. L'incidence des allocations en fonction de la production y est également visible, car elles réduisent le coût moyen du carbone d'environ 2,40 \$ le baril en tenant compte de l'ensemble des producteurs. Ceux qui se trouvent dans les 25 premiers centiles obtiennent des allocations supérieures à leur coût carbone, entraînant ici un crédit net en présence d'un RVP inférieur à 2,3.
- Dans le scénario de TCE, le prix du carbone, c'est-à-dire son coût pour un baril, augmente constamment tout au long de la période de projection. Ce scénario suppose l'élargissement de l'application de mesures devant contrer les changements climatiques. Par conséquent, des mécanismes visant à diminuer les pressions concurrentielles, comme les allocations en fonction de la production, sont moins nécessaires. De telles allocations sont ainsi graduellement réduites pendant la période de projection pour le scénario en question.
- Ensemble, selon le scénario de TCE, une telle tarification et des prix plus faibles entraînent une décélération de la croissance de la production in situ, qui se situe dans ces circonstances à 402 10³m³/j (2,5 Mb/j) en 2040, un niveau inférieur de 11 % à celui prévu dans le scénario de référence. Certains des projets plus coûteux et à plus fortes émissions qui sont inclus dans le scénario de référence ne le sont pas dans celui de TCE.

Pétrole brut classique de l'Ouest canadien

- À $192 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ (1,2 Mb/j), la production de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien représentait presque 30 % de la production totale au pays en 2016. La production classique est répartie entre pétrole *léger* et *lourd* selon sa *densité API*. En 2016, 43 % de la production classique dans l'Ouest canadien tombait dans la seconde catégorie, le pétrole léger (qui comprend le *condensat*) comptait pour le reste, à 57 %. C'est à plus de 90 % que cette production classique provenait de l'Alberta et de la Saskatchewan, tandis que le Manitoba, la Colombie-Britannique et les Territoires du Nord-Ouest en produisaient aussi un peu. La figure 3.10 illustre la production classique totale de l'Alberta et de la Saskatchewan pendant la période de projection.

FIGURE 3.10

Production de pétrole classique selon le type en Saskatchewan et en Alberta, scénario de référence

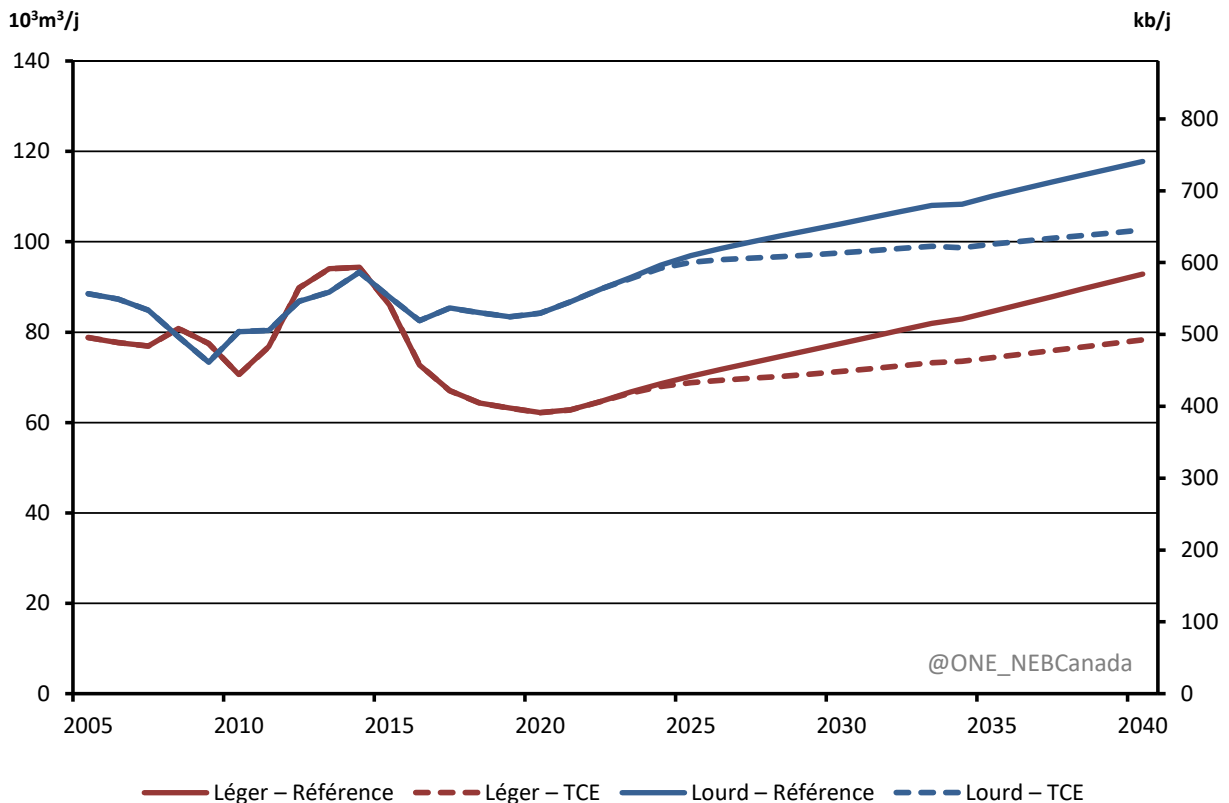


- En Saskatchewan, selon le scénario de référence, la production de pétrole lourd augmente de plus de 60 % comparativement aux niveaux de 2016, passant ainsi de $64 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ (404 kb/j) à $105 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ (658 kb/j) en 2040. Pour sa part, celle de l'Alberta recule en début de période pour ensuite croître modérément jusqu'en 2040.

- La croissance de la production de pétrole lourd en Saskatchewan résulte de l'adoption, pour de tels gisements, de méthodes de [drainage par gravité au moyen de vapeur](#) (« DGMV »), fort employées dans la région des sables bitumineux. Au début de 2017, on avait recours à des procédés thermiques pour la récupération du pétrole lourd dans le cadre de 15 projets dans cette province, une augmentation de presque du simple au triple par rapport à la situation qui prévalait à cet égard en 2012. Un peu comme c'est le cas dans la région des sables bitumineux, la production tirée de tels projets permet d'éviter les taux de diminution rapide propres aux puits de pétrole lourd classiques. Cette caractéristique contribue à l'attrait de telles méthodes de production et mène à une croissance stable pendant la période de projection.
- Selon le scénario de référence, la production de pétrole léger classique recule au cours des quatre premières années de la période de projection, les prix prévus étant alors trop bas pour inciter au forage d'un nombre suffisant de nouveaux puits qui permettrait de neutraliser le recul enregistré pour ceux déjà en exploitation. La production commence à augmenter après 2020, les prix plus élevés favorisant dès lors des investissements accrus. En 2040, la production de pétrole léger classique, qui comprend celle tirée de [réservoirs étanches](#), est de 28 % supérieure à ce qu'elle était en 2016, atteignant $93 \times 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (584 kb/j).
- Dans le scénario de TCE, les coûts carbone plus élevés et les prix moindres du pétrole brut font que la production classique croît plus lentement, comme le montre la figure 3.11. La production classique totale de l'Ouest canadien se situe ainsi à $181 \times 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (1,1 Mb/j) en 2040, soit 13 % de moins que dans le scénario de référence.

FIGURE 3.11

Production de pétrole classique dans l'Ouest canadien selon le type, scénarios de référence et de TCE

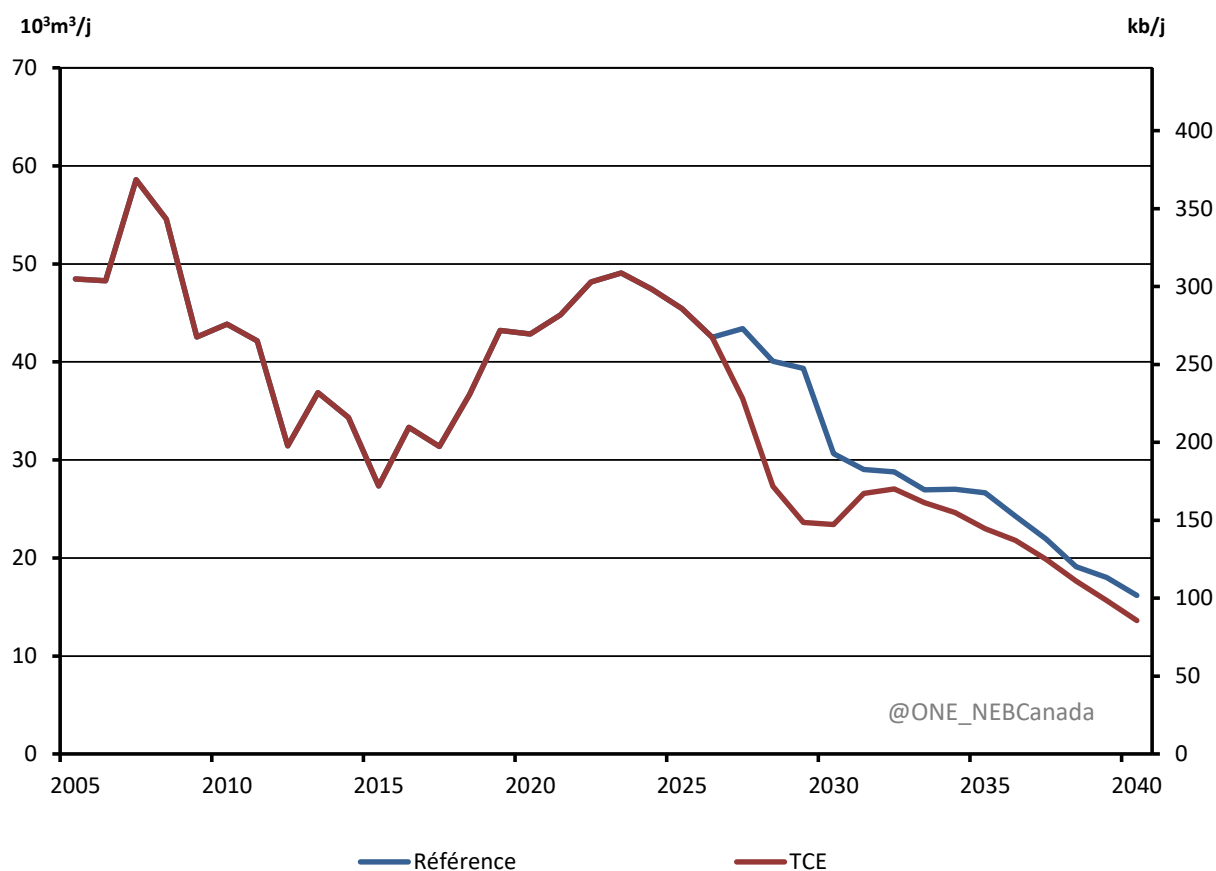


Exploitation extracôtière à Terre-Neuve

- Dans le scénario de référence, la production de pétrole au large de Terre-Neuve-et-Labrador augmente de façon constante au cours des cinq prochaines années grâce à l'entrée en production du projet Hebron et à de nouveaux puits qui entrent en exploitation à des installations existantes. Après avoir atteint un sommet de $49 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($309 \text{ kb}/\text{j}$) en 2023, cette production commence à régresser dans la mesure précisée à la figure 3.12. Le scénario de référence suppose deux découvertes extracôtières à caractère générique qui entrent successivement en production en 2027 et 2033. Compte tenu d'hypothèses voulant que le prix du pétrole soit moins élevé, le scénario de TCE suppose pour sa part une seule découverte avec entrée en production en 2030.

FIGURE 3.12

Production de pétrole à Terre-Neuve, scénarios de référence et de TCE



Principales incertitudes

- Les prix du pétrole constituent un déterminant de premier plan quand on parle de production canadienne à venir et ils comptent aussi parmi les principales incertitudes liées aux projections dans *Avenir énergétique 2017*. Ceux du brut pourraient être plus hauts ou plus bas selon les tendances de la demande, les avancées technologiques, les situations géopolitiques et le rythme d'adoption, par les différentes nations, de politiques visant à réduire les émissions de GES. Dans le document précédent sur l'*avenir énergétique* intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Mise à jour*, des scénarios de sensibilité supplémentaires permettent d'explorer les incidences de prix plus hauts ou plus bas.

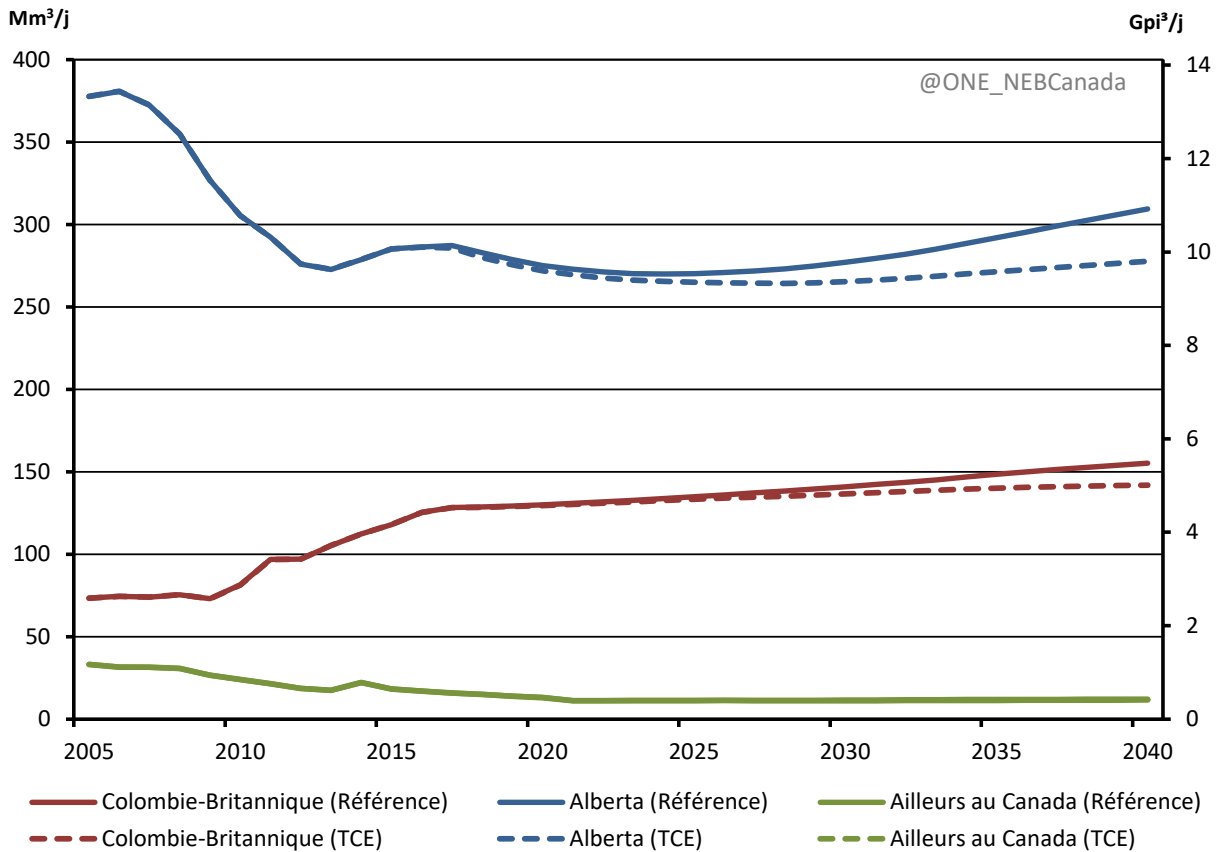
-
- Le scénario de TCE suppose des prix mondiaux du pétrole brut inférieurs aux hypothèses adoptées pour le scénario de référence. Les répercussions d'une telle supposition demeurent floues et dépendent de l'application à l'échelle mondiale de mesures concertées pour contrer les changements climatiques, des effets d'une tarification élevée du carbone sur la demande et de la disponibilité de solutions de rechange aux technologies existantes.
 - Le rythme des avancées technologiques dans la région des sables bitumineux constitue une autre grande inconnue. Dans *Avenir énergétique 2017* on suppose des avancées graduelles dans le secteur qui, selon la vitesse à laquelle elles sont adoptées, pourraient avoir des conséquences sur les projections à l'égard de la production dans cette région. Celles qui pourraient modifier les projections de l'offre comprennent les procédés d'injection de solvant, l'électrification et la technologie de CSC.
 - Le recours à des techniques de récupération par DGMV pour l'exploitation du pétrole brut en Saskatchewan représente une tendance récente qui rend incertain le degré de croissance future de la production.
 - La présente analyse repose sur la double hypothèse qu'à long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et que l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins. Or, des projets visant à accroître la capacité de transport du pétrole en Amérique du Nord ont soulevé la controverse dans le passé. Selon qu'elle suffit ou non à répondre aux besoins, l'infrastructure pipelinière en place influera sur les prix du pétrole brut au Canada et sur la rentabilité des activités de production. Le chapitre 10 de la publication [Avenir énergétique du Canada en 2016](#) présente une analyse plus approfondie de cette incertitude dans le contexte des perspectives sur l'énergie au pays.

Gaz naturel

- Selon le scénario de référence, au début de la période de projection, la production de gaz naturel affiche un recul jusqu'à l'atteinte d'un plancher, par jour, de 414 millions de mètres cubes (« Mm³/j ») en 2023, soit 14,6 milliards de pieds cubes (« Gpi³/j »). Par la suite, la tendance inverse est observée alors que les prix se redressent graduellement, ce qui permet de forer un nombre suffisant de nouveaux puits pour colmater les vides laissés par les diminutions de production des plus anciens. En 2040, la production passe à 477 Mm³/j (16,8 Gpi³/j), son plus haut niveau depuis 2007. La figure 3.13 illustre la production gazière en Alberta, en Colombie-Britannique et ailleurs au Canada, selon les scénarios de référence et de TCE.

FIGURE 3.13

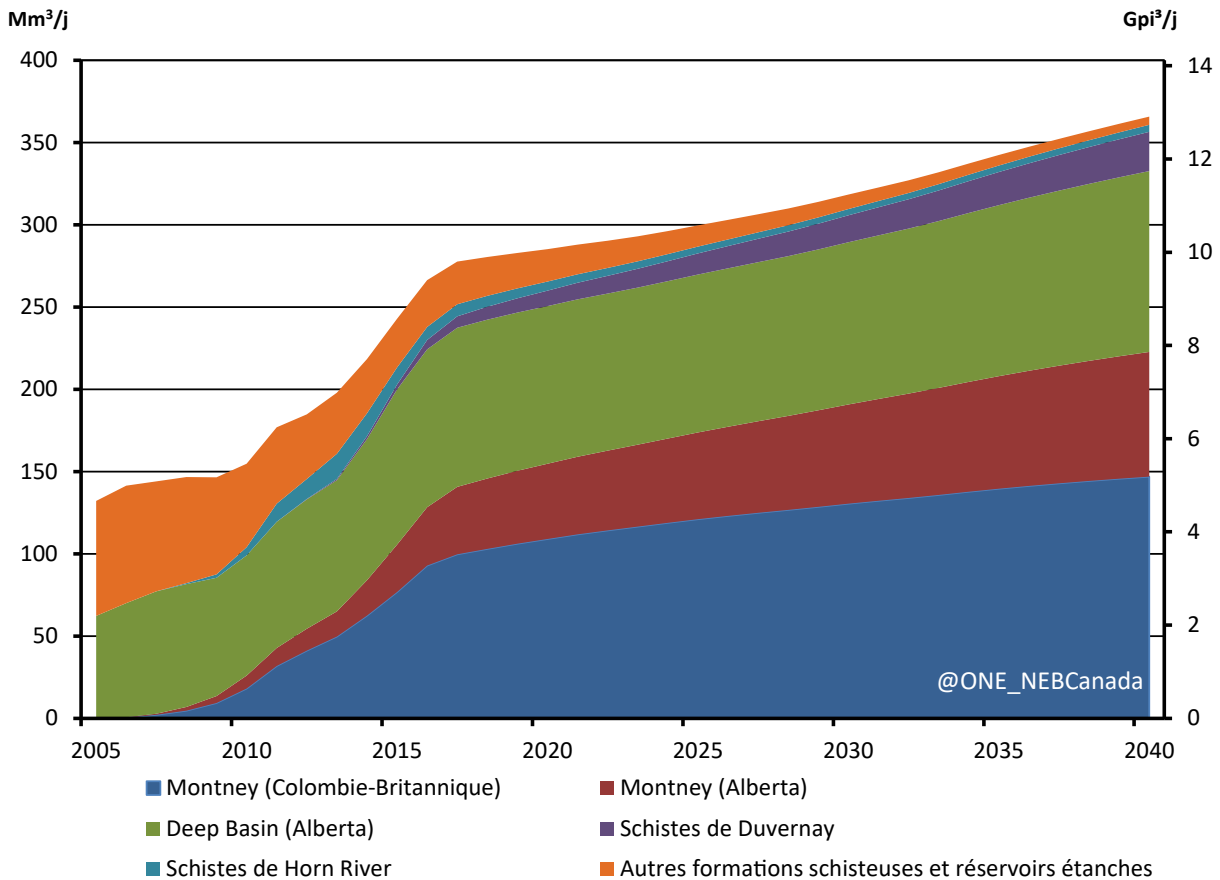
Production de gaz naturel, scénarios de référence et de TCE



- La figure 3.14 montre la production de gaz naturel à partir de réservoirs étanches et de formations schisteuses selon la zone pour le scénario de référence. La production de la formation de Montney, gisement d'importance dans le nord-est de la Colombie-Britannique qui s'étend jusque dans le nord-ouest de l'Alberta, a pris beaucoup d'ampleur depuis cinq ans. Celle de [réservoirs étanches](#) est passée de nulle, avant 2006, à presque 128 Mm³/j (4,5 Gpi³/j) en 2016, ce qui représente 30 % de la production gazière totale au Canada. Pendant la période de projection, la croissance est surtout attribuable à la formation de Montney, dont la production atteint 223 Mm³/j (7,9 Gpi³/j) en 2040, pour une augmentation de 74 % par rapport à 2016. Dans le scénario de TCE, cette croissance est un peu moins effrénée et la production, en 2040, est inférieure de 8 % à ce qu'entrevoit le scénario de référence.

FIGURE 3.14

Production de gaz naturel de réservoirs étanches et de formations schisteuses selon la zone, scénario de référence



- Pour ce qui est de la zone Deep Basin en Alberta, qui longe les contreforts et dont les réservoirs étanches sont riches en liquides, elle a produit 96 Mm³/j (3,4 Gpi³/j) de gaz en 2016. La production connaît une croissance modeste, tirée par l'augmentation des prix du gaz naturel et de ses liquides, pour atteindre 110 Mm³/j (3,8 Gpi³/j) en 2040 dans le scénario de référence et 105 Mm³/j (3,7 Gpi³/j) selon le scénario de TCE.
- Les formations schisteuses de Duvernay et de Horn River ne produisent à l'heure actuelle que de faibles quantités de gaz naturel. Une croissance modeste à ce chapitre est prévue dans les deux cas pendant la période de projection. Duvernay est une zone émergente en Alberta qui renferme du gaz naturel, des LGN et du pétrole brut. En l'absence de liquides, la zone de Horn River est moins attrayante que d'autres. Regroupée, la production de ces deux zones passe, selon le scénario de référence, de 14 Mm³/j (0,5 Gpi³/j) en 2016 à 28 Mm³/j (1,0 Gpi³/j) en 2040.

- La production de ressources gazières [classiques](#) ou sous forme de [méthane de houille](#), qui ne nécessitent ni forage horizontal ni [fracturation hydraulique en plusieurs étapes](#), perd de la vigueur tout au long de la période de projection alors que de nouveaux forages ciblant de telles ressources ne sont pas rentables compte tenu des hypothèses de prix pour le gaz naturel dans Avenir énergétique 2017. Dans l'Ouest canadien, la [production classique ne provenant pas de réservoirs étanches](#), qui constituait 65 % de la production totale en 2006 et représente 37 % de celle-ci en 2016, chute à 23 % en 2040.
- Dans l'Est du Canada, la production de gaz naturel continue de s'amenuiser au cours de la période de projection. Celle sur la terre ferme, au Nouveau-Brunswick, devient presque nulle en 2040, tant pour le scénario de référence que pour celui de TCE. En Nouvelle-Écosse, la production extracôtière décline graduellement pendant la période de projection, jusqu'à disparaître en 2021 alors que les coûts d'exploitation sont supérieurs aux revenus obtenus.
- Dans le scénario de référence des documents précédents sur *l'avenir énergétique*, les projections supposaient certains volumes d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») pendant la période de projection. Le marché de ce gaz est toujours plus concurrentiel avec la construction de nouvelles installations un peu partout dans le monde. [Des promoteurs envisagent encore la possibilité de mener à bien certains projets de GNL au Canada sur les côtes Atlantique et Pacifique](#). Cependant, compte tenu de la faiblesse récente des prix ainsi que des coûts relativement plus élevés de mise en service d'installations méthanières et des gazoducs destinés à les alimenter, aucune exportation de ce produit à partir du Canada n'est prévue dans Avenir énergétique 2017 pendant la période de projection.

Principales incertitudes

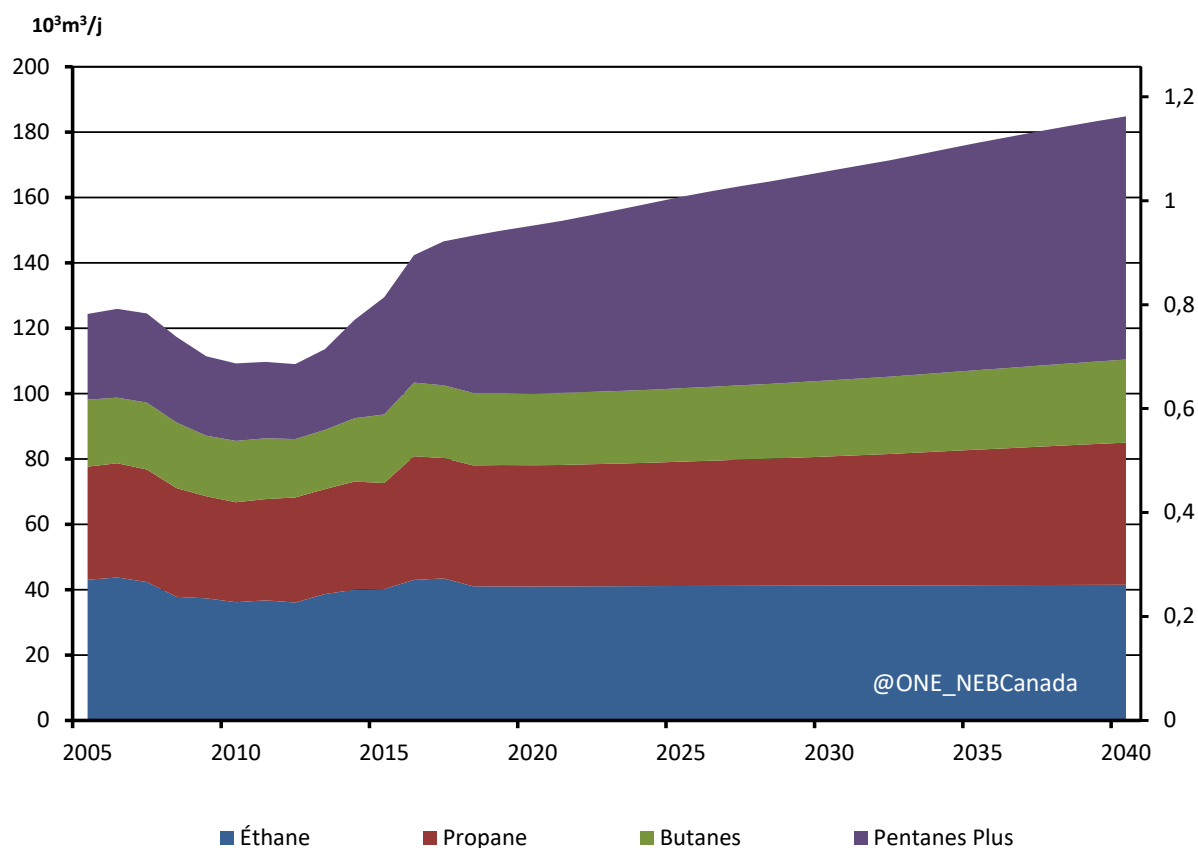
- Les prix futurs du gaz naturel constituent un élément d'incertitude de première importance à l'égard des projections avancées. Dans le document précédent sur *l'avenir énergétique* intitulé [Avenir énergétique du Canada en 2016 – Mise à jour](#), des scénarios de sensibilité supplémentaires permettent d'explorer les incidences de prix plus hauts ou plus bas.
- La présente analyse repose sur la double hypothèse qu'à long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et que l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins. Toutefois, l'absence de débouchés pour le gaz naturel produit au Canada réduit les prix obtenus par les producteurs canadiens comparativement à ceux pratiqués au carrefour Henry et influe sur les tendances en production gazière.
- Les exportations de GNL à partir du Canada, qu'il s'agisse du moment où elles surviendront ou de leur volume, demeurent incertaines. À ce chapitre, le pays possède plusieurs avantages concurrentiels, comme la proximité des marchés asiatiques, les faibles coûts des charges d'alimentation en gaz naturel et un climat plus tempéré. Il est possible que les conditions commerciales et les coûts de mise en service d'une nouvelle installation d'exportation de GNL changent ultérieurement, ce qui influencerait sur les perspectives d'avenir à cet égard. Toute cette question est approfondie dans deux scénarios de sensibilité au chapitre 11 de la publication [Avenir énergétique du Canada en 2016](#).
- Le scénario de TCE suppose les mêmes prix que celui de référence pour le gaz naturel. Tel qu'il est indiqué au chapitre 2, cela découle de l'absence de certitude en ce qui a trait aux incidences éventuelles que pourrait avoir, sur la demande de gaz naturel en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde, ainsi que sur les prix donc, la prise de mesures plus fermes pour contrer les changements climatiques. Une lutte au carbone plus vigoureuse peut avoir des répercussions sur les choix de combustibles, la compétitivité des ressources renouvelables dans le secteur de la production d'électricité et le rythme des avancées technologiques.

Liquides de gaz naturel

- Au moment de son extraction, le gaz naturel brut est principalement composé de méthane, mais il renferme aussi, outre quelques contaminants, divers autres hydrocarbures, soit l'éthane, le propane, le butane et les pentanes plus, connus collectivement sous le nom de **LGN**. Ces liquides sont principalement tirés du gaz naturel, mais certains prennent aussi la forme de sous-produits du raffinage de pétrole ou de la valorisation de bitume.
- La production totale de LGN augmente graduellement tout au long de la période de projection alors que les producteurs de gaz naturel ciblent de plus en plus les zones qui en sont riches. Dans l'ensemble, cette production augmente de 30 % pendant la période, passant de $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,9 \text{ Mb}/\text{j}$) en 2016 à $185 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,2 \text{ Mb}/\text{j}$) en 2040. La figure 3.15 montre la production totale de LGN selon le scénario de référence.

FIGURE 3.15

Production de liquides de gaz naturel, scénario de référence



- L'éthane, en majorité extrait aux grandes installations de [production sur le terrain](#) ponctuant les principaux gazoducs de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, comptait pour 30 % de la production de LGN en 2016, qui se situait alors à $43 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($270 \text{ kb}/\text{j}$). Dans le scénario de référence, cette production est relativement stable pendant toute la période de projection, soit autour de $41 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($261 \text{ kb}/\text{j}$), limitée qu'elle est par la capacité de production des installations pétrochimiques de l'Alberta qui s'en servent comme charge d'alimentation.

-
- Pour sa part, toujours dans le scénario de référence, la production de propane régresse pendant une décennie, suivant ainsi les tendances générales de production de gaz naturel. Avec la reprise à ce chapitre, la production de propane commence elle aussi à augmenter à un rythme régulier pour atteindre $43 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (273 kb/j) en 2040, une hausse de 15 % comparativement aux $38 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (238 kb/j) enregistrés précédemment.
 - Le butane suit un parcours semblable à celui du propane, sa production régressant au début pour ensuite augmenter constamment jusqu'à la fin de la période de projection. C'est ainsi qu'en 2040, elle est supérieure de 13 % aux niveaux de 2016, passant de $23 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (142 kb/j) à $25 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (160 kb/j) dans l'intervalle.
 - Pour ce qui est de la production des pentanes plus, qu'on nomme aussi condensat, celle-ci a grimpé de 40 % entre 2013 et 2016, les producteurs ayant alors ciblé les zones qui en sont riches, comme c'est le cas des formations de Montney et de Duvernay. De tous les LGN, ce sont les pentanes plus qui arrivent en tête des augmentations de production, qui gagne ici 91 % pendant la période de projection et passe ainsi de $39 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (245 kb/j) en 2016 à $74 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (468 kb/j) en 2040. La croissance que connaît la région des sables bitumineux, où les pentanes plus servent de [diluant](#), ouvre la porte sur un marché qui prend de l'ampleur.
 - Selon le scénario de TCE, la production de LGN est légèrement inférieure compte tenu de projections allant dans le même sens pour le gaz naturel. La production totale de LGN se situe ainsi à $172 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (1,1 kb/j) en 2040, soit 7 % de moins que dans le scénario de référence.

Principales incertitudes

- Les LGN sont un sous-produit du gaz naturel, ce qui fait que les incertitudes citées dans la section sur le gaz valent également pour les projections visant les liquides.
- Le rythme de croissance de l'exploitation des sables bitumineux et la proportion du bitume extrait qui est valorisée auront une incidence sur la demande de pentanes plus servant de diluant. De la même manière, un recours accru aux technologies d'injection de solvant dans cette région pourrait favoriser le marché du propane et du butane, avec des incidences correspondantes sur les projections de production de ces liquides.

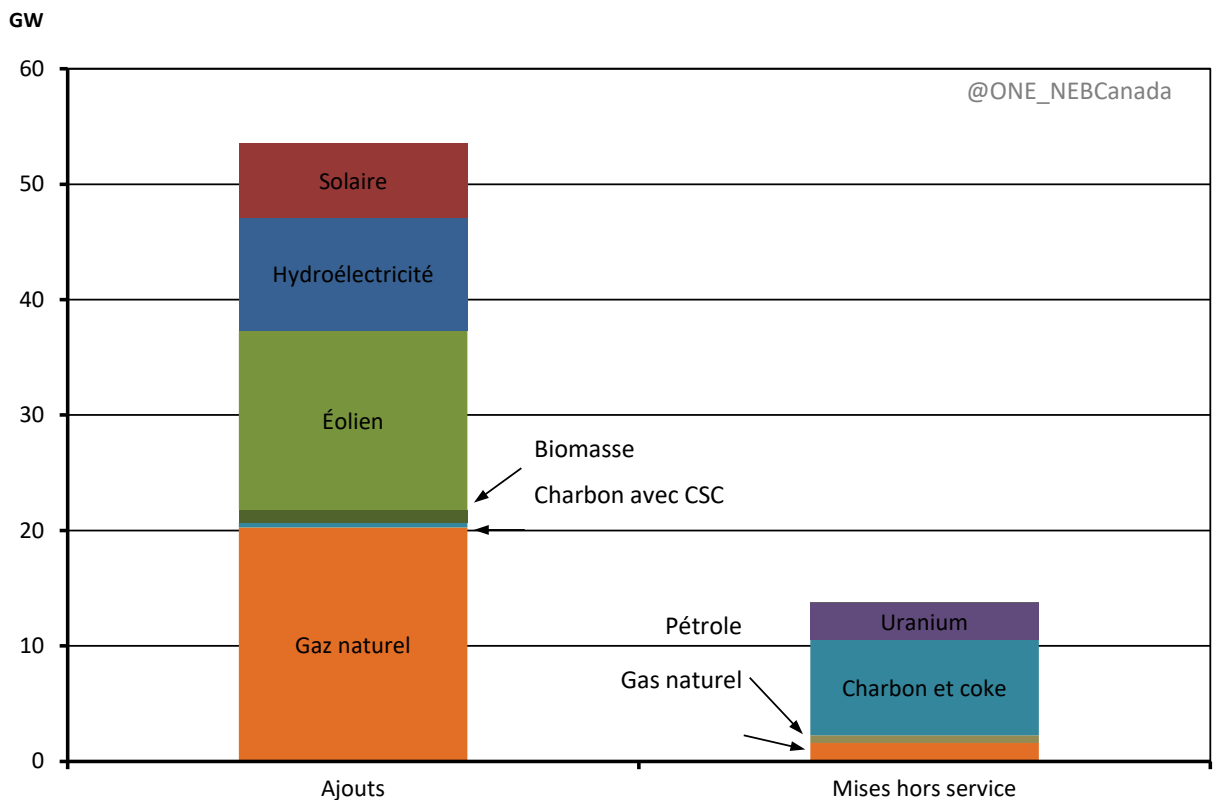
Électricité

- En 2015, la capacité de production installée des centrales au Canada atteignait 145 GW. L'hydroélectricité demeure la principale source de puissance électrique, comptant pour 55 % de la capacité totale et 58 % de la production. Pour le reste, on s'en remet surtout au gaz naturel, au charbon, au nucléaire et aux ressources renouvelables autres, dont l'éolien, le solaire et la biomasse.

-
- Le bouquet énergétique varie grandement selon la province ou le territoire et rend compte des ressources disponibles, de facteurs économiques et des choix stratégiques effectués dans chaque région. Le Québec, la Colombie-Britannique, le Manitoba, Terre-Neuve-et-Labrador et le Yukon disposent d'abondantes ressources hydroélectriques qui permettent de répondre à la plupart de leurs besoins. La Saskatchewan et l'Alberta comptent depuis toujours sur d'abondantes ressources en charbon mais ont récemment ajouté de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel. Le nucléaire représente environ le tiers de la capacité en Ontario, les centrales hydroélectriques ou alimentées au gaz naturel comptant pour presque tout le reste. Les provinces maritimes s'appuient sur une combinaison d'hydroélectricité, de combustibles fossiles divers, de nucléaire et de ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques. Au Nunavut et dans les Territoires du Nord-Ouest, la capacité repose surtout sur des centrales alimentées au diesel.
 - En 2015, la demande d'électricité au Canada se situait à 522 térawattheures (« TWh »), ce qui représentait 17 % de la demande canadienne totale d'énergie pour utilisation finale. Cette demande avait augmenté en moyenne de 1 % par année depuis 1990. Selon le scénario de référence, la demande d'électricité croît à un taux annuel moyen de 0,9 % pendant la période de projection.
 - La figure 3.16 illustre les ajouts de capacité de production et mises hors service pendant la période de projection. Dans la majorité des cas, les ajouts de capacité attendus selon le scénario de référence prennent la forme de centrales alimentées au gaz naturel, de parcs éoliens ou de barrages hydroélectriques qui, ensemble, représentent 85 % des 54 GW de tels ajouts entre 2016 et 2040. Les autres ajouts sont notamment attribuables au solaire pour 6,4 GW, à la biomasse pour 1,1 GW et aux centrales au charbon avec technologie de CSC pour 0,4 MW. Quant aux mises hors service, c'est surtout du côté du charbon, du nucléaire et des centrales alimentées au pétrole, en plus de quelques autres au gaz naturel, qu'on les retrouve.

FIGURE 3.16

Ajouts de capacité et mises hors service d'ici 2040, scénario de référence



*L'ajout de capacité de production de 78 MW à partir d'une centrale alimentée au pétrole n'est pas visible sur la figure 3.16.

- On parle souvent de l'approvisionnement en électricité en termes de capacité et de production. La capacité est la quantité maximale d'électricité qu'une installation est en mesure de produire tandis que la production est celle qui est réellement produite. Ces notions sont expliquées en détail dans le récent rapport de l'Office intitulé [Panorama de l'électricité renouvelable au Canada](#). Le tableau 3.2 présente, pour le scénario de référence en 2016 et 2040, les données sur la capacité et la production selon la source.

TABLEAU 3.2

Capacité et production d'électricité, scénario de référence en 2016 et 2040

Source énergétique:	Capacité en GW et en %		Production en TWh et en %	
	2016	2040	2016	2040
Hydroélectricité	80,4	89,2	376,7	413,0
	54,8 %	48,0 %	58,3 %	56,4 %
Éolien	11,9	26,6	28,4	69,4
	8,1 %	14,3 %	4,4 %	9,5 %
Solaire	2,3	8,6	3,6	13,0
	1,6 %	4,6 %	0,6 %	1,8 %
Biomasse	2,7	3,5	13,2	15,3
	1,8 %	1,9 %	2,0 %	2,1 %
Nucléaire	14,3	11,1	96,3	87,0
	9,7 %	6,0 %	14,9 %	11,9 %
Charbon	9,7	1,8	61,9	4,1
	6,6 %	1,0 %	9,6 %	0,6 %
Gaz naturel	21,5	41,7	62,9	128,0
	14,7 %	22,5 %	9,7 %	17,5 %
Pétrole	3,8	3,3	3,3	2,0
	2,6 %	1,8 %	0,5 %	0,3 %
Toutes les sources	146,6	185,8	646,3	731,9

Perspectives selon la source

Hydroélectricité

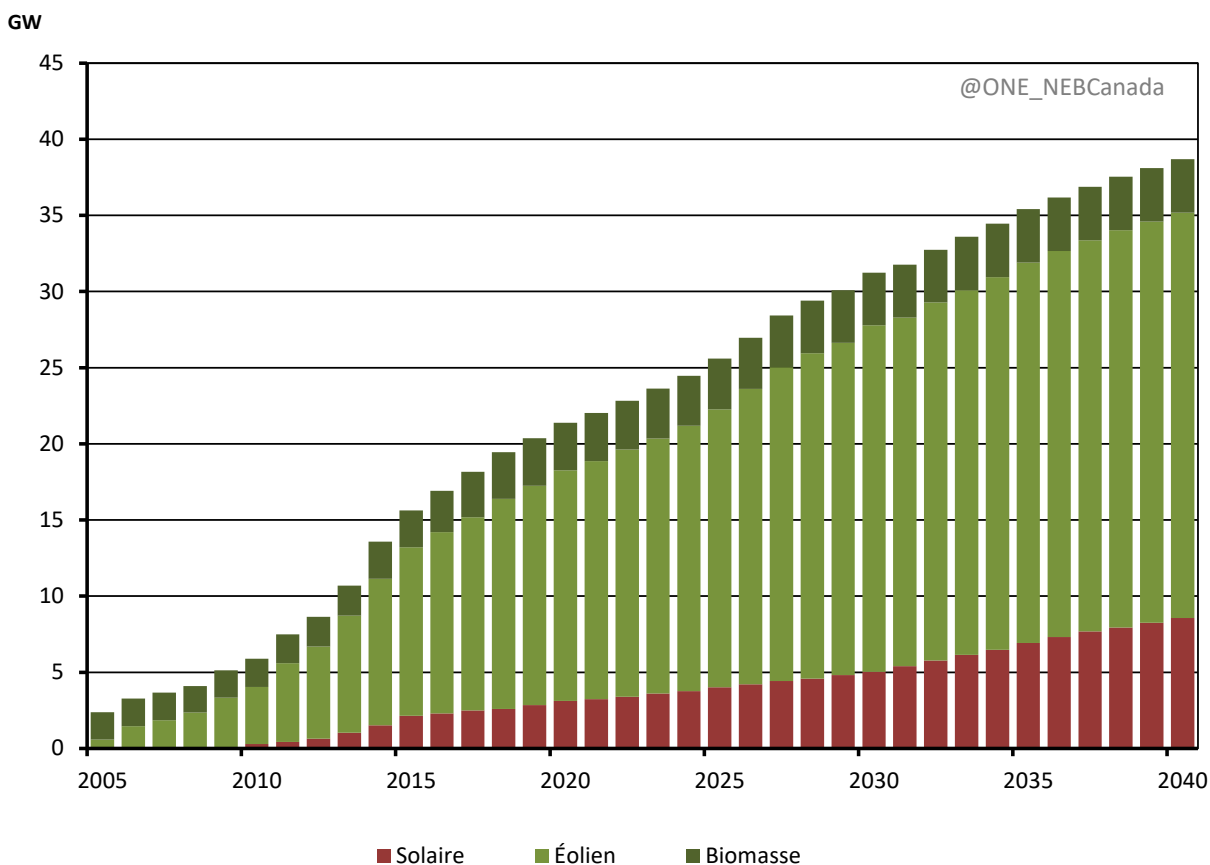
- L'hydroélectricité continue de dominer comme source d'approvisionnement en électricité au Canada pendant la période de projection. Ses avantages sont nombreux, qu'on pense à la souplesse qu'elle procure, à son prix relativement abordable, à l'absence d'émissions de GES à l'étape du fonctionnement et à la stabilité des coûts. La constitution de réservoirs permettant de modifier les débits d'eau au besoin fait que la capacité hydroélectrique facilite aussi le développement de ressources renouvelables intermittentes au pays comme l'éolien et le solaire.
- La capacité hydroélectrique, incluant les petites centrales et les installations au fil de l'eau, passe de 80 GW en 2016 à 89 GW en 2040. Cet élargissement de la capacité rend compte d'un certain nombre de grands projets en cours d'aménagement ou qui en sont aux étapes de planification et d'élaboration.
- De tels ajouts capacitaires font que, pour sa part, la production hydroélectrique annuelle passe de 377 à 413 TWh entre 2016 et 2040 selon le scénario de référence. Une croissance encore plus rapide de la production d'autres sources, comme l'éolien et le gaz naturel par exemple, fait que la part de l'hydroélectricité recule un peu pendant la période de projection, passant alors de 58 % en 2016 à 56 % en 2040.

Ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques

- Le Canada pourrait aussi puiser à même de considérables ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques, par exemple les énergies éolienne, solaire, marémotrice, houlomotrice et géothermique ou encore la biomasse. Depuis cinq ans, mesures incitatives et coûts à la baisse ont donné un bon élan à certaines de ces technologies. En 2015, le Canada disposait d'une capacité de 16 GW quand on parle d'énergies éolienne et solaire plus [biomasse](#), ce qui est presque trois fois autant qu'en 2010. Le gros de la capacité éolienne se trouve en Ontario, au Québec et en Alberta, tandis que le volet solaire se concentre essentiellement en Ontario.
- Comme l'illustre la figure 3.17, selon le scénario de référence, la capacité des ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques continue de croître et fait même plus que doubler pour atteindre 39 GW en 2040. Entre 2016 et 2040, la capacité éolienne passe de 12 à 27 GW, l'Alberta montrant la voie en raflant presque 60 % de cette augmentation, alors que du côté solaire, cette même capacité est alors multipliée par trois et demi, passant de 2,3 à 8,6 GW. Encore ici, l'Alberta se trouve en tête à ce chapitre, accompagnée cette fois de l'Ontario et du Québec. Pour ce qui est de la biomasse, la capacité de production monte graduellement et passe de 2,7 à 3,5 GW à la fin de la période de projection.

FIGURE 3.17

Capacité des ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques, scénario de référence



-
- Un recul récent des coûts, en particulier pour l'énergie solaire, joue un rôle dans l'élargissement de la capacité des ressources renouvelables, au même titre que divers plans et politiques du gouvernement. Par exemple, le programme de l'Alberta sur l'énergie tirée de ressources renouvelables prévoit l'ajout de 5 GW à cette capacité d'ici 2030 alors que la Saskatchewan, pendant le même intervalle, vise une augmentation de 50 % de cette forme d'énergie. Quant à la production, selon le scénario de référence pour de telles ressources elle passe de 45 à 98 TWh entre 2016 et 2040, ce qui représente 13 % de toute l'électricité alors produite.

Nucléaire

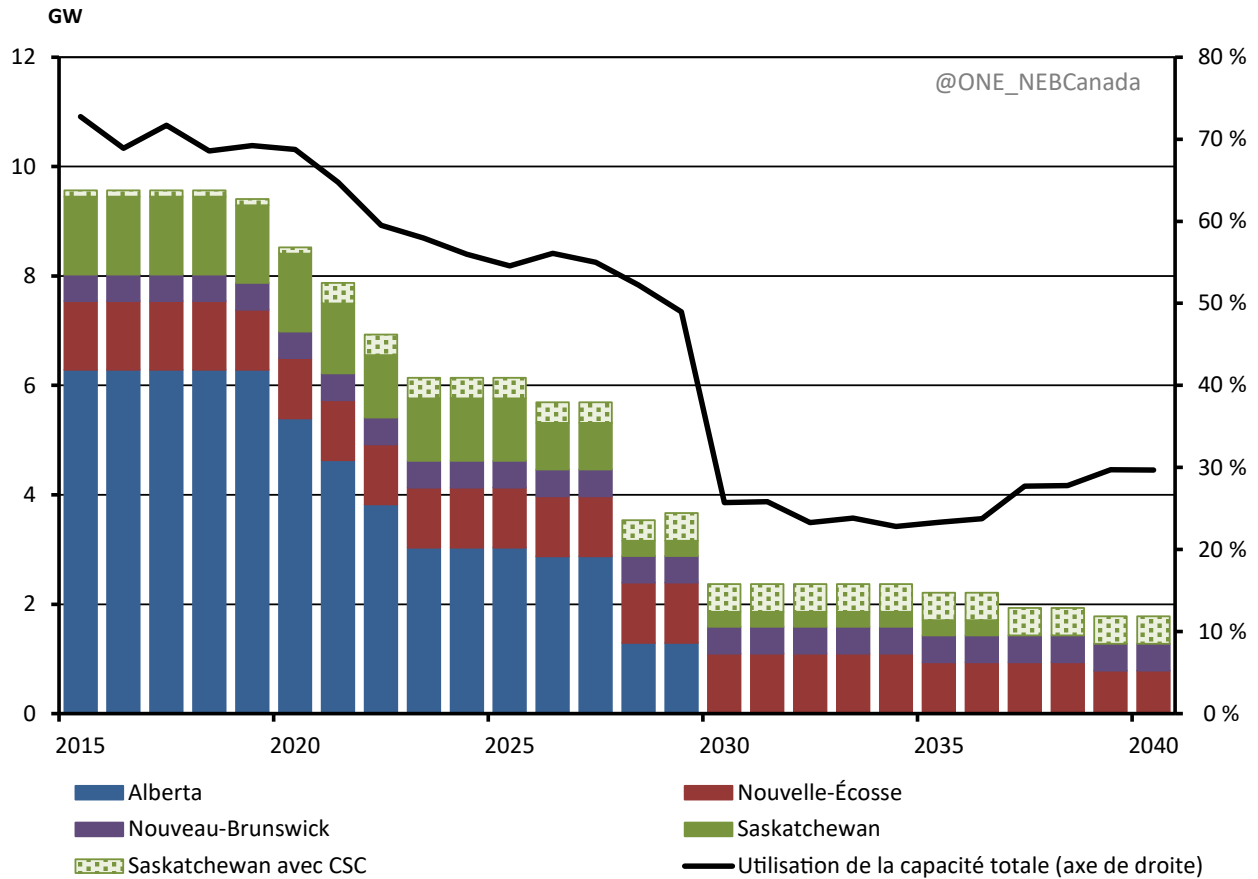
- En 2015, l'énergie nucléaire a figuré pour 15 % dans la production totale d'électricité au Canada. Avec ses trois centrales qui produisaient 58 % de l'électricité de la province, l'Ontario affichait alors une capacité de presque 14 GW à ce chapitre. La même année, l'unique centrale nucléaire du Nouveau-Brunswick produisait un tiers de l'électricité de cette province.
- Selon le scénario de référence, la production nucléaire annuelle régresse, passant de 92 à 82 TWh entre 2016 et 2040 avec la fermeture de la centrale ontarienne de Pickering en 2024. Sur l'ensemble de la période de projection, les niveaux de production sont un peu plus faibles qu'actuellement en raison des arrêts découlant de remises à neuf prévues de plusieurs réacteurs en Ontario. Aucune nouvelle centrale n'est construite pendant cette période.
- Dans le scénario de référence, les sources de production sans émissions, soit l'hydroélectricité, les autres ressources renouvelables et le nucléaire, comptent pour 82 % de la production en 2040. Malgré les ajouts de taille du côté des ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques, l'augmentation est minime par rapport aux 80 % de 2016, car on ajoute aussi des centrales alimentées au gaz naturel pendant la période de projection pour tenir compte d'une plus forte croissance de la charge.

Charbon

- Les centrales au charbon représentaient 6 % de la capacité installée en 2015 et produisaient 9 % de toute l'électricité au pays. À l'heure actuelle, quatre provinces exploitent de telles centrales : l'Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.
- La réglementation fédérale impose des normes de rendement strictes en matière d'émissions des centrales qui ont atteint la fin de leur durée de vie utile qui exigent, pour résumer, qu'on les ferme ou qu'on y greffe la technologie de CSC. En 2015, l'Alberta a rendu publics ses plans visant à accélérer les mises hors service, visant 2030 au plus tard pour les centrales au charbon classiques. À l'automne 2016, le gouvernement fédéral a annoncé son intention de modifier la réglementation en vigueur en vue de la mise hors service de telles centrales d'ici 2030 plutôt que d'attendre la fin de leur durée de vie utile.
- Compte tenu des initiatives précitées, le charbon voit sa capacité de production décliner considérablement pendant la période de projection. Dans Avenir énergétique 2017 on suppose que des ententes d'équivalences sont conclues en Saskatchewan, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, permettant à ces provinces de maintenir en service certaines centrales au charbon classiques au-delà de 2030. La capacité qui en découle est utilisée sporadiquement jusqu'à 2040. La figure 3.18 montre, pour le charbon, la capacité de production par province pendant la période de projection et le degré d'utilisation des centrales en service.

FIGURE 3.18

Capacité de production des centrales au charbon selon la province, scénario de référence



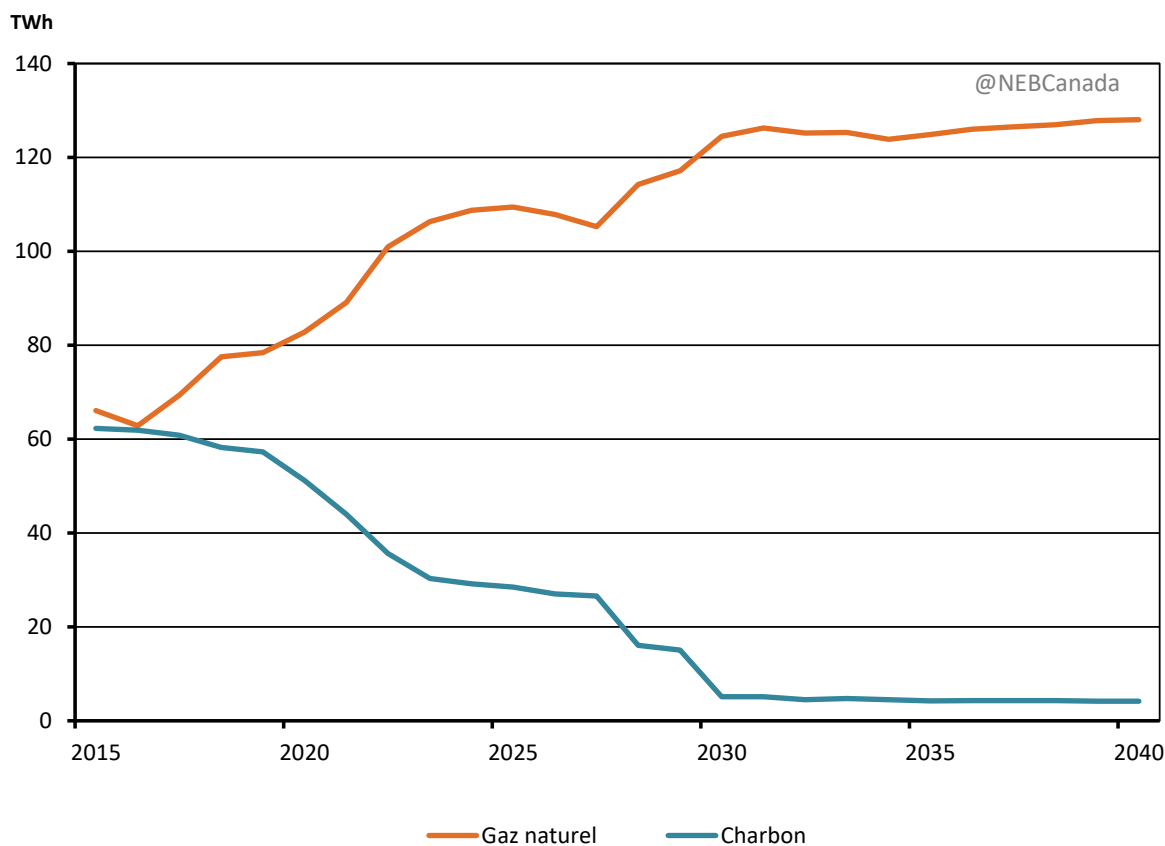
- On compte actuellement en Saskatchewan une centrale au charbon munie de la technologie de CSC. La centrale Boundary Dam est entrée en exploitation à l'automne 2014 et en mai 2017 affichait un captage de 1,6 Mt de CO₂. Pendant la période de projection, la technologie de CSC est greffée à trois autres centrales au charbon dans cette même province pour une capacité de 0,4 GW.

Gaz naturel

- Avec une capacité installée de 22 GW en 2015, les centrales alimentées au gaz naturel représentaient alors 15 % de la capacité totale. Sauf à l'Île-du-Prince-Édouard et au Nunavut, on retrouve de telles centrales productrices d'électricité partout ailleurs au Canada, mais particulièrement en Alberta et en Saskatchewan.
- La capacité des centrales alimentées au gaz naturel augmente à un rythme régulier pendant la période de projection. En raison de prix relativement faibles du combustible et des coûts en capital initiaux eux aussi relativement peu élevés, c'est surtout cette capacité qui remplace celle des centrales au charbon mises hors service pendant la période en question. Dans le scénario de référence, elle double presque, passant de 21,5 à 41,7 GW entre 2016 et 2040. La figure 3.19 montre la production des centrales au charbon et de celles alimentées au gaz naturel pendant cette période.

FIGURE 3.19

Production des centrales au charbon et alimentées au gaz naturel, scénario de référence



-
- La capacité des centrales alimentées au gaz naturel augmente aussi en raison d'un plus grand recours à des ressources renouvelables intermittentes comme l'énergie éolienne ou solaire. Cette situation d'intermittence exige des exploitants de réseaux qu'ils soient en mesure de parer aux écarts possibles entre production et consommation d'électricité. Puisque les centrales alimentées au gaz naturel sont en mesure d'augmenter ou de diminuer rapidement leur production, cela les rend attrayantes, en particulier dans les provinces dépourvues de ressources hydroélectriques à grande échelle. Au chapitre 4 : Résultats – Scénario des avancées technologiques, on traite de certaines possibilités d'intégration de ressources renouvelables intermittentes.

Pétrole

- Les centrales alimentées au pétrole ne comptaient que pour 2,5 % de la capacité installée totale au Canada en 2015, mais elles constituent un élément important du bouquet énergétique dans quelques provinces et territoires plus petits. Fonctionnant surtout au diesel, ces centrales servent à produire de l'électricité pendant les périodes où la demande est particulièrement élevée ou encore sont présentes dans des régions où il n'existe pas beaucoup d'autres options.
- La capacité totale des centrales alimentées au pétrole passe de 3,8 à 3,3 GW entre 2016 et 2040, ce qui rend compte de la mise hors service des plus vieilles d'entre elles généralement remplacées, lorsque possible, par d'autres alimentées au gaz naturel ou au GNL, cédant même parfois la place aux ressources renouvelables.

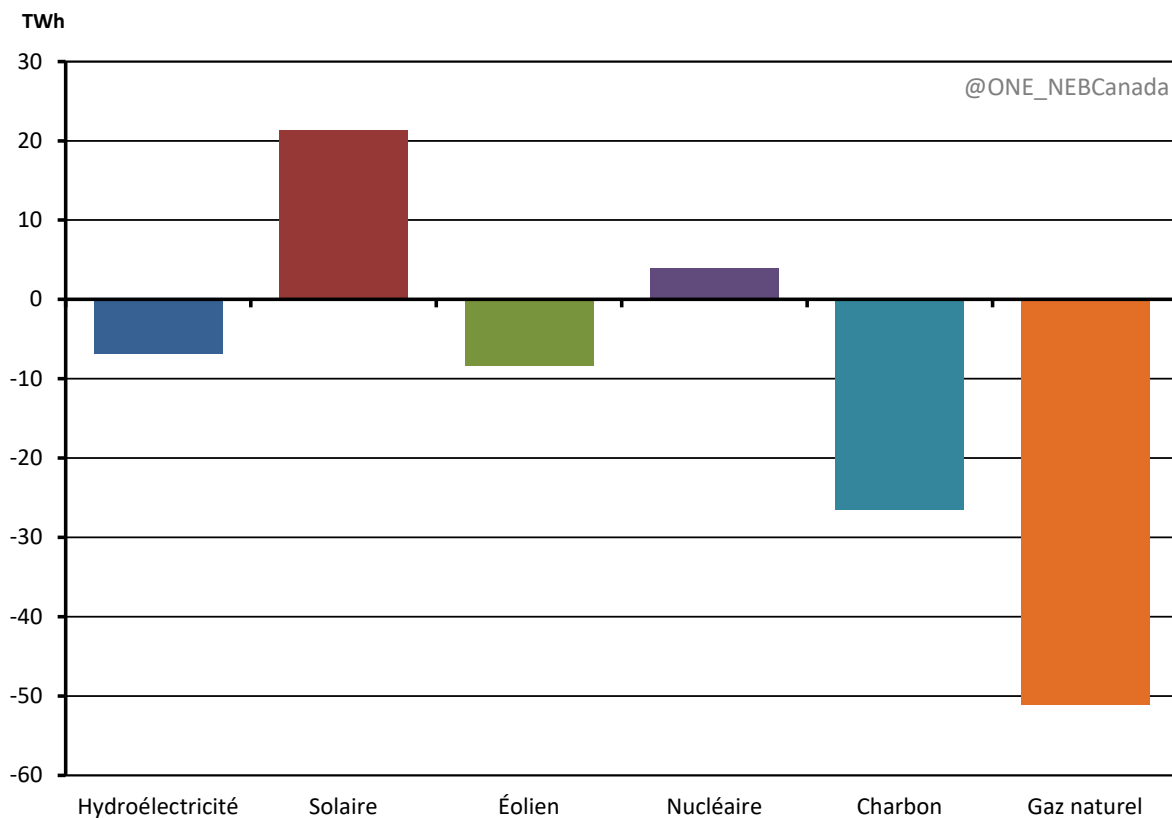
Données sur l'électricité pour le scénario de TCE

- Des prix du carbone plus élevés n'ont que peu de répercussions, dans l'ensemble, sur le secteur de l'électricité au Canada, pour différentes raisons dont celles évoquées ci-après.
 - o Puisque la production est en majeure partie le fruit de l'hydroélectricité, des autres ressources renouvelables et du nucléaire, les émissions polluantes du secteur de l'électricité au Canada sont déjà faibles. La tarification du carbone a un impact plus direct sur les ressources à émissions polluantes, qui constituent une plus petite partie de l'offre d'électricité au pays.
 - o Nombreuses sont les politiques climatiques qui ciblent déjà le secteur de l'électricité, surtout à l'égard de la mise hors service des centrales au charbon classiques. Par conséquent, les conséquences de prix du carbone plus élevés sont moindres comparativement à des scénarios où de telles politiques n'ont pas été adoptées.
 - o Nombreux aussi sont les types d'installations destinées à la production d'électricité pour lesquelles les coûts en capital initiaux sont élevés et amortis sur une longue durée de vie utile, ce qui peut ralentir toute transformation du portefeuille d'électricité fondée sur les prix des combustibles.

- Dans le scénario de TCE, la hausse des prix des combustibles, donc de ceux de l'électricité, entraîne une légère baisse de sa consommation pendant la période de projection. C'est ainsi qu'en 2040, cette consommation est inférieure de 1,1 % à ce que le scénario de référence entrevoit. La production s'en trouve un peu amoindrie pendant la période en question, peu importe le type ou presque, mais ce sont les centrales au charbon et celles alimentées au gaz naturel qui régressent le plus à ce chapitre. La figure 3.20 illustre la production cumulative de 2022 à 2040 selon la source, en comparant les scénarios de référence et de TCE. La capacité des parcs solaires croît un peu plus rapidement avec des prix du carbone plus élevés, ce qui fait que leur production est plus grande que dans le scénario de référence.

FIGURE 3.20

Production cumulative de 2022 à 2040 selon la source, scénario de TCE comparativement au scénario de référence



Principales incertitudes

- Les coûts en capital liés à l'aménagement d'installations de production, qui varient selon les ressources, sont un facteur de poids au moment de déterminer ce qui sera construit. Il n'est pas toujours facile de prédire l'avenir, surtout quand on parle de technologies plus récentes associées à l'éolien, au solaire ou au CSC. Le chapitre 4 traite des incertitudes associées à des hypothèses selon lesquelles les coûts de telles technologies sont plus faibles que ceux envisagés dans le scénario de référence.

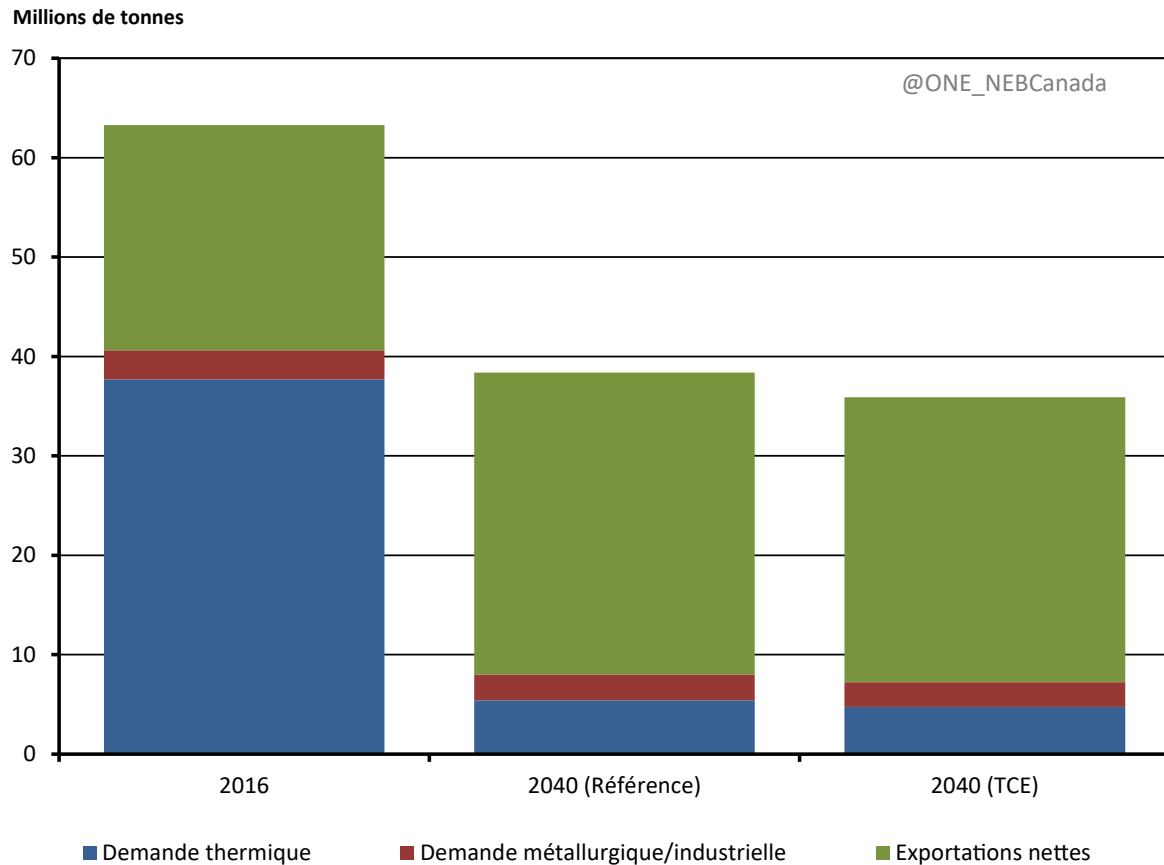
-
- Une forte croissance de la capacité solaire, autant sous forme de parcs que d'installations individuelles, dans certains États américains du Sud-Ouest est [à l'origine de nouveaux enjeux pour les exploitants de réseaux](#). Une production élevée pendant les heures d'ensoleillement freine grandement la production d'autres sources dès le matin et produit le phénomène inverse au coucher du soleil. Ce mode opératoire a des répercussions sur les autres types d'installations dans ces régions, favorisant les exploitants qui ont la faculté d'augmenter ou de diminuer rapidement leur production d'autres sources. Même si, au Canada, rares sont les régions avec un ensoleillement comparable à celui du Sud-Ouest des États-Unis, l'hypothèse d'une croissance beaucoup plus rapide de l'énergie solaire que ce à quoi on s'attend dans Avenir énergétique 2017 constitue une incertitude de taille.
 - La croissance de la demande d'électricité est un facteur de premier plan quand on veut cerner avec plus de précision les contours de l'offre future. C'est ainsi que les incertitudes relevées dans la section sur la demande d'énergie valent aussi pour les projections de l'offre d'électricité.

Charbon

- La production canadienne totale de charbon en 2015 se situait à 61,9 Mt. Le Canada produit deux grands types de charbon, dits [thermique](#) et [métallurgique](#). Le premier étant celui utilisé pour l'alimentation des centrales au charbon, sa production au Canada est liée à la consommation qui en est faite dans le secteur de l'électricité, surtout en Alberta et en Saskatchewan. Le second est principalement destiné aux aciéries, au pays et à l'étranger. Le Canada exporte la majeure partie du charbon métallurgique qu'il produit, ce qui fait que les tendances futures sont associées à la demande mondiale et aux prix.
- Le charbon thermique, qui sert surtout à produire de l'électricité, comptait pour 93 % de la consommation totale de charbon au Canada en 2015. Dans le scénario de référence, la demande se contracte de 86 % pendant la période de projection, passant de 37,7 à 5,4 Mt entre 2016 et 2040. La plus grande partie du charbon thermique alors consommé l'est par des centrales avec la technologie de CSC.
- Cette tendance à la baisse est principalement le résultat de la mise hors service de centrales au charbon classiques d'ici 2030 afin de respecter la réglementation adoptée à cet égard. En réaction à une demande moindre au pays, la production canadienne de charbon thermique passe de 36,3 à 7,9 Mt entre 2016 et 2040.
- La demande intérieure de charbon métallurgique utilisé dans les aciéries est stable à 3,0 Mt pendant toute la période de projection alors qu'à l'échelle mondiale, elle croît légèrement, ce qui est à l'origine d'une hausse progressive des exportations nettes à partir du Canada. La production totale de charbon métallurgique au pays passe ainsi de 26,9 à 30,5 Mt entre 2016 et 2040.
- La figure 3.21 montre la production et la consommation de charbon au Canada de 2016 à 2040, selon les scénarios de référence et de TCE.

FIGURE 3.21

Production et consommation de charbon au Canada, scénarios de référence et de tarification du carbone élevée



- Dans le scénario de TCE, la production charbonnière en 2040 est inférieure de 6 % à celle attendue dans le scénario de référence. Le charbon est un combustible à fortes émissions de GES, ce qui signifie que ses coûts par unité d'énergie sont supérieurs à ceux d'autres combustibles fossiles dans le contexte d'une tarification du carbone. Par conséquent, le scénario de TCE prévoit une moins grande utilisation des centrales au charbon que celui de référence. De plus, puisqu'il suppose aussi un élargissement de l'application de mesures devant contrer les changements climatiques, cela entraîne un léger affaiblissement de la demande mondiale pour le charbon métallurgique à l'origine d'un recul des exportations canadiennes à ce chapitre.

Principales incertitudes

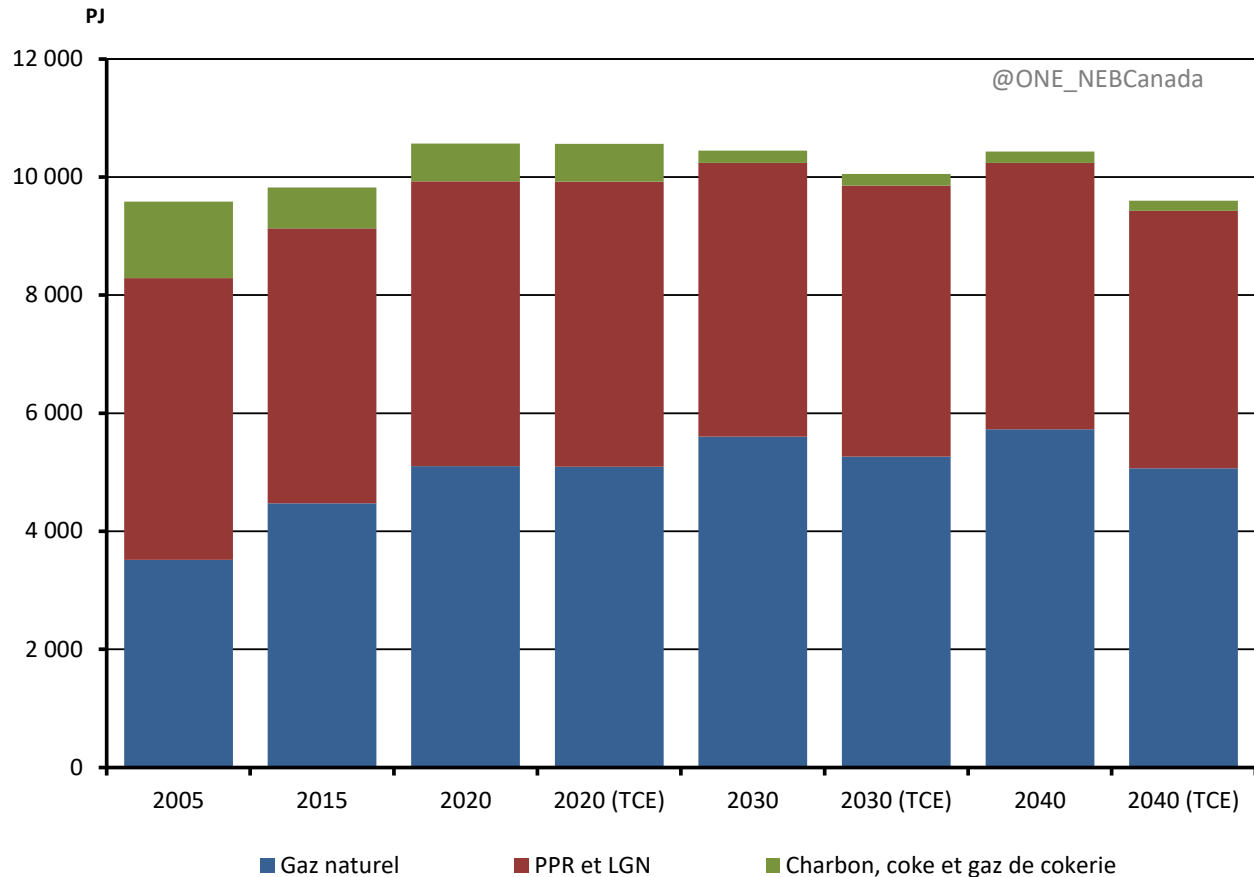
- L'une des principales incertitudes quant aux exportations canadiennes de charbon tourne autour des marchés mondiaux et des tendances des prix. Si les pays importateurs le délaissent encore davantage, il se pourrait que la demande et les prix en soient d'autant diminués. Il est également possible que la demande mondiale soit plus élevée que prévu, que ce soit pour la fabrication d'acier ou la production d'électricité, ce qui favoriserait alors les exportations.

Émissions de GES

- À l'heure actuelle, au Canada, il existe un lien étroit entre la consommation d'énergie et les émissions de GES, surtout attribuables à l'utilisation de combustibles fossiles. Ceux-ci servent à produire la plus grande partie de l'énergie utilisée pour chauffer les maisons et les commerces, transporter des marchandises ou des personnes et faire fonctionner l'équipement industriel. Les émissions associées aux combustibles fossiles, y compris ceux servant à la production d'énergie, représentaient 81 % de toutes les émissions de GES au Canada en 2015. Exception faite des ressources énergétiques, on retrouve la manutention des déchets ainsi que les procédés agricoles et industriels au nombre des responsables de la tranche restante des émissions.
- Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») publie les projections canadiennes officielles pour les GES dans son document sur les [tendances en matière d'émissions](#) ainsi que dans un [rapport biennal présenté à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques](#).
- Dans le scénario de référence, on note une augmentation de la consommation de combustibles fossiles au début de la période de projection, qui atteint un sommet en 2019 et ne bouge pratiquement plus par la suite pour enfin afficher une légère baisse par rapport à ce niveau en 2040, alors qu'elle est supérieure de 4,3 % à ce qu'elle était en 2016 et presque 9 % plus élevée qu'en 2005.
- Dans le scénario de TCE, la consommation de combustibles fossiles plafonne là aussi en 2019, mais régresse plus rapidement que ce n'est le cas dans le scénario de référence. C'est ainsi qu'en 2040, elle est inférieure de 4 % à ce qu'elle était en 2016, donc presque revenue aux niveaux de 2005. La figure 3.22 illustre la consommation des différents combustibles fossiles pour les scénarios de référence et de TCE.

FIGURE 3.22

Demande totale de combustibles fossiles, scénarios de référence et de TCE

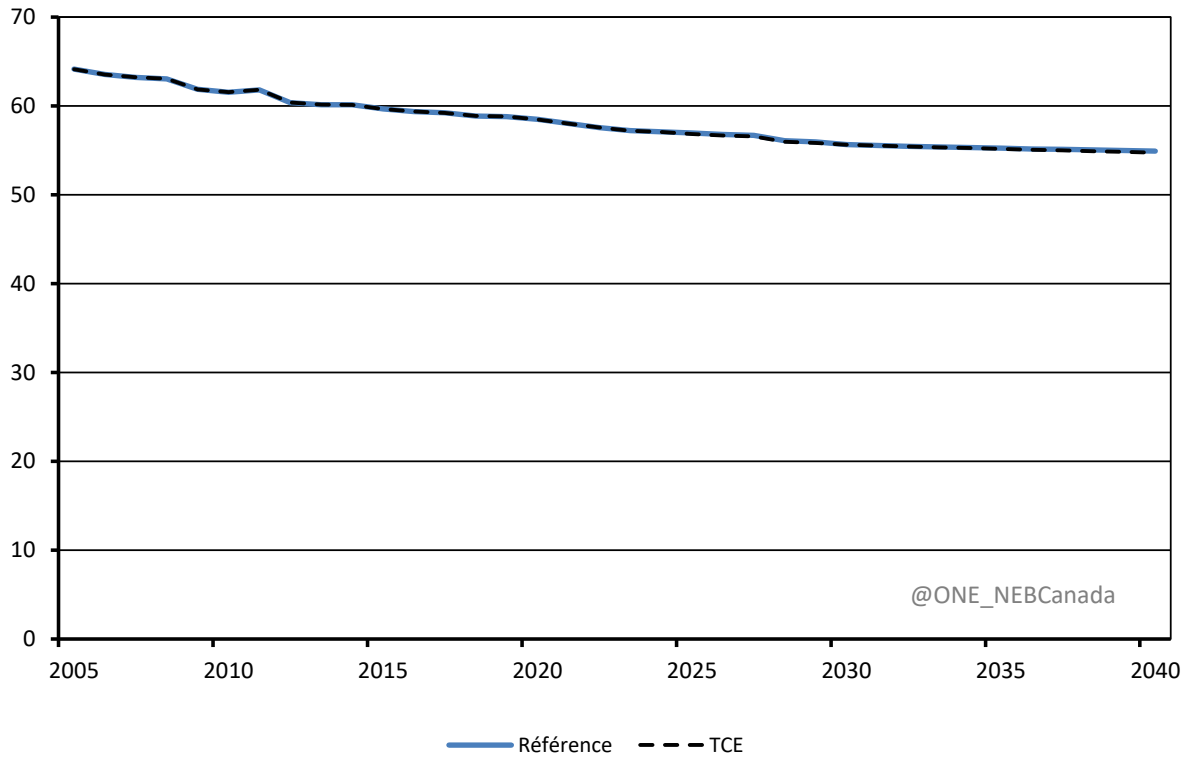


- Même si la consommation totale de combustibles fossiles augmente selon le scénario de référence, la modification du bouquet énergétique permet de réduire les GES par unité d'énergie ainsi consommée, comme le montre la figure 3.23. De concert avec un recul marqué du charbon, la place plus importante occupée par le gaz naturel entraîne en 2040 une réduction de l'intensité des GES de l'ordre de 7,5 % par rapport à 2016 et même de 14 % comparativement à 2005. Le recours à la technologie de CSC dans certaines centrales a aussi un effet de compression quant à l'intensité des GES dans le contexte de la consommation de combustibles fossiles. L'intensité ainsi constatée pour le bouquet énergétique prévu dans le scénario de TCE est semblable à celle avancée dans le scénario de référence. En tenant compte des réductions des émissions non attribuables à la combustion, notamment par colmatage de fuites de méthane, puis en incluant les droits d'émission achetés en dehors du pays (par exemple par l'Ontario ou le Québec dans le cadre de l'entente de plafonnement et d'échange conclue avec la Californie), il serait possible de réduire encore plus cette intensité.

FIGURE 3.23

Moyenne pondérée estimative de l'intensité des émissions de GES attribuables à la consommation de combustibles fossiles, scénarios de référence et de TCE

Grammes d'eCO₂ le mégajoule



Principales incertitudes

- Les incertitudes cernées dans la section du présent chapitre à propos de la demande d'énergie, par exemple à l'égard des futures politiques climatiques et avancées technologiques, sont tout aussi valables en ce qui concerne les données sur les émissions de GES en rapport avec la consommation de combustibles fossiles.

RÉSULTATS – SCÉNARIO DES AVANCÉES TECHNOLOGIQUES

- Le scénario des avancées technologiques tient compte de l'incidence d'une plus grande utilisation de technologies émergentes par la filière énergétique. Il développe davantage les hypothèses qui sous-tendent le scénario de TCE et le prix du carbone augmente tout au long de la période de projection.
- Le scénario des avancées technologiques suppose ce qui suit :
 - o diminutions plus appréciables des coûts de production d'électricité au moyen de parcs solaires ou éoliens pendant la période de projection;
 - o commerce interprovincial de l'électricité plus actif et arrivée discrète de nouvelles possibilités de stockage dans des batteries avant acheminement sur le réseau;
 - o progression plus rapide des VE dans le secteur des transports du côté des voitures de tourisme;
 - o adoption élargie de technologies d'injection de vapeur et de solvant dans la région des sables bitumineux;
 - o électrification plus généralisée des appareils de chauffage et des chauffe-eau, dans les secteurs résidentiel et commercial;
 - o utilisation plus grande de la technologie de CSC par les centrales au charbon.
- Il ne s'agit là que de quelques-unes des technologies émergentes qui pourraient être davantage présentes sur le marché pendant la période de projection. Elles ont été choisies pour illustrer de quelle manière les avancées technologiques peuvent influencer sur les tendances en matière d'offre et de demande d'énergie dans divers secteurs de l'économie. Nul ne sait encore au juste lesquelles seront adoptées plus largement au cours des prochaines années. Les possibilités sont multiples. **La présente analyse de sensibilité ne se veut pas prédictive ni ne constitue une recommandation à l'endroit de certaines technologies.**

Avancées technologiques

- Depuis dix ans, les avancées technologiques se sont répercutées de bien des façons sur la filière énergétique. Au nombre de telles avancées, les forages horizontaux et la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, toujours plus répandus dans les réservoirs étanches et les formations schisteuses renfermant du pétrole ou du gaz naturel, compte parmi celles dont l'impact a été particulièrement senti, ayant permis d'accroître la production pétrolière et gazière en Amérique du Nord.

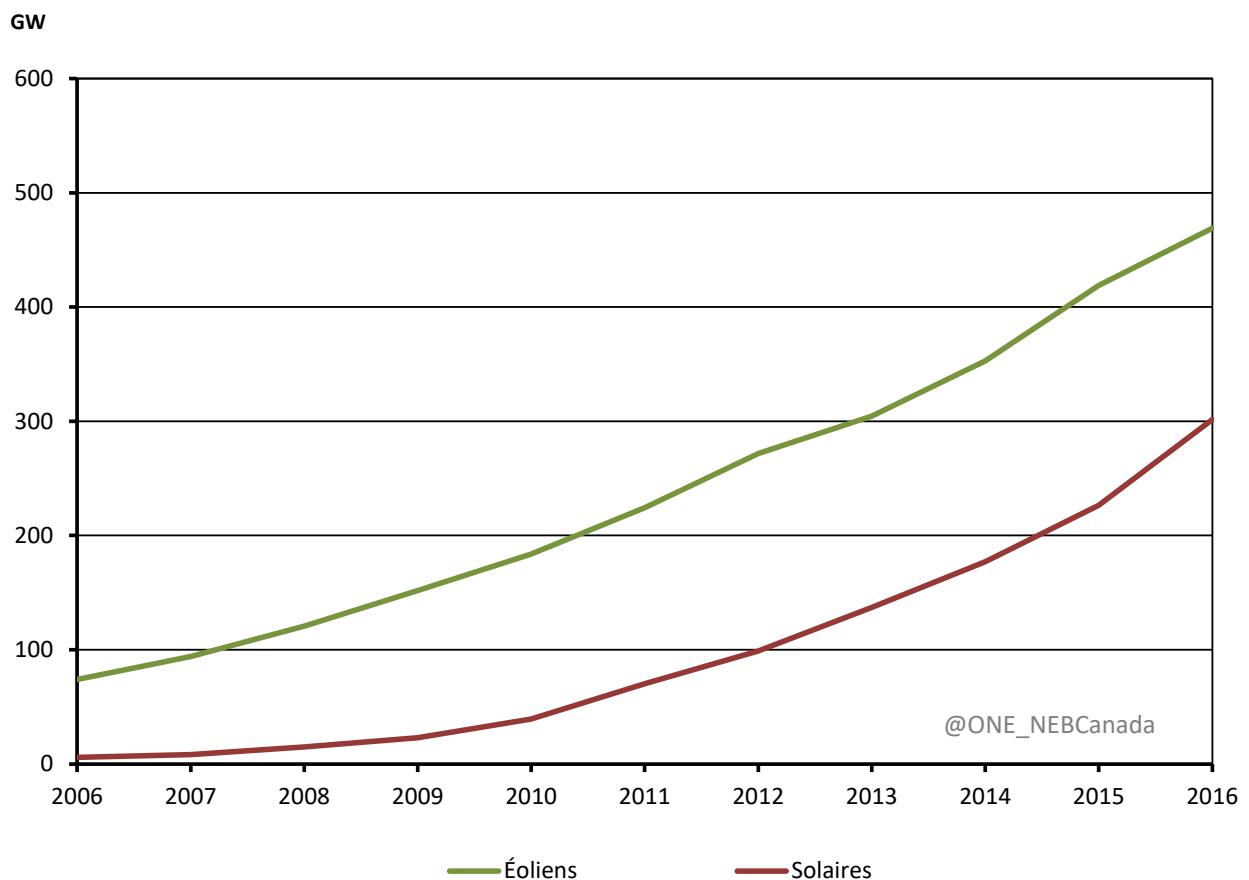
- D'autres avancées pendant cette même période ont elles aussi influé sur les tendances observées en matière d'énergie et pourraient en outre modifier les perspectives énergétiques à long terme tant au Canada qu'à l'échelle de la planète. Celles incluses dans le scénario des avancées technologiques sont traitées ci-après, puis suivent les résultats attendus pour ce qui est de l'offre et de la demande d'énergie.

Production d'électricité à partir de ressources renouvelables

- L'adoption de technologies destinées à la production d'électricité à partir de ressources renouvelables, surtout quand on parle d'énergies solaire et éolienne, a gagné beaucoup de terrain partout dans le monde depuis dix ans. La figure 4.1 montre la capacité installée totale cumulative des parcs solaires et éoliens.

FIGURE 4.1

Capacité de production installée totale cumulative des parcs solaires et éoliens



Source : [BP Statistical Review of World Energy - 2017](#)

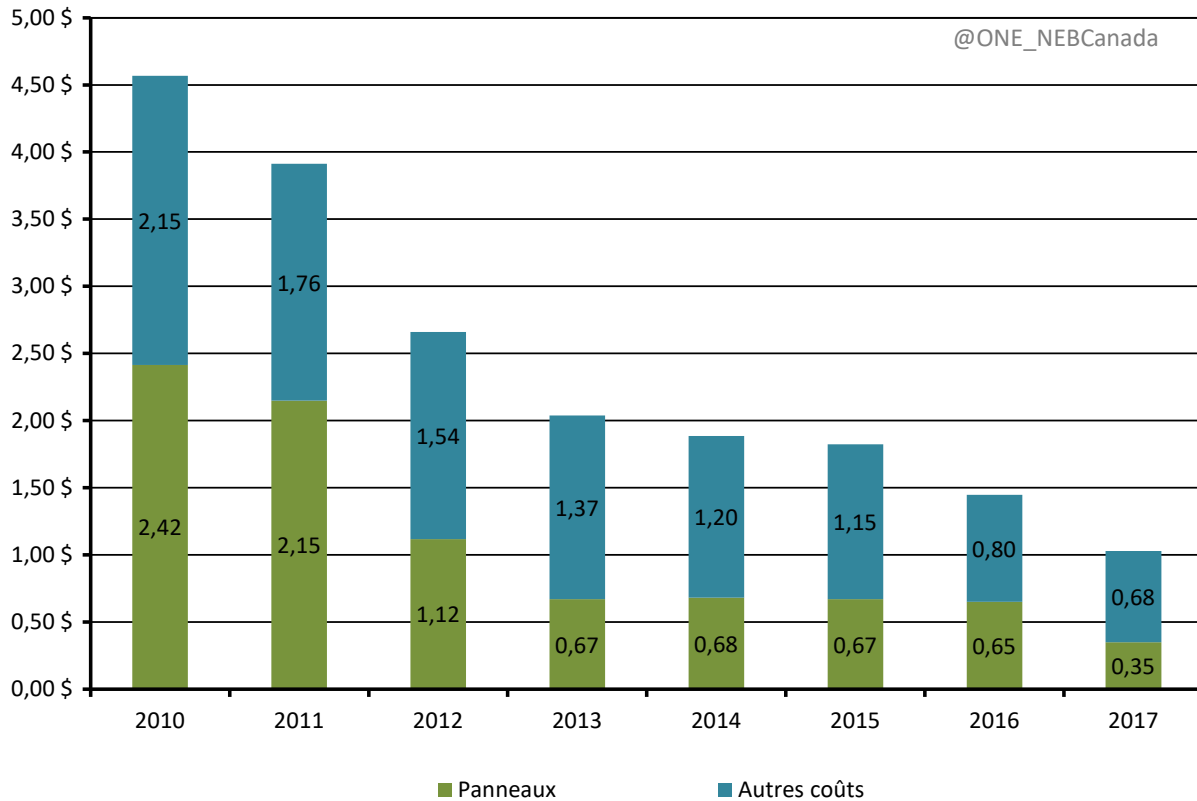
- En 2006, à l'échelle de la planète, la capacité de production d'énergie solaire s'était accrue de 1,5 GW comparativement à une hausse de plus de [75 GW en 2016](#), surtout sous l'impulsion de la Chine, suivie des États-Unis et du Japon. Du côté de l'énergie éolienne, les chiffres correspondants sont de 11 GW en 2006 et de 55 GW en 2016.

- Le recours élargi à ces technologies est allé de pair avec une baisse des coûts, en particulier pour l'énergie solaire et les réseaux photovoltaïques. La figure 4.2 illustre les coûts estimatifs associés aux parcs solaires de services publics aux États-Unis entre 2010 et 2017. Les coûts totaux en rapport avec la capacité installée ont chuté, passant de presque 4,5 \$ US/watt en 2010 à autour de 1 \$ US en 2016.

FIGURE 4.2

Coûts des parcs solaires de services publics aux États-Unis

\$ US 2017/W (courant continu)



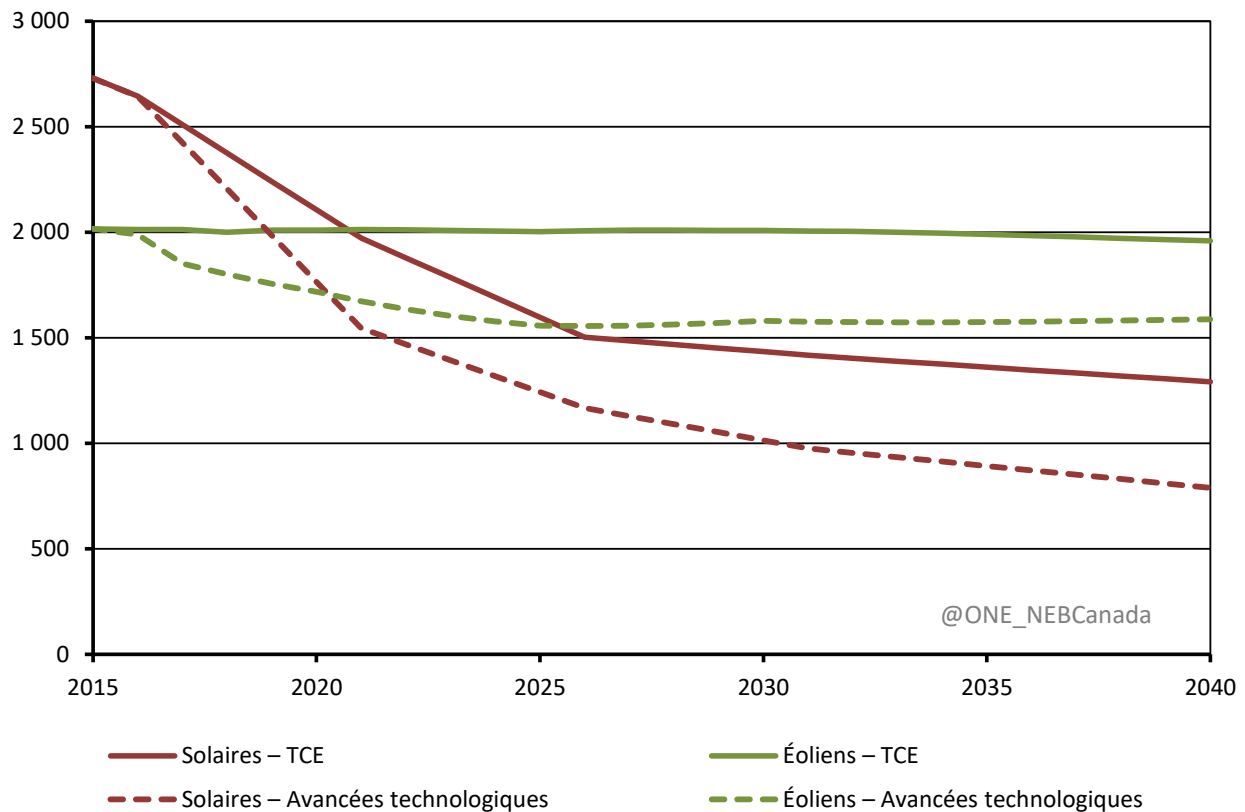
Source : [National Renewable Energy Laboratory \(« NREL »\)](#)

- Pour la plupart, les observateurs de l'industrie s'attendent à [des coûts toujours plus bas pour la production d'énergies solaire et éolienne](#). Le scénario des avancées technologiques suppose que ces coûts diminueront de façon plus marquée dans les scénarios de référence et de TCE. La figure 4.3 illustre les hypothèses, pour les coûts liés aux énergies solaire (courant alternatif) et éolienne, selon les scénarios des avancées technologiques et de TCE.

FIGURE 4.3

Coûts en capital des parcs solaires et éoliens terrestres de services publics, scénarios de TCE et des avancées technologiques

\$ US 2016/kW



Sources : [NREL](#) et [Energy Information Administration](#)

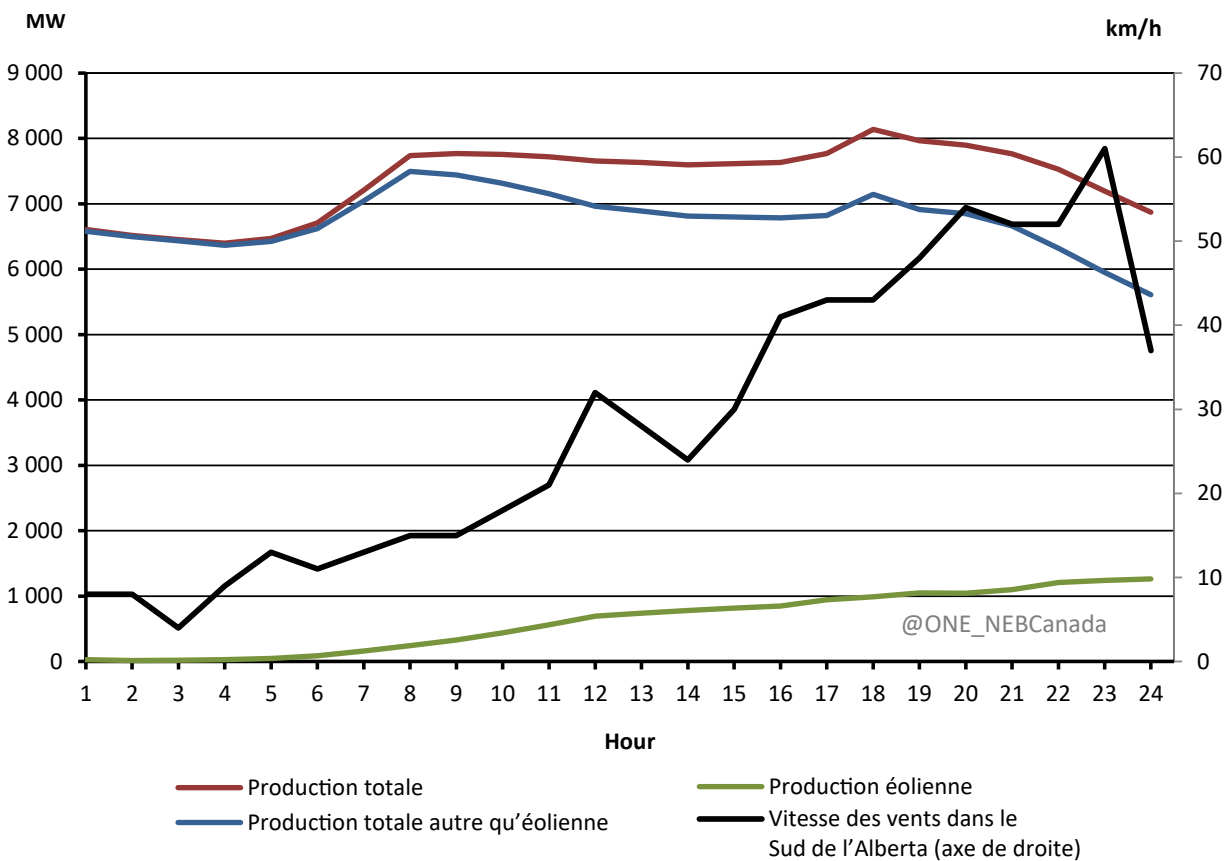
Meilleure intégration des ressources renouvelables intermittentes

- Pour éviter les problèmes de stabilité et de fiabilité, les exploitants de réseaux électriques doivent constamment maintenir l'équilibre entre production et consommation d'électricité. La consommation fluctue sans cesse sous l'effet des variations de la demande des ménages, commerces et industries. Le principal outil dont les exploitants se servent pour maintenir l'équilibre souhaité consiste à accroître ou à ralentir la production d'électricité au gré de la demande. De par la souplesse qu'elles procurent à cet égard, l'hydroélectricité et les centrales alimentées au gaz naturel sont privilégiées dans un tel contexte.

- À l'inverse des sources de production classiques, les ressources solaires et éoliennes sont intermittentes. De l'électricité n'est produite que lorsqu'il fait soleil ou qu'il vente. Cela peut ajouter à la difficulté de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, déjà parfois difficile à atteindre compte tenu des fluctuations de la consommation d'électricité, car les exploitants de réseaux doivent alors aussi tenir compte d'une telle intermittence.
- La figure 4.4 fournit un exemple de la production heure par heure en Alberta pour une journée de l'automne 2015 qui a connu des écarts importants à ce chapitre. En début de journée, presque toute la production provenait de sources non éoliennes, principalement de centrales au charbon. Davantage d'électricité a été produite entre 5 h et 8 h en raison d'une consommation accrue des ménages comme des entreprises. Tout au long de la journée, la vitesse des vents a constamment augmenté, la production éolienne prenant le pas sur l'autre. Plus tard en soirée, la demande totale a diminué tandis que la production éolienne continuait de s'amplifier. Le vent comptait pour moins de 1 % de la production totale le matin, mais pour plus de 18 % à minuit. Cette variabilité a été neutralisée en modifiant la production tirée d'autres sources d'approvisionnement.

FIGURE 4.4

Production horaire nette d'électricité destinée au réseau de l'Alberta et vitesse des vents au 10 novembre 2015



Sources : [Alberta Electric System Operator](#) et [ECCC](#)

-
- Lorsque la place occupée par les ressources intermittentes est limitée ou que le réseau dispose d'un large éventail de possibilités de production lui donnant davantage de souplesse, il est relativement simple de jongler avec les variations de l'offre. Cependant, dans une situation où les ressources intermittentes prennent une place plus grande, d'autres mesures peuvent devoir être prises pour contrer l'effet de fluctuations plus importantes, comme celles qui suivent.
 - L'élargissement de la capacité en vue d'une plus grande souplesse, par exemple en construisant de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel, en mesure d'augmenter ou de diminuer rapidement leur production.
 - Une gestion plus serrée de la demande d'électricité, qui pourrait notamment découler d'une coordination plus étroite entre les exploitants de réseaux et les grands consommateurs pour accroître ou réfréner l'utilisation dans certaines circonstances.
 - Un plus grand nombre de raccordements entre les lignes de transport d'électricité de différents réseaux qui permettraient davantage d'échanges pour mieux gérer les fluctuations.
 - L'aménagement d'installations de stockage à l'échelle des réseaux qui pourraient accueillir l'électricité en trop ou s'en délester pour répondre aux besoins ponctuels aiderait aussi à assurer l'équilibre. De telles installations ne se limitent pas aux réservoirs d'eau et peuvent prendre la forme de diverses technologies comme des batteries, de l'air comprimé ou des volants d'inertie.
 - Comparativement aux scénarios de référence et de TCE, le scénario des avancées technologiques suppose des coûts plus faibles des batteries au lithium-ion et leur lente adoption, un plus grand recours à la gestion de la demande de même qu'un nombre plus important d'interconnexions entre les lignes de transport d'électricité de 500 mégawatts (« MW ») de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

Véhicules électriques

- Dans la vaste majorité des cas, les véhicules actuellement sur la route ont un moteur à combustion interne (« MCI ») qui consomme des combustibles fossiles, habituellement de l'essence ou du diesel. Pour leur part, les VE ont un moteur électrique et l'électricité utilisée pour leurs déplacements est stockée dans une batterie.
- Les VE peuvent fonctionner strictement à l'électricité ou prendre une forme hybride. Dans le premier cas, le moteur est relié à une batterie qu'on charge à même le réseau électrique. Dans le second, un MCI est greffé au véhicule et fonctionne en tandem avec son moteur électrique. Les véhicules hybrides rechargeables disposent d'une batterie qui peut être branchée sur le réseau électrique, mais lorsque celle-ci est à plat, le petit MCI à bord la recharge pour permettre de plus longs déplacements.
- En tant que voitures de tourisme, les VE ont des avantages et des inconvénients comparativement aux véhicules munis d'un MCI. En l'absence d'émissions d'échappement, ils ne produisent pas directement de GES. Toutefois, si l'électricité servant à recharger sa batterie est produite à partir de combustibles fossiles, des émissions de GES doivent alors être associées au fonctionnement du véhicule. Dans certains territoires de compétence où les centrales au charbon constituent la principale source d'électricité, il est possible qu'au kilomètre parcouru, un VE émette davantage de GES qu'un véhicule de taille correspondante avec un MCI.

- À l'heure actuelle, la gamme de VE s'élargit mais demeure limitée comparativement à celle des véhicules à MCI. En général, les VE sont aussi plus chers à l'achat, surtout en raison des coûts associés à la batterie. Cependant, il en coûte habituellement moins, au kilomètre parcouru, de conduire un VE. Cela est dû en partie à la plus grande efficacité des moteurs électriques comparativement aux MCI et aux coûts généralement plus faibles de l'électricité par rapport à l'essence ou au diesel dans nombre de provinces.
- Le rayon d'autonomie des VE peut constituer une difficulté au chapitre de leur utilité lorsqu'il faut entreprendre de plus longs déplacements. Ce rayon est habituellement plus faible que pour les véhicules à MCI mais peut être comparable en présence d'une batterie plus imposante. En outre, les stations-services permettant de faire rapidement le plein sont presque partout présentes, ce qui facilite d'autant les voyages plus longs au volant d'un véhicule à MCI. Il peut falloir davantage de temps pour recharger un VE, soit de 30 minutes à plusieurs heures selon le type de chargeur. Les stations publiques sont moins courantes, mais leur nombre croît rapidement. Le tableau 4.2 compare certaines caractéristiques clés de divers VE à celles d'un véhicule type à MCI (modèle Corolla de Toyota).

T A B L E A U 4 . 1

Caractéristiques choisies de voitures de tourisme, modèles 2017

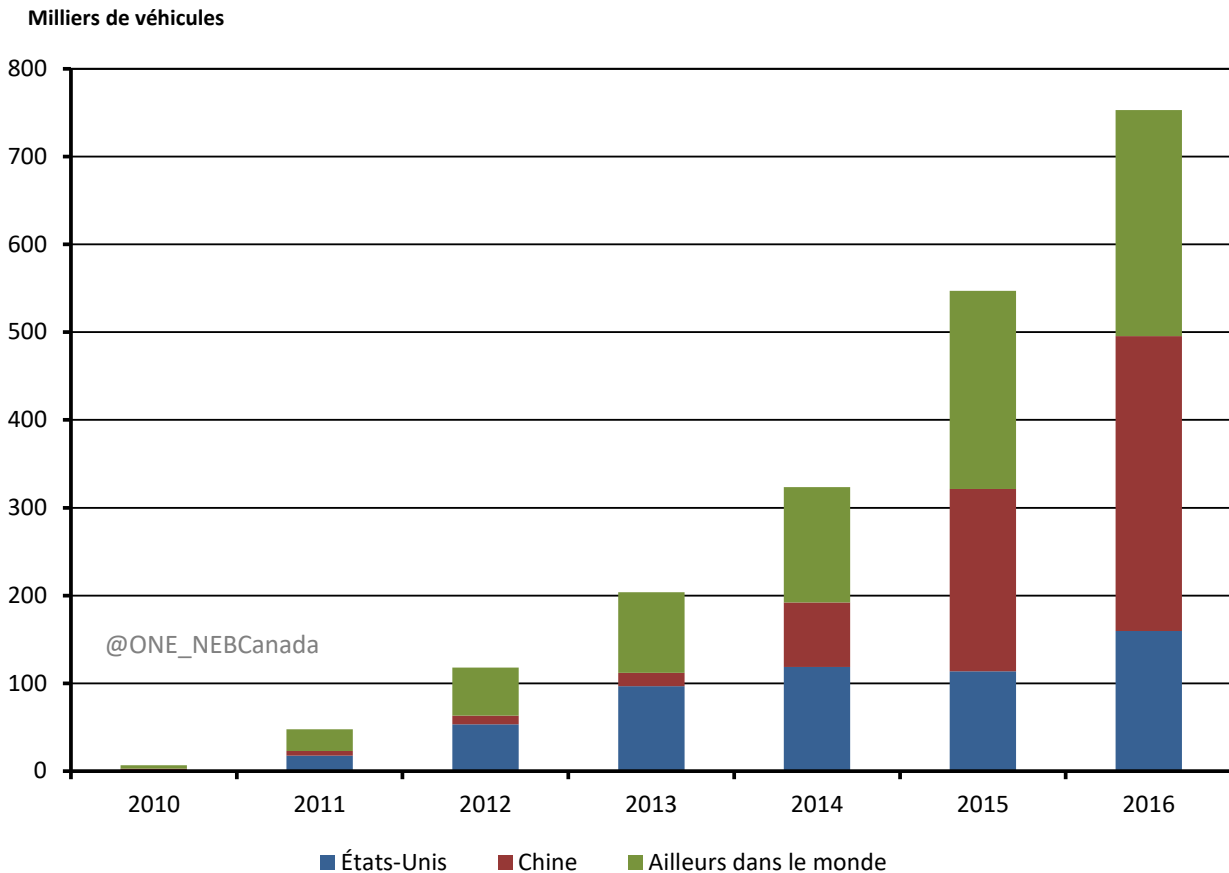
Modèle	Rayon d'autonomie (en km)	Prix d'achat (en \$ US)	kWh/100 km	L/100 km
Leaf de Nissan	172	33 735	30	2,1
Focus électrique de Ford	185	29 120	31	2,2
Ioniq électrique de Hyundai	200	31 000	25	1,7
e-Golf de Volkswagen	201	32 295	28	2,0
Bolt EV de Chevrolet	383	38 763	28	2,0
X2 de Tesla	397	108 440	37	2,6
S2 de Tesla	433	83 863	34	2,3
Corolla (MCI) de Toyota	658	20 590	-	7,6

Source : [Environmental Protection Agency](#)

- Les ventes de VE ont augmenté ces dernières années en raison d'une gamme élargie de véhicules, de coûts plus faibles à l'achat et des politiques gouvernementales visant à en faciliter la possession. La figure 4.5 illustre les ventes annuelles mondiales de VE, y compris les véhicules hybrides rechargeables. [Le nombre total de VE sur la route à la grandeur de la planète a atteint 2 millions en 2016.](#)

FIGURE 4.5

Ventes annuelles de VE, y compris les véhicules hybrides rechargeables



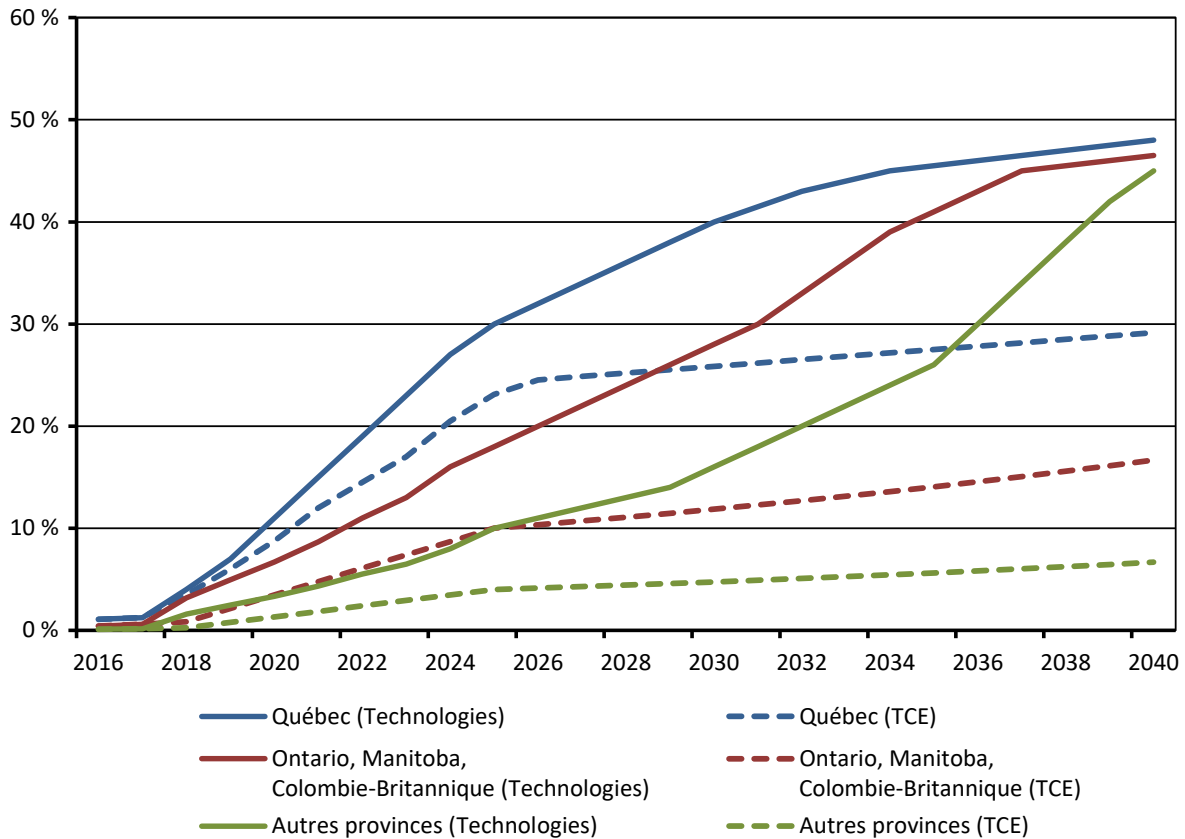
Source : [Agence internationale de l'énergie](#)

- Au Canada, les ventes de VE, y compris les véhicules hybrides rechargeables, ont atteint le chiffre de 11 500 en 2016, ce qui représente 0,6 % de toutes les voitures de tourisme vendues au pays cette année-là.
- Les scénarios de référence et de TCE supposent une pénétration du marché modérée par les VE, leur part au niveau des ventes annuelles de voitures de tourisme atteignant 3 % en 2020 et 16 % en 2040. Ces ventes sont plus fortes dans les régions du Canada qui produisent une grande proportion de leur électricité à partir de sources sans émissions polluantes et qui ont adopté des politiques s'appliquant aux VE. C'est au Québec, compte tenu du mandat que s'est donné la province en matière de VE, que l'augmentation des ventes est la plus rapide.
- Le scénario des avancées technologiques suppose que la récente croissance des ventes de VE continue de s'accroître, les coûts des batteries diminuant et les rayons d'autonomie augmentant, ce qui favorise l'adoption de tels véhicules au Canada comme ailleurs dans le monde. Ce scénario suppose ainsi que les VE représenteront 6 % de toutes les ventes de véhicules en 2020 et 47 % en 2040. C'est d'abord dans le secteur des voitures de tourisme que la part de marché occupée par les VE augmente le plus rapidement, mais les véhicules utilitaires, camionnettes et autobus gagnent aussi du terrain vers la fin de la période de projection. Le scénario des avancées technologiques ne suppose pas une adoption à grande échelle des voitures sans conducteur. La figure 4.6 illustre les hypothèses de ventes de VE pour les scénarios des avancées technologiques et de TCE.

FIGURE 4.6

Part des VE à l'achat de voitures de tourisme neuves, scénarios de TCE et des avancées technologiques

Part des ventes de voitures neuves



- Selon le scénario de TCE, c'est dans une proportion de 16 % que les voitures de tourisme sur la route en 2040 sont des VE, ce qui représente approximativement 3 millions de véhicules. Dans le scénario des avancées technologiques, ce nombre passe à plus ou moins 8 millions, c'est-à-dire qu'environ 34 % de toutes les voitures de tourisme sur la route en 2040 sont des VE.

Technologies d'injection de vapeur et de solvant dans la région des sables bitumineux

- L'extraction du bitume des sables bitumineux peut être une activité à forte intensité énergétique, surtout dans le cas de l'exploitation in situ. Celle-ci nécessite la combustion de gaz naturel pour créer de la vapeur, qui est par la suite injectée dans les réservoirs afin de réduire la viscosité du bitume et de le pomper à la surface. Ces dernières années, des avancées technologiques et les améliorations apportées aux procédés ont permis de réduire la quantité de vapeur, donc de gaz naturel, utilisée pour la production d'un baril de pétrole. Cette tendance est traitée plus en détail au chapitre 2 de la publication [Avenir énergétique du Canada en 2016](#), à la section intitulée « Consommation d'énergie dans l'exploitation des sables bitumineux ».

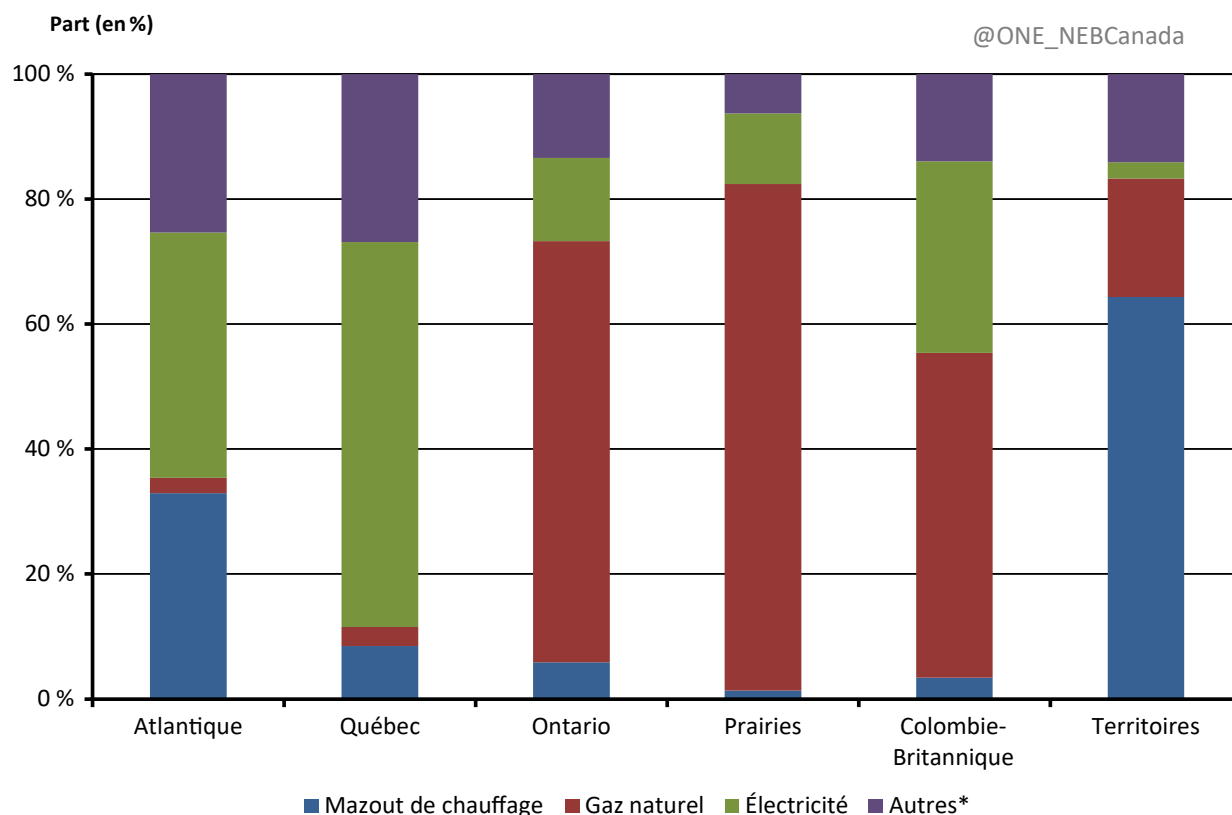
-
- Le recul des prix du pétrole depuis le milieu de 2014, de concert avec l'adoption d'une tarification du carbone et d'un plafond de 100 Mt pour les émissions liées à l'exploitation des sables bitumineux, incite les producteurs dans cette région à continuer de réduire leurs coûts et leurs émissions de GES. [Bien des technologies différentes sont proposées et évaluées](#) dans la région des sables bitumineux. De ce nombre, les procédés d'injection de vapeur et de solvant pourraient ouvrir la voie à une réduction des coûts d'approvisionnement pour l'exploitation in situ, une moins grande consommation de gaz naturel et une diminution des émissions de GES.
 - Les procédés d'injection de vapeur et de solvant prévoient justement d'ajouter des solvants comme du propane ou du butane à la vapeur injectée dans les réservoirs in situ, à des concentrations pouvant varier entre 10 % et 20 %. Cela réduit encore plus la viscosité du bitume pour des taux de récupération, selon les réservoirs, de 10 % à 30 % supérieurs comparativement à l'utilisation de vapeur seule. Cette technologie pourrait réduire de façon considérable l'intensité énergétique de la production. De tels procédés diffèrent de ceux qui prévoient le [recours exclusif à des solvants](#) pour l'extraction du bitume.
 - Les coûts initiaux d'un projet de récupération in situ qui adopte des technologies d'injection de vapeur et de solvant peuvent être plus élevés en raison des installations supplémentaires requises pour stocker, traiter et récupérer les solvants. Ces coûts supérieurs peuvent toutefois être recouverts dans une certaine mesure, selon les caractéristiques propres à chaque projet, grâce à des taux de récupération du bitume plus élevés et des besoins moins grands en vapeur. La rentabilité de tels procédés dépend en partie du prix du propane ou du butane à injecter. Ces dernières années, ces produits, en particulier le propane, coûtaient assez peu en raison d'un accroissement de la production tirée du gaz de schiste et de réservoirs étanches riches en liquides dans l'Ouest canadien. Le taux de recouvrement des solvants injectés dans les réservoirs est un autre facteur qui joue sur la rentabilité des procédés en question. Ces taux tournent habituellement autour de 70 % mais peuvent varier grandement.
 - Plusieurs projets pilotes ont adopté avec succès des technologies d'injection de vapeur et de solvant, certains d'envergure commerciale sont même à l'étude. Cenovus a indiqué que son [projet Narrows Lake](#), récemment reporté en raison des faibles prix du pétrole, ferait appel à ces procédés à une échelle commerciale. Les projets d'agrandissement [Aspen et Cold Lake de l'Impériale](#), faisant actuellement l'objet d'un examen réglementaire, prévoient tous deux l'adoption de tels procédés.
 - Le scénario des avancées technologiques suppose que l'exploitation des sables bitumineux fera la part de plus en plus belle aux procédés d'injection de vapeur et de solvant. Au début de la période de projection, ces procédés sont adoptés dans certains projets d'agrandissement précis pour ensuite être graduellement mis en œuvre dans les installations existantes. Des taux de récupération plus élevés du pétrole et des besoins moindres en vapeur réduisent les coûts de chaque baril produit d'environ 30 %, que ce soit à la suite d'agrandissements ou de la construction de nouvelles installations de récupération in situ. Dans le premier cas, les procédés précités permettent d'accroître les taux de récupération du bitume et de freiner la consommation de gaz naturel.

Électrification plus généralisée des appareils de chauffage et des chauffe-eau

- Plusieurs technologies différentes servent à chauffer ménages et commerces au Canada. Les plus en vogue sont les chaudières au mazout ou alimentées au gaz naturel, les plinthes électriques et le bois. Le type prédominant dans une région donnée dépend habituellement des coûts relatifs des divers combustibles et de l'infrastructure en place en permettant l'acheminement. Par exemple, les faibles prix de l'électricité au Québec favorisent un emploi plus généralisé des plinthes de chauffage électrique. Au Canada atlantique, ce sont les chaudières au mazout et le chauffage électrique qui tiennent le haut du pavé, en partie en raison de l'infrastructure limitée de distribution de gaz naturel. La figure 4.7 montre la prévalence des types de chauffage selon la région au Canada.

FIGURE 4.7

Répartition des types de chauffage résidentiel selon la région en 2014



*Comprend le bois, les thermopompes et les systèmes polycombustibles, par exemple bois et électricité.

Source : [Ressources naturelles Canada](#)

-
- Qu'il s'agisse de systèmes de chauffage ou de chauffe-eau, l'efficacité énergétique et l'intensité des GES dépendent d'une palette de facteurs comme le type d'appareil utilisé, l'isolation du bâtiment et son étanchéité à l'air, la source de combustible et les conditions climatiques dans la région.
 - Les thermopompes qui fonctionnent à l'électricité constituent une technologie de remplacement qui peut servir pour le chauffage des bâtiments et de l'eau. Leur mode de fonctionnement est semblable à celui des congélateurs ou des climatiseurs, mais ils servent à réchauffer plutôt qu'à refroidir. Pour la plupart, les thermopompes peuvent en fait réchauffer et refroidir, selon les besoins.
 - L'avantage des thermopompes est qu'elles ne créent pas directement de la chaleur mais permettent plutôt un transfert d'énergie, tirant cette chaleur d'une source extérieure pour la pomper à l'endroit voulu. C'est ainsi qu'elles consomment de deux à cinq fois moins d'électricité que les plinthes électriques pour produire la même quantité de chaleur. Leur efficacité dépend de la température du point d'extraction de la chaleur, ce qui fait que moins cette température est élevée, plus il faut d'énergie.
 - Il existe deux grands types de thermopompes, qui peuvent ainsi utiliser soit l'air soit le sol en tant que source de chaleur. Comme leur nom l'indique, les thermopompes à l'air transforment l'air extérieur en chaleur. Pour leur part, les pompes géothermiques font normalement partie d'un dispositif d'échange qui extrait la chaleur d'un liquide passant par des tuyaux enfouis qui peuvent absorber la chaleur du sol ou l'y dissiper.
 - Le scénario des avancées technologiques suppose que les installations de thermopompes atteindront une part de 15 % de tous les appareils de chauffage neufs achetés en 2025, tant au moment de la construction de bâtiments que de leur rénovation. Cette part passe à 30 % en 2040.

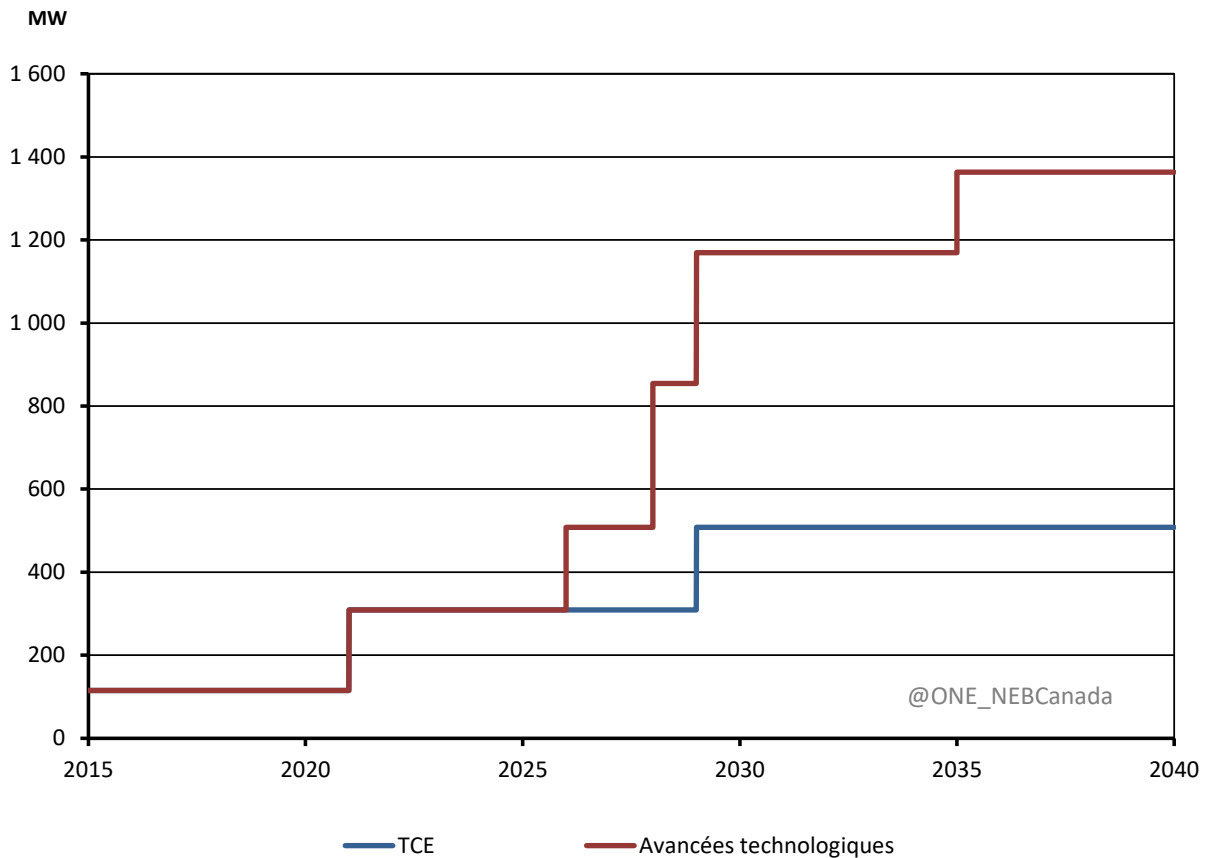
Technologie de CSC

- La technologie de CSC prévoit le captage et le stockage des émissions de CO₂ qui seraient autrement relâchées dans l'atmosphère. Le carbone capté est habituellement stocké sous terre dans des formations géologiques. Les projets de CSC sont normalement conçus en vue de capter du CO₂ produit par d'importantes sources d'émissions, comme les centrales ou les usines de traitement de gaz naturel, afin d'ainsi tirer avantage de la concentration des GES. La capacité de toutes les installations d'envergure de CSC était de [34 Mt en 2016](#), soit l'équivalent d'environ 5 % des émissions canadiennes de GES.
- Le captage du carbone peut prendre diverses formes. Les procédés précombustion transforment les combustibles fossiles en hydrogène et en CO₂. L'hydrogène peut ensuite servir d'énergie ou être affecté à d'autres procédés alors que le CO₂ est stocké. Les procédés postcombustion prévoient la séparation du CO₂ au moment où il s'échappe d'une installation industrielle ou d'une centrale en employant des techniques variées. Il existe également des procédés qui allient oxygène et combustible. Ceux-ci consistent à brûler les combustibles fossiles dans un environnement riche en oxygène à l'origine d'un flux d'éjection composé principalement d'eau et de CO₂, ce qui simplifie la récupération de ce dernier sous forme concentrée, le rendant apte au stockage.

-
- Dans bien des cas, le flux de CO₂ obtenu par CSC sert aussi à d'autres fins. Il est couramment utilisé, par exemple, pour la récupération assistée des hydrocarbures (« RAH »), alors que le CO₂ est injecté dans des formations pétrolifères pour accroître la quantité de pétrole pouvant en être extraite.
 - La [centrale Boundary Dam](#), en Saskatchewan, est entrée en exploitation en 2014. Cette centrale au charbon d'une capacité de 115 MW est en mesure de capter 1,3 Mt de CO₂ par année. Le CO₂ ainsi obtenu est surtout acheminé jusque dans des champs pétroliers à proximité en vue d'une RAH, mais une partie est aussi stockée sous terre dans des formations géologiques près de la centrale. Par ailleurs, la Saskatchewan a aussi [importé du CO₂ par pipeline](#) d'une usine de gazéification du charbon au Dakota du Nord à des fins de RAH.
 - En Alberta, le [projet Quest](#) permet de capter du CO₂ de l'usine de valorisation de Shell dans la région de Scotford, puis de l'acheminer par pipeline pour stockage permanent sous terre. Ce projet cible le captage d'une quantité de CO₂ pouvant atteindre 1,1 Mt par année, soit environ 35 % des émissions de l'usine. L'[Alberta Carbon Trunk Line](#), un pipeline de 240 kilomètres devant permettre le déplacement de CO₂ d'une zone industrielle au nord d'Edmonton vers des projets de RAH dans le centre de la province, est en voie de réalisation. Dès 2018, il transportera 1,7 Mt de CO₂ par année à partir de deux installations : la [raffinerie Sturgeon](#) (en construction) et une usine d'engrais d'Agrium. Sa capacité est de presque 15 Mt par année afin de permettre d'y greffer ultérieurement d'autres projets de CSC.
 - Les scénarios de référence et de TCE prévoient l'ajout de quelques projets de CSC pendant la période de projection, notamment pour les unités 4 et 5 de la centrale Boundary Dam, en 2021, puis pour l'unité 6 en 2029. Pour sa part, le scénario des avancées technologiques suppose, au chapitre de la technologie de CSC, la poursuite des travaux en recherche et développement ouvrant sur une baisse des coûts qui incite à élargir la capacité en la matière tout au long de la période. Ainsi, les travaux précités pour l'unité 6 de la centrale Boundary Dam se feraient plus tôt alors que d'autres centrales au charbon existantes en Alberta et en Saskatchewan seraient elles aussi rénovées de la même manière. La figure 4.8 illustre la capacité installée totale des centrales au charbon munies de la technologie de CSC.

FIGURE 4.8

Capacité de production installée des centrales au charbon avec CSC, scénarios de TCE et des avancées technologiques



Résultats – Scénario des avancées technologiques

- Le scénario des avancées technologiques développe davantage les hypothèses qui sous-tendent celui de TCE, ce qui signifie que le prix du carbone augmente graduellement tout au long de la période de projection. Tel qu'il est indiqué au chapitre 2, il suppose également que l'adoption élargie de technologies comme les VE a une incidence sur la demande mondiale de pétrole brut. Par conséquent, le prix de celui-ci est moindre que dans les scénarios de TCE et de référence, qui s'établissent donc ici à 65 \$ US/b en 2040.

Déterminants macroéconomiques

- Les principales variables économiques figurent au tableau 4.1. À cet égard, le scénario des avancées technologiques porte à 1,74 % la croissance annuelle moyenne pendant toute la période de projection, ce qui est légèrement supérieur aux valeurs prévues dans le scénario de référence.

TABLEAU 4.2

Indicateurs économiques de 2016 à 2040, tous les scénarios

Indicateur économique	Taux de croissance annuelle moyen composé (à moins d'indication contraire)		
	Scénario de référence	Scénario de TCE	Scénario des avancées technologiques
Produit intérieur brut réel	1,73 %	1,72 %	1,74 %
Population	0,76 %	0,76 %	0,76 %
Taux de change (moyen)	0,837 \$ US/\$ CAN	0,834 \$ US/\$ CAN	0,820 \$ US/\$ CAN

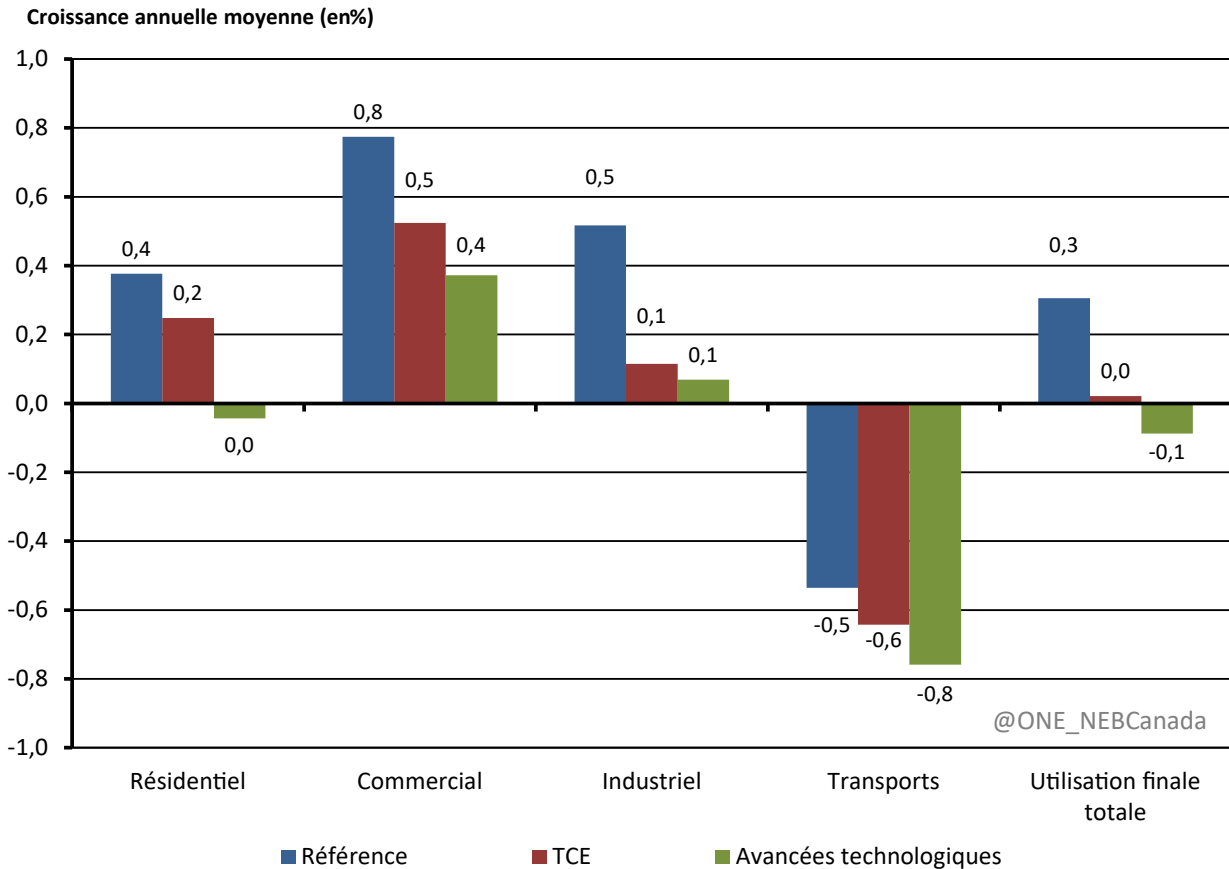
- En raison de la production plus faible de pétrole brut et de ses prix moindres, selon le scénario des avancées technologiques, les taux de change \$ US/\$ CAN sont eux aussi plus bas que dans les autres scénarios. Alliée à des coûts d'énergie réduits découlant de l'adoption de technologies diverses, cette situation est à l'origine d'une accélération de la croissance économique. Cependant, malgré les différentes orientations imprimées à la filière énergétique, dans l'ensemble, sur le plan économique, les résultats sont semblables quel que soit le scénario. C'est ainsi qu'en 2040, comparativement au scénario de référence, le produit intérieur brut est de 0,2 % inférieur selon le scénario de TCE et de 0,1 % supérieur selon celui des avancées technologiques.

Demande d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial, industriel et des transports

- Les technologies envisagées dans le scénario des avancées technologiques ont un impact sur la consommation d'énergie qui se manifeste de diverses façons et pousse à la baisse la demande pour utilisation finale. Celle-ci s'établit donc à 11 045 PJ en 2040 selon ce scénario. Quand on compare ce chiffre à la demande totale du scénario de TCE ou de référence on constate qu'il y est inférieur de 2,6 % dans le premier cas et de 9 % dans le second.
- La figure 4.9 illustre les taux de croissance annuels moyens de la demande totale pour utilisation finale ainsi que de la demande respective pour chacun des quatre secteurs traités. La consommation d'énergie croît plus lentement ou régresse plus rapidement que dans le scénario de TCE. De telles tendances sont le fruit des hypothèses bien précises adoptées pour le scénario des avancées technologiques ainsi que de l'incidence de prix du pétrole brut plus faibles et de l'évolution correspondante des déterminants macroéconomiques.

FIGURE 4.9

Croissance annuelle moyenne projetée de la demande d'énergie pour utilisation finale selon le secteur entre 2016 et 2040, tous les scénarios

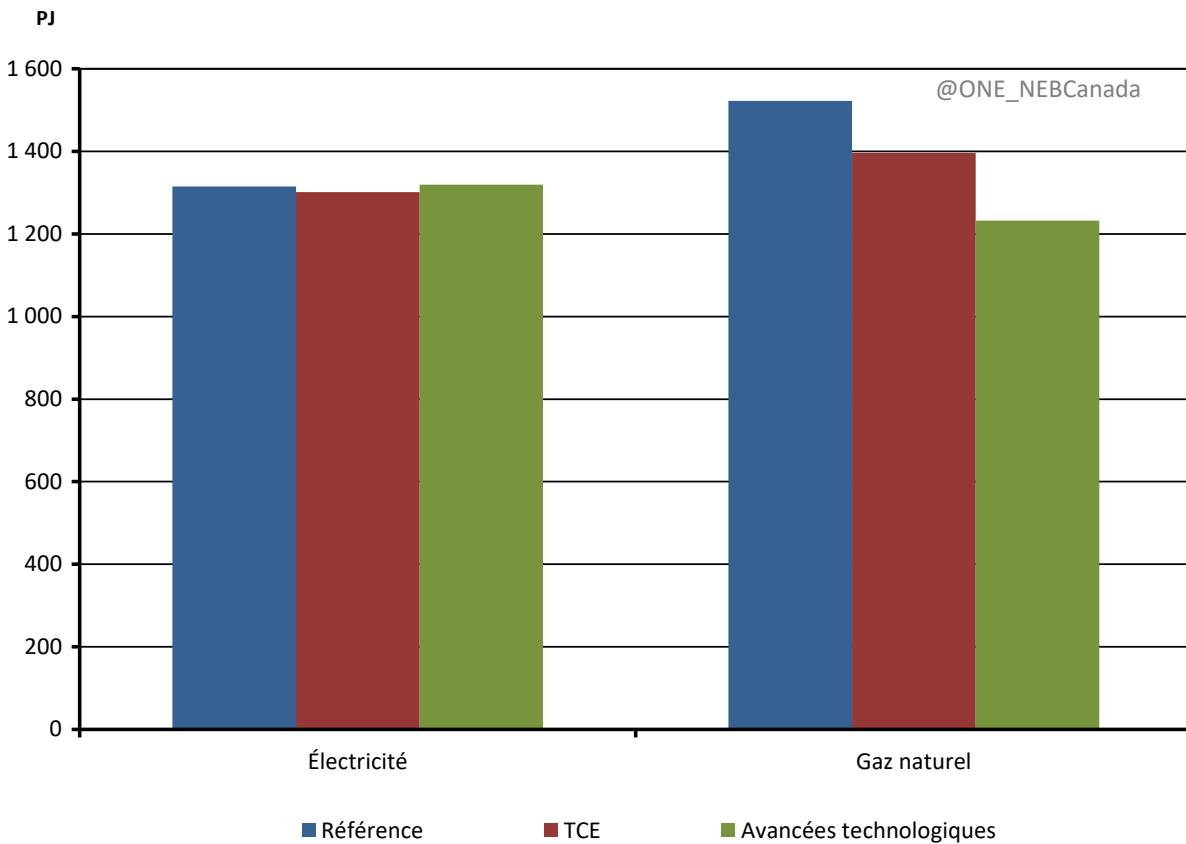


Résidentiel et commercial

- La présence accrue de thermopompes, pour répondre aux besoins en chauffage et en climatisation des bâtiments, fait que les secteurs résidentiel et commercial consomment moins d'énergie puisque cette technologie est plus efficace que les systèmes classiques qui fonctionnent au gaz naturel, au mazout ou à l'électricité.
- La figure 4.10 compare la demande résidentielle et commerciale d'électricité ou de gaz naturel en 2040 pour tous les scénarios. L'électricité est légèrement plus en demande selon le scénario des avancées technologiques. L'électrification accrue du chauffage est partiellement neutralisée par une plus grande efficacité énergétique dans des territoires de compétence comme le Québec, où les plinthes électriques occupent une place de choix. Les bâtiments utilisent donc moins de gaz naturel, dont la demande est ainsi inférieure de 12 % dans le scénario des avancées technologiques comparativement à ce qu'elle est dans celui de TCE.

FIGURE 4.10

Demande résidentielle et commerciale d'électricité ou de gaz naturel en 2040, tous les scénarios

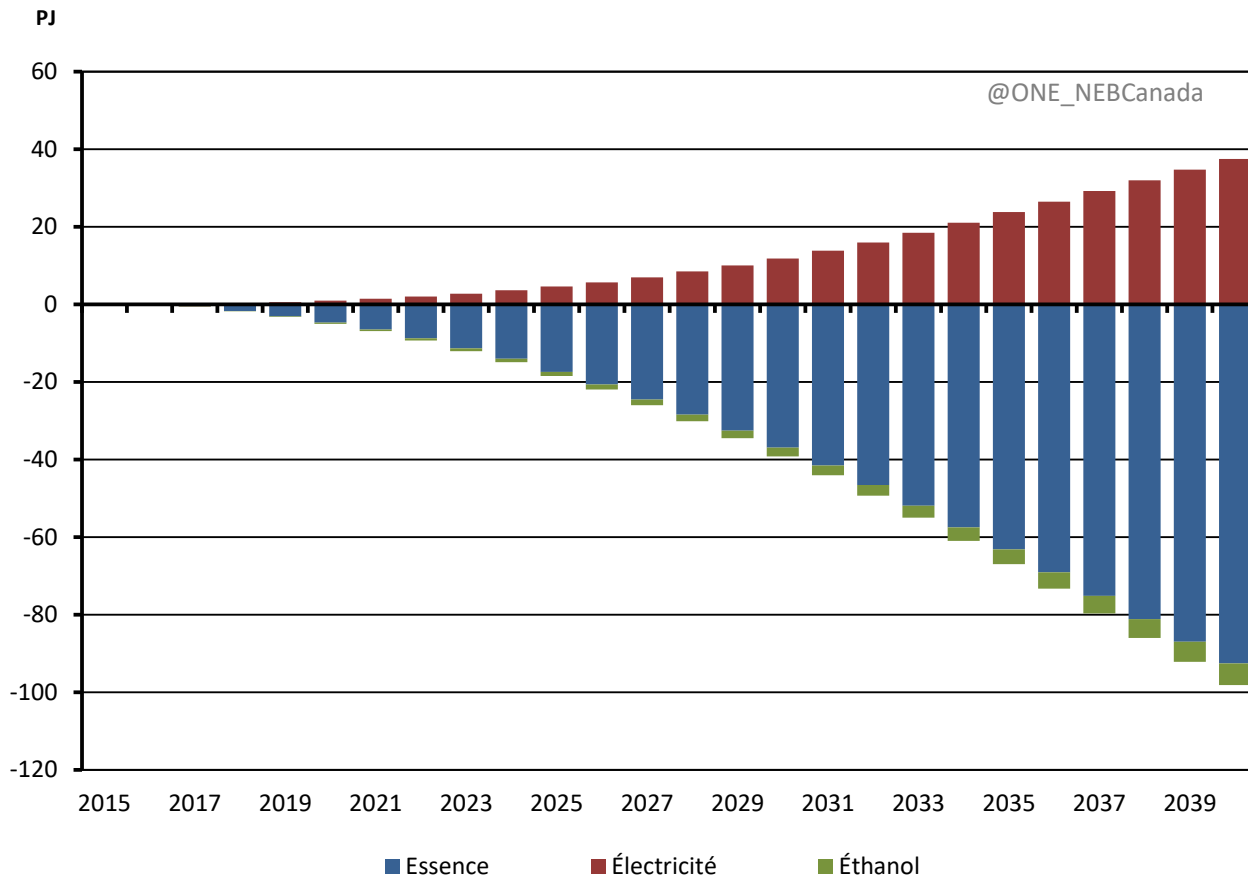


Transports

- La présence plus grande de VE, selon le scénario des avancées technologiques, fait en sorte de réduire la demande d'énergie dans le secteur des transports. La demande totale dans ce secteur en 2040 est ainsi inférieure de 3 % comparativement à celle prévue dans le scénario de TCE et de 5 % quand on compare avec le scénario de référence. Cela est dû au fait qu'en règle générale, les VE consomment moins d'énergie par kilomètre parcouru que les véhicules classiques. Cependant, l'hypothèse de prix plus bas pour le pétrole dans le scénario des avancées technologiques fait contrepoids, car l'essence et le diesel coûtent par conséquent moins cher, ce qui représente une incitation à conduire davantage au volant des véhicules classiques toujours sur la route.
- La figure 4.11 montre les écarts qui existent entre les scénarios des avancées technologiques et de TCE pour l'électricité, l'essence et l'éthanol mélangé à celle-ci. Plus les VE gagnent en popularité pour répondre aux besoins de transport, plus la demande d'électricité augmente, ce qui compense pour la consommation accrue d'essence et de l'éthanol qui y est mélangé. En 2040, cette demande est plus élevée de 37 PJ que dans le scénario de TCE, mais celle pour l'essence est par contre inférieure de 98 PJ.

FIGURE 4.11

Différence dans la consommation entre les scénarios des avancées technologiques et de TCE pour l'électricité, l'essence et l'éthanol



- Selon le scénario des avancées technologiques, l'éthanol est mélangé à l'essence conformément aux exigences fédérales et provinciales minimales en la matière. Comme on consomme moins d'essence, en 2040, l'utilisation d'éthanol présente un écart négatif de 5,5 PJ dans le scénario des avancées technologiques comparativement à celui de TCE.

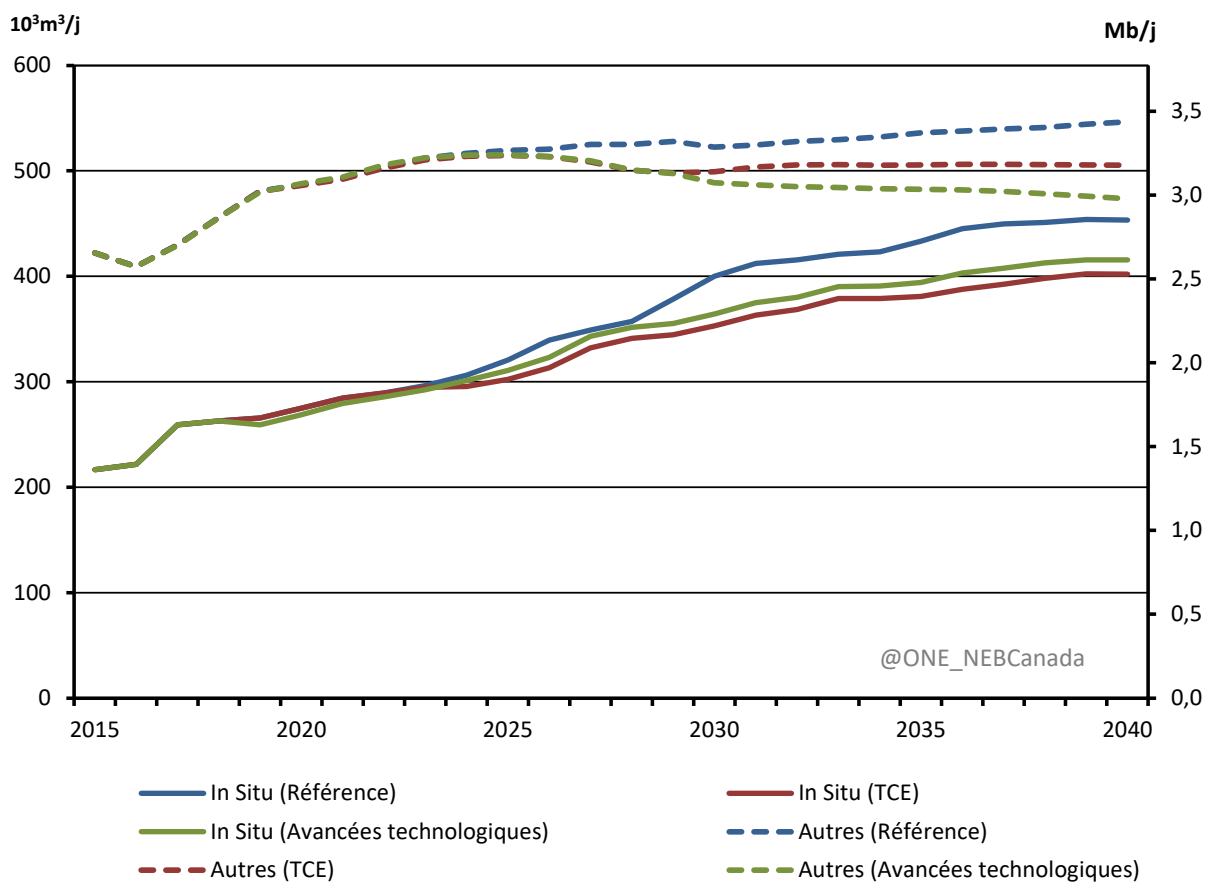
Production de pétrole brut et demande d'énergie industrielle

- Dans le scénario des avancées technologiques, les producteurs présents dans la région des sables bitumineux ont de plus en plus recours aux technologies d'injection de vapeur et de solvant pour les projets de récupération in situ. Les coûts le baril en sont réduits, que ces technologies soient greffées à des installations existantes ou intégrées dans le cadre de nouveaux projets. Toutefois, le scénario des avancées technologiques suppose aussi de telles avancées partout ailleurs dans le monde, ce qui réduit d'autant la consommation globale de pétrole brut. Par conséquent, il prévoit pour celui-ci des prix plus faibles, s'établissant à 65 \$ US/b en 2040 comparativement à 75 \$ US/b dans le scénario de TCE et à 80 \$ US/b dans celui de référence. Les coûts d'approvisionnement moindres sont en partie neutralisés par des hypothèses de prix plus faibles dans le scénario des avancées technologiques et la production atteint ainsi 416 10³m³/j (2,6 Mb/j) en 2040, ce qui est 3 % plus élevé que pour le scénario de TCE.

- Les coûts d'exploitation des ressources classiques et des sables bitumineux à ciel ouvert ne régressent pas de façon importante dans le scénario des avancées technologiques. La production tirée de l'exploitation à ciel ouvert est constante alors qu'aucune nouvelle installation autre que celles déjà en construction n'est prévue, quel que soit le scénario. Celle de pétrole classique, y compris celui provenant de gisements au large de Terre-Neuve-et-Labrador, recule, selon le scénario des avancées technologiques, en raison d'hypothèses de prix plus faibles. La figure 4.12 compare la production tirée des sables bitumineux in situ au reste du pétrole brut produit pour les trois scénarios.

FIGURE 4.12

Comparaison de la production tirée des sables bitumineux in situ au reste du pétrole brut et d'équivalents produits, tous les scénarios

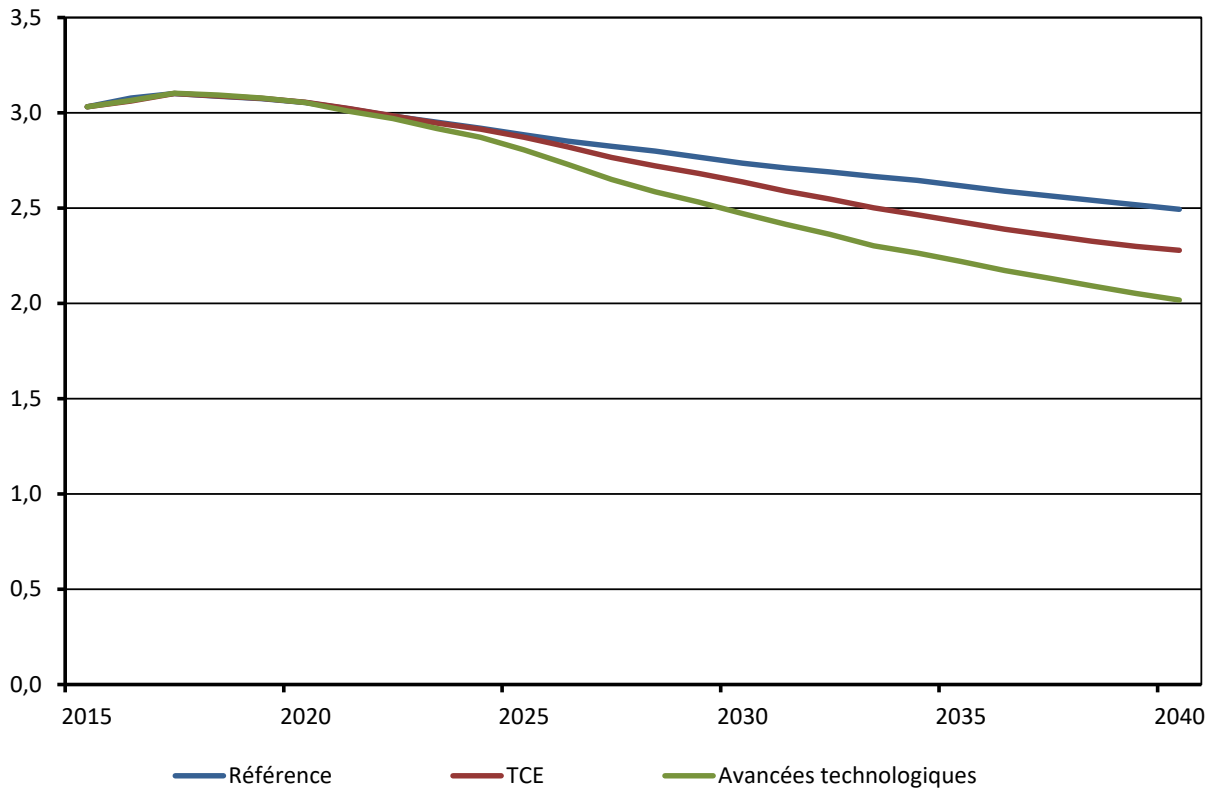


- Le recours aux technologies d'injection de vapeur et de solvant réduit la quantité de vapeur, donc de gaz naturel, utilisée pour la production d'un baril de pétrole. La figure 4.13 illustre le RVP pondéré en fonction de la production pour les trois scénarios. En matière de demande d'énergie, la baisse du RVP compense largement pour l'accroissement de la production in situ prévue dans le scénario des avancées technologiques, ce qui mène à une diminution de 6,5 % à ce chapitre en 2040 comparativement au scénario de TCE.

FIGURE 4.13

Moyenne annuelle du RVP pondéré en fonction de la production à l'exploitation des sables bitumineux par des procédés thermiques, tous les scénarios

RVP pondéré



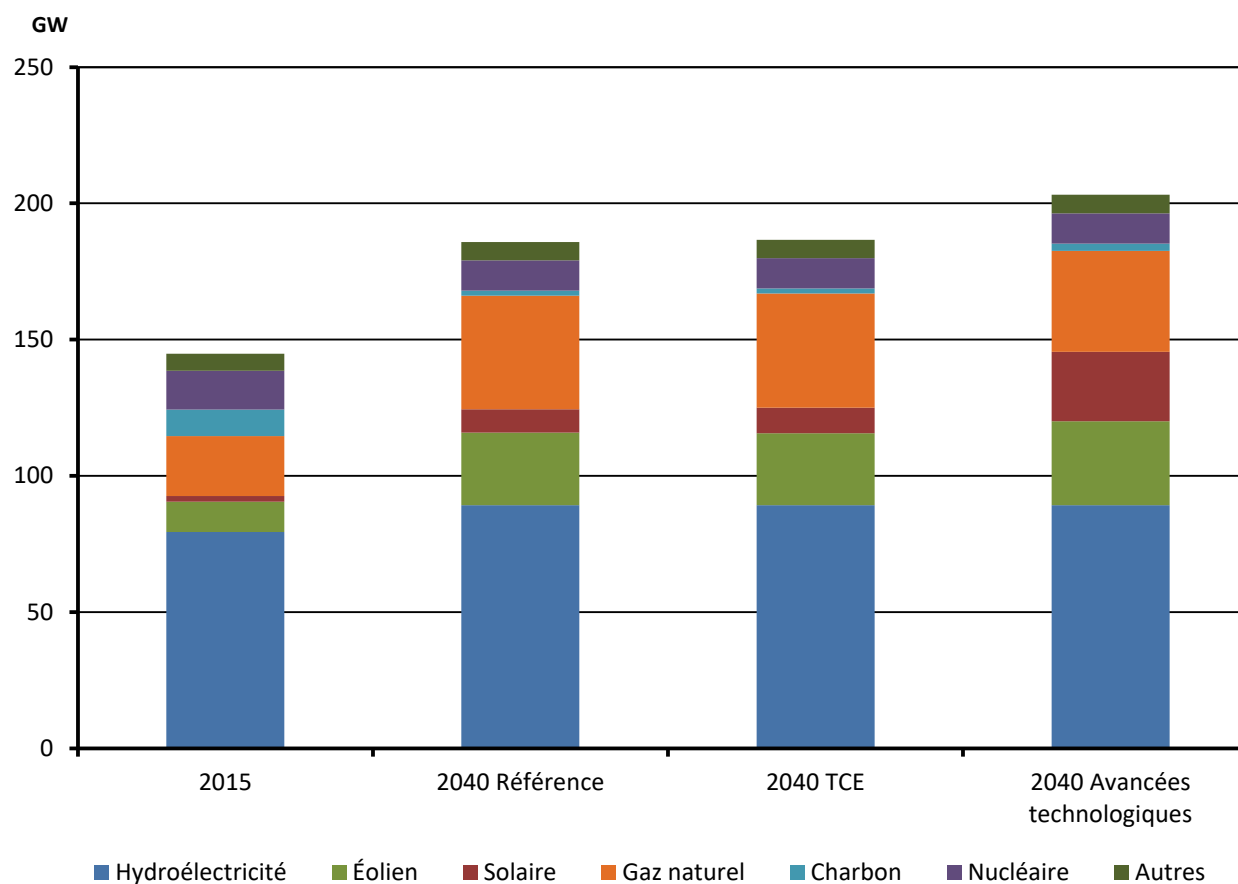
- Comparativement au scénario de TCE, la production de gaz naturel affiche un recul de 3 % en 2040 selon le scénario des avancées technologiques, surtout du fait que la baisse de production de pétrole brut donne moins de gaz dissous.
- En 2040, la consommation totale d'énergie industrielle selon le scénario des avancées technologiques est inférieure de 1 % à celle prévue pour celui de TCE. La plus faible consommation dans la région des sables bitumineux est oblitérée par une utilisation légèrement plus élevée ailleurs, en grande partie en raison d'une plus forte croissance économique de certains secteurs axés sur les exportations et aussi d'hypothèses de prix de l'énergie plus bas comparativement au scénario de TCE, ce qui a comme effet de réduire les prix pour utilisation finale et de hausser la demande.

Électricité

- Même si la demande totale pour utilisation finale est plus basse dans le scénario des avancées technologiques, une plus grande popularité de l'électricité dans les bâtiment et pour le transport fait qu'à cet égard elle est supérieure de 2,7 % à ce qu'entrevoit le scénario de TCE en 2040. En outre, des coûts plus faibles pour les ressources renouvelables et une meilleure intégration de celles-ci ainsi qu'une présence accrue de la technologie de CSC modifient le portefeuille d'électricité dans le scénario des avancées technologiques.
- En 2040, le scénario des avancées technologiques prévoit une capacité de production supérieure de 8 % comparativement au scénario de TCE et de 40 % par rapport aux niveaux de 2015. Compte tenu des coûts plus bas associés aux ressources renouvelables et des mesures visant une meilleure intégration de celles-ci, les capacités de production solaire et éolienne sont plus élevées pour le scénario des avancées technologiques que pour celui de TCE, soit de 16 GW dans le premier cas et de 4,4 GW dans le second. Toujours selon le scénario des avancées technologiques, les deux types d'énergie précités représentent 40 % de la capacité de production totale du Canada en 2040, comparativement à 19 % dans ceux de référence et de TCE, alors que ce taux était de 9 % en 2015. La figure 4.14 illustre la capacité totale de production d'électricité selon la source en 2015 et 2040 pour tous les scénarios.

FIGURE 4.14

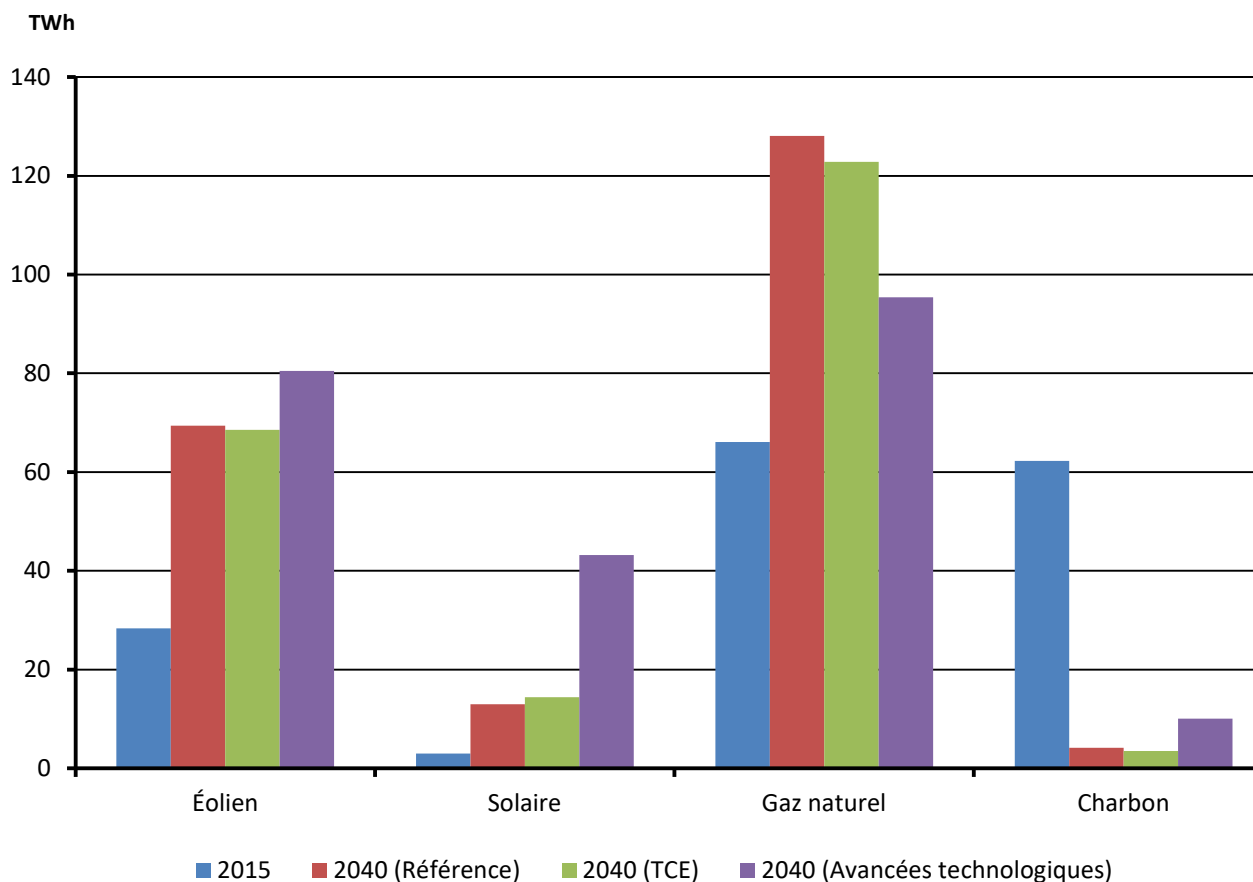
Capacité de production selon la source en 2015 et 2040, tous les scénarios



- Pour sa part, même si la capacité du gaz naturel dans le scénario des avancées technologiques progresse par rapport aux niveaux actuels, cette progression n'est plus aussi rapide. En 2040, la capacité en question est ainsi supérieure de presque 70 % aux chiffres de 2015 alors que le gaz continue de jouer un rôle important pour le remplacement des centrales au charbon et l'atteinte de l'équilibre requis en présence de ressources renouvelables intermittentes. Un recours accru à la technologie de CSC en Alberta et en Saskatchewan est à l'origine d'une augmentation de la capacité des centrales au charbon comparativement au scénario de référence ou de TCE.
- Par rapport au scénario de TCE, la production de gaz naturel est en avance de 3 % en 2040 selon le scénario des avancées technologiques, ce qui est inférieur à l'accroissement de 8 % de la capacité de production, car ce sont les ressources éolienne et solaire qui comptent pour la plupart des ajouts. Ces ressources varient selon la vitesse des vents et l'ensoleillement, ce qui fait que sur une année, elles ont tendance à produire moins, par mégawatt de capacité, que les autres sources de production. Donc, même si elles constituent 27 % du portefeuille d'électricité en 2040, elles ne comptent alors que pour 16,5 % de la production. La figure 4.15 illustre la production de certaines sources en 2015 et 2040 pour tous les scénarios.

FIGURE 4.15

Production de certaines sources en 2015 et 2040, tous les scénarios



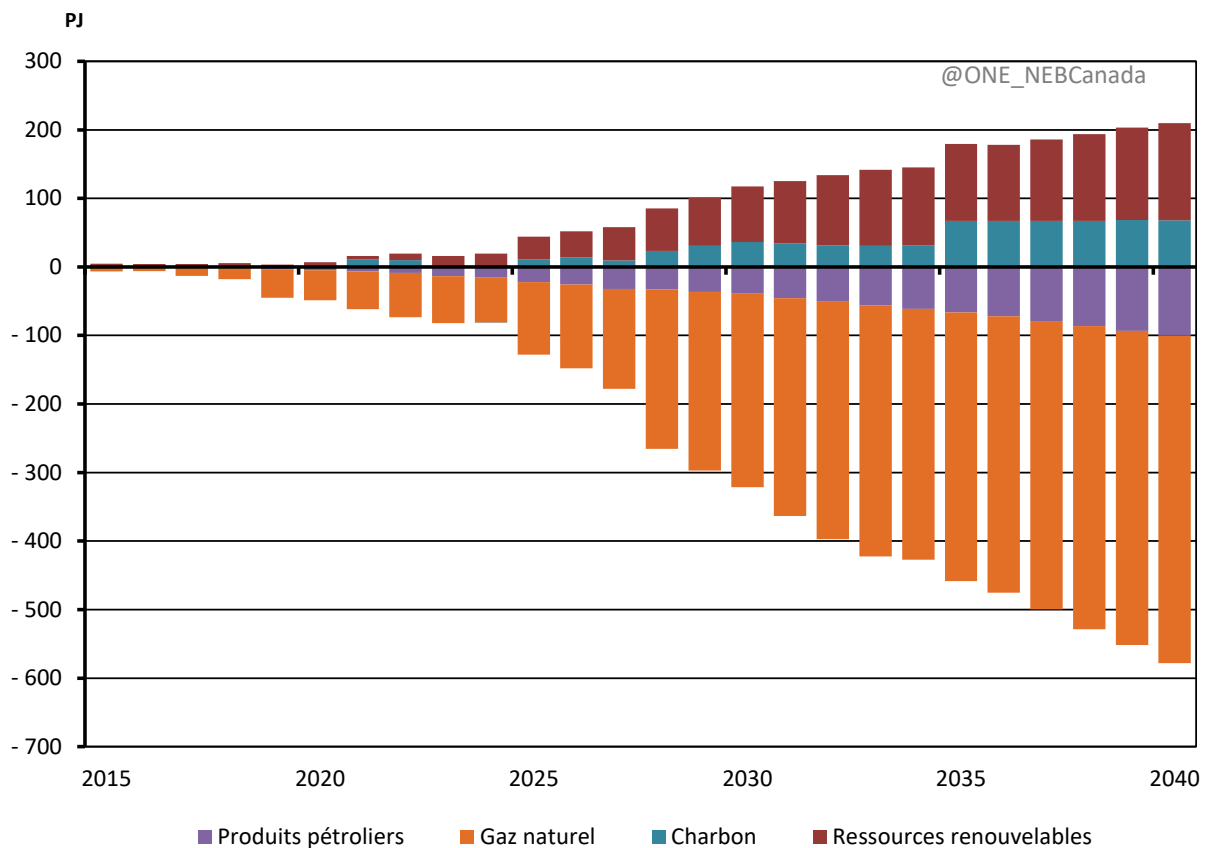
- La faveur gagnée par l'éolien, le solaire et les centrales au charbon munies de la technologie de CSC fait que le secteur de l'électricité au Canada, déjà peu polluant, le devient encore moins. La part des ressources sans émissions polluantes, qui était de 80 % en 2015, passe en 2040 à 86 % selon le scénario des avancées technologiques et à 82 % pour les scénarios de référence ou de TCE.

Émissions de GES

- Le scénario des avancées technologiques a des répercussions sur la demande d'énergie primaire du fait de la plus grande popularité de l'électricité et de la demande globale moindre pour utilisation finale alliées à une production électrique accrue à partir de ressources renouvelables. Une telle évolution de la situation écrase encore plus la trajectoire des émissions de GES au Canada, car moins de combustibles fossiles sont consommés et davantage de carbone est capté pour être stocké.
- L'évolution de la composition du portefeuille d'électricité dans le scénario des avancées technologiques nourrit la demande du côté des ressources renouvelables et du charbon.
- Pour sa part, la demande de produits pétroliers décroît, le secteur des transports en consommant moins. Celle de gaz naturel diminue aussi, comparativement à ce qui est prévu dans le scénario de TCE, que ce soit dans les secteurs résidentiel, commercial ou industriel pour utilisation finale ou à des fins de production d'électricité.

FIGURE 4.16

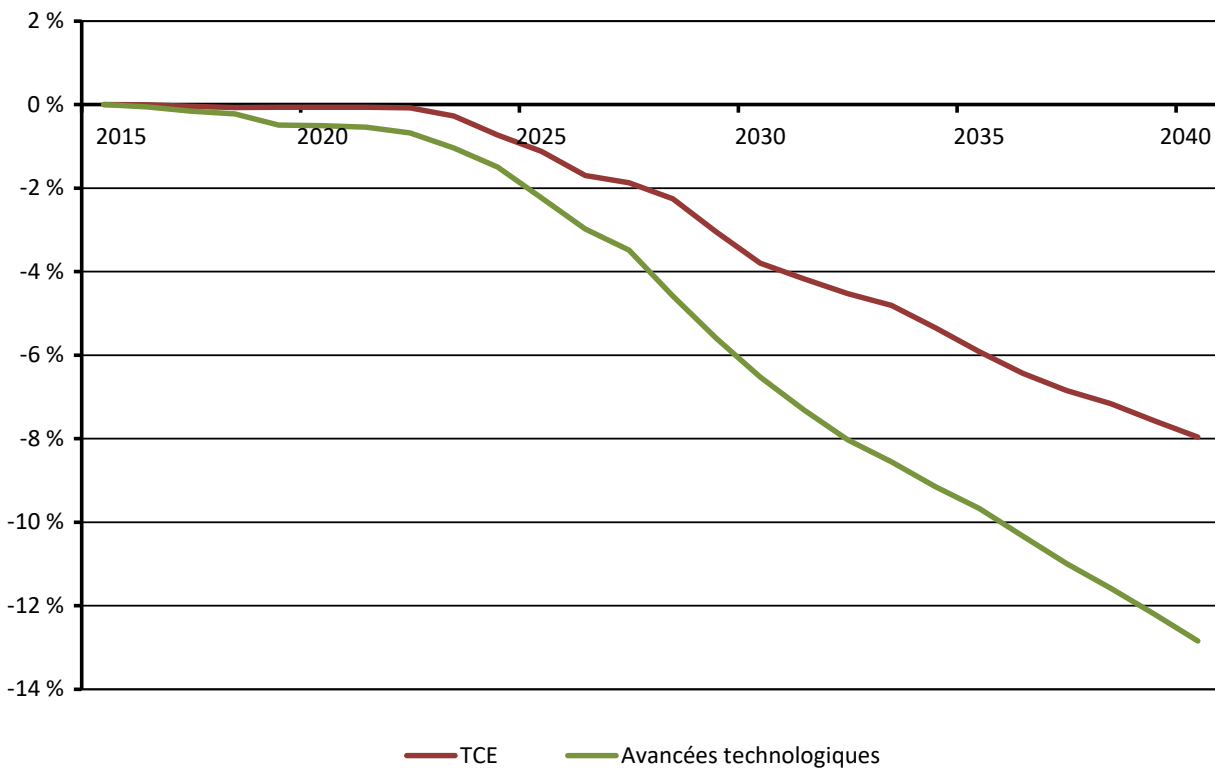
Évolution de la demande d'énergie primaire selon la source, scénario des avancées technologiques comparativement à celui de TCE



- L'évolution prévue entraîne un recul de la demande primaire totale dans le scénario des avancées technologiques, tant comparativement au scénario de référence qu'à celui de TCE et aussi par rapport aux valeurs de 2015. En 2040, ces écarts négatifs sont ainsi respectivement de 8,5 %, 2,9 % et 2,7 %.
- Selon le scénario des avancées technologiques, la demande totale de combustibles fossiles régresse plus rapidement que la demande primaire totale. En 2040, la consommation totale de combustibles fossiles prévue dans ce scénario est inférieure de 13 % comparativement au scénario de référence et de 5 % quand on compare avec le scénario de TCE, alors que l'écart négatif est de 7,4 % par rapport aux valeurs enregistrées à cet égard en 2015. La figure 4.17 illustre cette différence pour les scénarios des avancées technologiques et de TCE en comparaison avec celui de référence.

FIGURE 4.17

Écart en pourcentage comparativement au scénario de référence de la consommation totale de combustibles fossiles, scénarios de TCE et des avancées technologiques

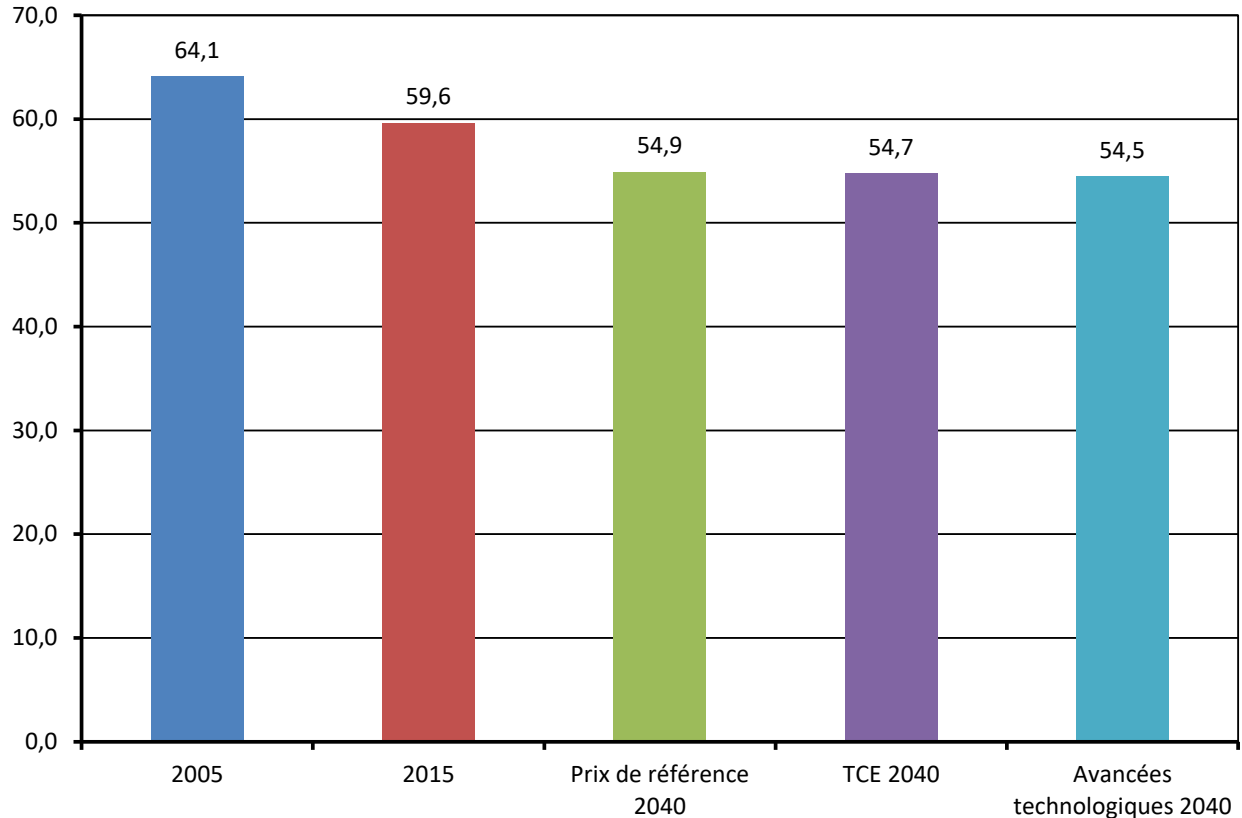


- L'intensité des émissions de GES pour les combustibles fossiles consommés selon le scénario des avancées technologiques est semblable à ce qui est prévu dans celui de TCE. Le gaz naturel recule davantage dans le premier cas que dans le second et comme il est à l'origine d'émissions moins intenses que les autres combustibles, l'intensité moyenne de CO₂ par mégajoule augmente d'autant. Toutefois, la plus grande quantité de carbone stockée au moyen de la technologie de CSC dans le scénario des avancées technologiques produit l'effet contraire et pousse l'intensité des émissions vers le bas. C'est ainsi qu'en 2040, cette intensité pour les combustibles fossiles consommés selon le scénario des avancées technologiques est à peine de 0,5 % inférieure à celle attendue dans le scénario de TCE.

FIGURE 4.18

Moyenne pondérée estimative de l'intensité des émissions de GES attribuables à la consommation de combustibles fossiles, scénarios de référence, de TCE et des avancées technologiques

Grammes d'eCO₂ le mégajoule



- L'analyse présentée dans Avenir énergétique 2017 découle de projections quant à l'offre et à la demande futures d'énergie à partir de diverses hypothèses. Elle n'illustre pas la voie à suivre pour l'atteinte de buts précis liés aux changements climatiques. Sous le scénario des avancées technologiques, la consommation de combustibles fossiles demeure tout de même à un niveau auquel le Canada devra faire davantage pour atteindre ses cibles en matière de GES. Comme c'est le cas pour les scénarios de référence et de TCE, en tenant compte des réductions des émissions non attribuables à la combustion, notamment par colmatage de fuites de méthane, puis en incluant les droits d'émission achetés en dehors du pays (par exemple par l'Ontario ou le Québec dans le cadre de l'entente de plafonnement et d'échange conclue avec la Californie), il serait possible d'aplanir encore plus la courbe des émissions de GES au Canada.
- Le rythme et l'ampleur des changements technologiques constituent des incertitudes de premier plan à l'égard des projections présentées ici. Le scénario des avancées technologiques en fait son terrain de prédilection en illustrant l'incidence que pourraient avoir certaines technologies sur la filière énergétique du Canada, mais nombre d'autres technologies pourraient également servir à la décarboner davantage. La réaction du marché à un prix du carbone plus élevé pourrait elle aussi être différente, dans un sens comme dans l'autre, que celle envisagée dans les scénarios de TCE et des avancées technologiques.

-
- Les deux scénarios précités ne constituent nullement le plafond ultime auquel le Canada peut aspirer en matière de réduction des émissions de GES. Ils servent plutôt à illustrer l'incidence que les politiques climatiques et les technologies peuvent avoir sur la filière énergétique canadienne. Avenir énergétique 2017 montre que ces deux composantes peuvent influencer grandement sur la courbe de consommation des combustibles fossiles au pays, en plus d'influencer la façon dont les Canadiens produiront et consommeront de l'énergie au cours des décennies à venir.

Principales incertitudes

- Le scénario des avancées technologiques examine les conséquences de prix du carbone plus élevés ainsi que de l'adoption élargie de certaines technologies à long terme. Pour ce faire il se fonde sur la série de modèles et d'hypothèses adoptées pour la présente analyse. D'autres modèles et hypothèses pourraient avoir des répercussions différentes.
- De nombreuses autres technologies émergentes pourraient aussi avoir des effets sur la filière énergétique du Canada au cours des années à venir. Si celles évoquées ici venaient à gagner beaucoup d'importance sur le marché, la courbe d'adoption pourrait différer dans un sens comme dans l'autre par rapport à celle prévue dans le scénario des avancées technologiques. L'histoire regorge de transitions énergétiques survenues de maintes façons et la voie empruntée pour celles à venir pourrait être grandement différente de celle tracée ici.
- L'incidence qu'aurait sur les marchés de l'énergie à la grandeur de la planète une réorientation mondiale entraînant la mise en place de politiques climatiques plus actives et une adoption élargie de technologies à faibles émissions de carbone demeure hautement spéculative. Les scénarios de TCE et des avancées technologiques supposent des prix du pétrole brut plus bas que dans celui de référence, une situation qui pourrait avoir des incidences plus grandes ou moins marquées que celles prévues. Les marchés du gaz naturel, du charbon et de l'électricité peuvent tous être touchés par une nouvelle dynamique mondiale, comme pourraient aussi l'être l'offre et la demande de marchandises à forte intensité énergétique. De tels changements auront des répercussions au Canada, autant au niveau des tendances macroéconomiques que de celles propres à l'énergie consommée ou aux émissions en découlant.
- Le scénario des avancées technologiques penche en faveur d'une plus grande production d'électricité à partir de parcs éoliens et solaires, compte tenu de coûts plus faibles et d'une intégration plus grande, deux éléments particulièrement importants pour l'avenir du développement de telles ressources au Canada. La baisse des coûts pourrait aussi être plus marquée ou moins importante que celle envisagée dans le scénario des avancées technologiques. Même en présence de coûts moindres, les enjeux associés à l'intégration de ces ressources intermittentes pourraient limiter leur gain en popularité. Par contre, des progrès soutenus de ce côté pourraient mener à une part encore plus grande occupée par les énergies en question dans le portefeuille d'électricité du Canada comparativement à celle à laquelle on s'attend selon le scénario des avancées technologiques.

ANNEXE : FAITS RÉCENTS EN MATIÈRE DE POLITIQUES CLIMATIQUES

- Le tableau A.1 relate les faits récents en matière de politiques climatiques et indique si la politique en question a été prise en compte dans l'analyse d'Avenir énergétique 2017. Les politiques déjà en place à l'été 2015, comme le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec ou la taxe carbone de la Colombie-Britannique, sans être incluses dans le tableau sont intégrées aux projections.
- Avenir énergétique 2017 intègre de nombreuses politiques climatiques annoncées récemment. Les critères qui suivent ont été employés pour déterminer si une politique devait être prise en compte dans le présent rapport :
 - La politique a été rendue publique avant janvier 2017.
 - Les détails fournis permettent d'obtenir un modèle de politique crédible ou peuvent faire l'objet d'hypothèses raisonnables.
 - Les objectifs visés et les cibles à atteindre, notamment à la suite d'engagements pris par le Canada sur la scène internationale en matière de changements climatiques, ne sont pas explicitement modélisés, mais les politiques qui sont en place et qui visent l'atteinte de telles cibles sont incluses dans la modélisation.

T A B L E A U A . 1

Annonces importantes récentes en matière de politiques climatiques

Description	Précisions	Avenir énergétique 2017
Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques	<p>En décembre 2016, les premiers ministres du pays ont dévoilé le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, décrivant les mesures qui contribueront à l'atteinte ou même au dépassement, par le Canada, de la cible en matière de changements climatiques qui consiste à ramener, d'ici 2030, les émissions de GES à un niveau inférieur de 30 % à ce qu'elles étaient en 2005. Au nombre des piliers du Cadre il faut noter les suivants : 1) la tarification de la pollution par le carbone; 2) le prolongement de mesures prises pour réduire les émissions; 3) l'adaptation au climat et une plus grande résilience; 4) la technologie propre, l'innovation et les emplois.</p> <p>Le Cadre décrit nombre de nouvelles mesures associées aux quatre piliers précités. Certains de ses éléments qui ont fait l'objet d'une annonce antérieure à décembre 2016 sont traités ci-après.</p>	Certains éléments du Cadre, décrits dans les sept rangées du tableau qui suivent, ont été intégrés à Avenir énergétique 2017.
Normes d'émissions pour les véhicules lourds (années de modèle suivant 2018)	<p>En octobre 2014, le gouvernement fédéral a donné avis de son intention d'élaborer un règlement visant à limiter les émissions de GES provenant des véhicules lourds routiers et de leurs moteurs pour les années de modèle suivant 2018. ECCC a récemment indiqué vouloir procéder rapidement par règlement.</p> <p>L'objectif du règlement serait de réduire les émissions de GES provenant des véhicules lourds routiers grâce à l'adoption de normes qui toucheraient les fabricants et les importateurs de véhicules, moteurs et remorques à l'état neuf.</p>	Avenir énergétique 2017 prend en compte des normes d'émissions pour les véhicules lourds (années de modèle suivant 2018) semblables à celles déjà en place aux États-Unis.
Plan conjoint canado-américain pour réduire les émissions de méthane dans le secteur du pétrole et du gaz	<p>En mars 2016, le Canada et les États-Unis ont dévoilé un plan conjoint pour réduire les émissions de méthane de 40 à 45 % par rapport aux émissions de 2012 dans le secteur du pétrole et du gaz d'ici 2025.</p> <p>En mai 2017, le gouvernement fédéral a publié un document d'information technique qui présente en détail le projet de règlement devant permettre de respecter cet engagement. Le règlement visera les installations pétrolières et gazières responsables de l'extraction, de la production, du traitement et du transport de pétrole brut ou de gaz naturel, y compris les pipelines. Les premières exigences fédérales entreront en vigueur en 2020 et celles restantes s'appliqueront en 2023.</p>	Avenir énergétique 2017 prend en compte le règlement sur les émissions de méthane.

<p>Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone</p>	<p>Le gouvernement fédéral, en octobre 2016, a présenté son approche pour la tarification du carbone au Canada. Les différents territoires de compétence possèdent la latitude nécessaire leur permettant d’opter pour l’une ou l’autre des options suivantes :</p> <p>i) un régime fondé sur un prix explicite (comme la taxe carbone en Colombie-Britannique ou celle de l’Alberta avec volet en fonction de la production);</p> <p>ii) un système de plafonnement et d’échange de droits d’émission (comme c’est le cas pour l’Ontario et le Québec). Ils conservent les revenus tirés de la tarification du carbone. En mai 2017, le gouvernement fédéral a publié un document technique au sujet de la mise en œuvre d’un filet de sécurité sur la tarification du carbone. Ce document fournit des précisions sur le mode d’application de la tarification du carbone dans les administrations sans régime à cet égard.</p> <p>En mai 2017, le gouvernement fédéral a publié un document technique au sujet de la mise en œuvre d’un filet de sécurité sur la tarification du carbone. Ce document fournit des précisions sur le mode d’application de la tarification du carbone dans les administrations sans régime à cet égard.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte un prix national pour le carbone. Les hypothèses clés à ce sujet sont présentées dans la section du chapitre 2 qui y est consacré.</p> <p>Dans tous les scénarios, le prix minimum du carbone est établi à 10 \$/tonne en 2018 pour ensuite être majoré d’autant chaque année et ainsi atteindre 50 \$/tonne en 2022. Cela s’accorde avec le prix minimum prévu dans les territoires de compétence ayant adopté un régime fondé sur un prix explicite dans le cadre de l’approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone.</p> <p>Dans le scénario de référence, le carbone est tarifé uniformément à 50 \$/tonne entre 2022 et 2040. Dans ceux de TCE et des avancées technologiques, ce prix continue d’augmenter pour atteindre 90 \$/tonne en 2030, puis 140 \$/tonne en 2040. Par souci de simplicité, le même prix s’applique à l’ensemble des provinces et territoires, peu importe leurs intentions.</p>
<p>Initiative visant à rendre le gouvernement fédéral plus écologique</p>	<p>Le gouvernement fédéral a annoncé en novembre 2016 qu’il réduirait ses propres émissions de GES. En ce sens, il procédera à la réparation et à la modernisation d’immeubles, afin de réduire la quantité d’énergie qu’ils consomment, en plus d’investir dans son parc de véhicules pour y faire davantage place aux VE, notamment hybrides.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte cette initiative.</p>
<p>Réglementation fédérale en vue de l’élimination progressive des centrales au charbon classiques d’ici 2030</p>	<p>En novembre 2016, le gouvernement fédéral a annoncé qu’il modifie la réglementation relative à la production d’électricité dans le but de s’assurer que toutes les centrales au charbon classiques seront progressivement éliminées d’ici 2030. L’Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse disposent de centrales visées par cette réglementation. Avant l’annonce, l’Alberta s’était déjà engagée à éliminer progressivement la pollution attribuable aux centrales au charbon d’ici 2030.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte l’élimination progressive des centrales au charbon classiques. Des ententes d’équivalences avec la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse ont été annoncées. Il en est question plus loin dans ce tableau.</p>

<p>Normes fédérales sur les carburants propres</p>	<p>Le gouvernement fédéral a rendu public en novembre 2016 un plan de consultation des provinces, territoires et parties prenantes pour élaborer des normes sur les carburants propres qui exigent une réduction au fil du temps de l’empreinte carbone des carburants sur leur cycle de vie.</p> <p>Les normes envisagées s’appliqueraient à de nombreux secteurs de l’économie, offriraient de la souplesse aux fournisseurs et serviraient de complément à la tarification du carbone.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 ne prend pas en compte les normes sur les carburants propres, qui étaient en cours d’élaboration au moment de l’analyse.</p>
<p>Règlement fédéral visant à réduire la consommation des hydrurofluorocarbones (« HFC »)</p>	<p>En novembre 2016, le gouvernement fédéral a proposé des mesures réglementaires visant à réduire les HFC. Ceux-ci sont de puissants GES de plus en plus utilisés pour des applications commerciales, industrielles et résidentielles, notamment les systèmes de réfrigération et de climatisation, la mousse isolante et les aérosols.</p>	<p>Le règlement vise à réduire les HFC, de puissants GES, ce qui influera sur les tendances des émissions à ce chapitre. Avenir énergétique ne le prend pas en compte, faible étant la probabilité qu’il ait une incidence évidente sur la filière énergétique.</p>
<p>Colombie-Britannique – Plan de leadership en matière de changement climatique</p>	<p>Le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié son plan de leadership en matière de changement climatique en août 2016. Le plan énonce 21 mesures pour réduire les émissions de GES dans des secteurs clés comme les transports, l’industrie et les services publics ainsi que l’exploitation du gaz naturel.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte certains des éléments du plan de leadership de la Colombie-Britannique en matière de changement climatique, notamment une application élargie des normes provinciales sur les carburants à faible teneur en carbone afin de réduire de 15 % l’intensité des émissions dans le secteur des transports d’ici 2030 et des incitatifs visant les véhicules à émission zéro.</p> <p>Nombre d’autres mesures décrites dans le plan de leadership de la Colombie-Britannique en matière de changement climatique étaient toujours en cours d’élaboration au moment de l’analyse et Avenir énergétique 2017 ne les prend pas en compte.</p>
<p>Alberta – Plan de leadership en matière de changement climatique</p>	<p>Au printemps 2016, le gouvernement a dévoilé sa stratégie en matière de changement climatique et d’émissions, fondée sur les recommandations formulées par le comité qu’il avait mis sur pied à cette fin à l’automne 2015. Les principaux éléments du plan de leadership de l’Alberta en matière de changement climatique, y compris les récentes annoncés en rapport avec celui-ci, sont traités ci-dessous.</p>	<p>Des éléments du plan de leadership de l’Alberta en matière de changement climatique sont décrits dans les cinq rangées du tableau qui suivent.</p>

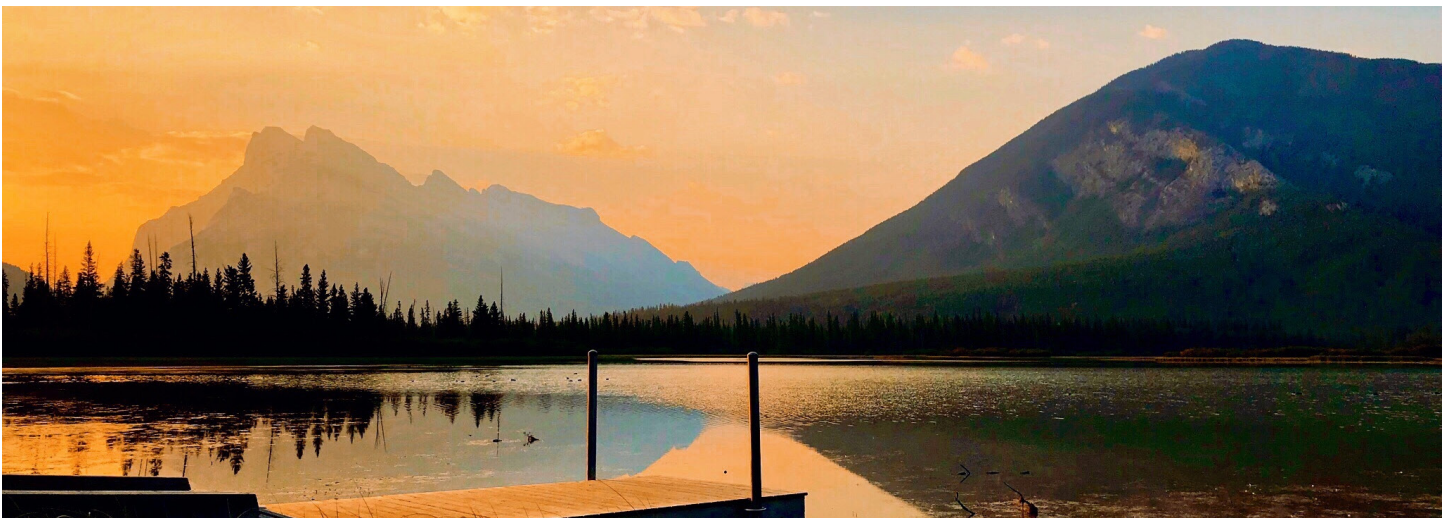
<p>Alberta - Tarification du carbone : émissions à la consommation</p>	<p>En janvier 2017, l'Alberta a commencé à imposer une taxe carbone à la grandeur de son économie sur les combustibles dégageant des GES. La taxe est établie à 20 \$/tonne en 2017 et passera à 30 \$/tonne en 2018. Les montants ainsi dégagés seront réinjectés dans l'économie albertaine sous forme de paiements directs à des familles à faible ou moyen revenu, de réductions d'impôts accordées aux petites entreprises et d'investissements dans des domaines comme l'efficacité énergétique, la technologie ou l'infrastructure.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte la taxe carbone. Dans les scénarios de référence et de TCE, la taxe augmente à 40 \$/tonne en 2021, puis à 50 \$/tonne en 2022, en accord avec le plan du gouvernement fédéral pour la tarification de la pollution causée par le carbone.</p>
<p>Alberta - Tarification du carbone : principales sources d'émissions industrielles</p>	<p>L'Alberta a annoncé qu'elle remplacerait son programme actuel de tarification du carbone visant les principales sources d'émissions industrielles, définies dans le règlement intitulé Specified Gas Emitters, par un nouveau programme nommé Carbon Competitiveness Regulation à la suite des travaux du comité sur le leadership en matière de changement climatique. Les principales sources d'émissions visées par ce nouveau règlement devraient acquitter une taxe carbone à la combustion de 30 \$/tonne à compter de 2018.</p> <p>Le comité sur le leadership en matière de changement climatique propose des normes de rendement propres à un secteur qui prévoient des allocations en fonction de la production, une façon de faire visant à atténuer les pressions concurrentielles de la tarification du carbone dans une industrie dépendante des échanges commerciaux. Ces normes de rendement feraient que les entreprises albertaines toucheraient des allocations, c'est-à-dire des droits d'émission sans frais, par unité de production. Le total des allocations correspondrait aux émissions par unité de production du quartile le plus performant du secteur au chapitre de l'intensité. Une telle façon de procéder incite les sociétés à réduire l'intensité de leurs émissions et permet de protéger les secteurs à forts volumes d'émission qui dépendent des échanges commerciaux.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte la tarification des émissions industrielles de GES. Dans les scénarios de référence et de TCE, cette tarification augmente à 40 \$/tonne en 2021, puis à 50 \$/tonne en 2022, en accord avec le plan du gouvernement fédéral pour la tarification de la pollution causée par le carbone.</p>
<p>Alberta - Accélération de la mise hors service des centrales au charbon</p>	<p>Le gouvernement de l'Alberta a dévoilé son plan de mise hors service des centrales au charbon polluante d'ici 2030.</p> <p>Aux termes de la réglementation fédérale actuellement en vigueur, 12 des 18 centrales au charbon encore en activité en Alberta seront mises hors service avant 2030. Le plan albertain intègre les six autres à ce nombre.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte l'accélération de la mise hors service des centrales au charbon.</p>

<p>Alberta – Programme de production d’électricité à partir de ressources renouvelables</p>	<p>Dans le cadre de son plan de leadership en matière de changement climatique, l’Alberta a adopté une composante sur la production d’électricité à partir de ressources renouvelables qui vise l’ajout de 5 000 MW d’électricité ainsi produite entre 2017 et 2030. L’objectif ultime est qu’une telle production représente au moins 30 % de toute l’électricité alors produite en Alberta.</p> <p>Un processus concurrentiel géré par Alberta Electricity System Operator prévoit des mises aux enchères à partir de 2017 qui laisseront filtrer les projets admissibles aux plus faibles coûts, lesquels donneront droit à un soutien sous la forme d’un mécanisme de paiement de crédit, financé à même les revenus obtenus au moyen de la tarification du carbone visant les principales sources d’émissions industrielles.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte le programme de production d’électricité à partir de ressources renouvelables.</p>
<p>Alberta – Plafond de 100 Mt pour les émissions liées à l’exploitation des sables bitumineux</p>	<p>À l’automne 2016, le gouvernement de l’Alberta a adopté une loi limitant à 100 Mt par année les émissions de GES liées à l’exploitation des sables bitumineux.</p> <p>La loi prévoit certaines exemptions, notamment pour les émissions de cogénération attribuables à la production d’électricité ainsi que pour une quantité pouvant atteindre 10 Mt en cas d’ajout de nouvelles installations de valorisation ou d’agrandissements.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte le plafond de 100 Mt pour les émissions liées à l’exploitation des sables bitumineux.</p>
<p>Saskatchewan – Objectif de 50 % pour la production d’électricité à partir de ressources renouvelables</p>	<p>La société de services publics de la Saskatchewan, SaskPower, souhaite être en mesure de produire 50 % de toute son électricité à partir de ressources renouvelables en 2030. À l’heure actuelle, la capacité de production d’électricité en Saskatchewan à partir de telles ressources s’établit à environ 25 %.</p>	<p>L’objectif visé dans le cadre de cette initiative n’est pas explicitement intégré dans la modélisation.</p>
<p>Saskatchewan – Entente d’équivalences dans le contexte de la mise hors service des centrales au charbon classiques</p>	<p>En novembre 2016, le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé avoir conclu un accord de principe avec le gouvernement fédéral en vue de finaliser une entente d’équivalences en rapport avec le plan de ce dernier visant l’élimination progressive des centrales au charbon classiques d’ici 2030. Aux termes de cette entente, la Saskatchewan pourrait maintenir en service de telles centrales au-delà de 2030 si, pour l’ensemble de son réseau électrique, les cibles fédérales en matière d’émission sont atteintes ou même dépassées au fil du temps.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte l’entente d’équivalences entre la Saskatchewan et le gouvernement fédéral.</p>

<p>Ontario – Programme de plafonnement et d'échange</p>	<p>Le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario est entré en vigueur en janvier 2017. Le programme prévoit un plafond de 142 Mt la première année, qui diminuera jusqu'à 125 Mt en 2020.</p> <p>Le programme sera progressif et prévoit l'octroi de quotas temporaires dans les secteurs qui dépendent des échanges commerciaux. Les revenus ainsi obtenus serviront à financer des initiatives visant à réduire les GES des ménages et des entreprises, notamment sous forme d'incitatifs pour l'achat de VE et de rénovations écoénergétiques.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario. Dans les scénarios de référence et de TCE, l'analyse suppose que le prix des droits passe de 20 \$/tonne en 2019 à 50 \$/tonne en 2022. Cette hypothèse représente une simplification par rapport à la réalité des futurs prix des émissions de GES au titre d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, qui seront déterminés selon l'offre et la demande pour de tels droits.</p> <p>Dans le scénario de référence, les droits demeurent à 50 \$/tonne pendant toute la période de projection alors que dans celui de TCE, ils continuent d'augmenter après 2022 de 5 \$/tonne par année pour atteindre 90 \$/tonne en 2030, puis 140 \$/tonne en 2040.</p>
<p>Ontario – Plan d'action contre le changement climatique</p>	<p>En juin 2016, le gouvernement de l'Ontario a dévoilé son plan d'action contre le changement climatique. Ce plan quinquennal expose les mesures clés que l'Ontario prendra pour atteindre ses objectifs en matière de réduction des émissions. Il explique également ce qu'entend faire la province des revenus générés par son programme de plafonnement et d'échange.</p> <p>Le plan énumère les mesures clés qui seront adoptées dans neuf secteurs, notamment les transports, l'aménagement du territoire ainsi que la recherche et le développement. Le gouvernement ontarien consultera les parties prenantes pour ce qui est de la conception et de la mise en œuvre de nombre de ces mesures.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte certains des éléments du plan d'action de l'Ontario contre le changement climatique, dont la mise en œuvre de normes sur les ressources renouvelables pour des carburants comme l'essence et des incitatifs pour l'achat de VE.</p> <p>D'autres mesures décrites dans le plan d'action de l'Ontario contre le changement climatique étaient toujours en cours d'élaboration au moment de l'analyse et Avenir énergétique 2017 ne les prend pas en compte.</p>

<p>Québec – Politique énergétique 2030</p>	<p>Au printemps 2016, le Québec a publié une politique énergétique visant à guider la transition de la province en la matière à l'horizon 2030. Le document décrit les plans du gouvernement en vue de l'adoption d'une structure de gouvernance cohérente pour gérer cette transition, privilégier une économie faible en carbone, diversifier l'offre énergétique du Québec et adopter une nouvelle démarche quant à l'énergie tirée des combustibles fossiles. Il fixe aussi des objectifs à atteindre d'ici 2030 en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique, de réduction de la consommation de produits pétroliers et d'augmentation de la production d'électricité à partir de ressources renouvelables.</p> <p>La loi devant permettre la mise en œuvre de la politique énergétique 2030 a été adoptée en décembre 2016. Divers plans d'action décrivant les mesures qui seront prises pour la mise en œuvre de la politique restent à venir.</p>	<p>Des mesures visant la mise en œuvre de la politique énergétique 2030 du Québec étaient toujours en cours d'élaboration au moment de l'analyse et Avenir énergétique 2017 ne les prend pas en compte. Il prend cependant en compte le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec.</p> <p>Le mandat du Québec en matière de véhicules à émission zéro dont il est question dans sa politique énergétique 2030 est décrit dans la rangée suivante du tableau.</p>
<p>Québec – Normes pour les véhicules à émission zéro</p>	<p>En octobre 2016, le gouvernement du Québec a adopté une loi s'appliquant à la grandeur de la province qui renferme des normes pour les véhicules à émission zéro. Celles-ci exigent que les fabricants d'automobiles vendent un pourcentage minimum défini de tels véhicules chaque année à compter de la sortie des modèles 2018.</p> <p>À l'heure actuelle, dix États américains, dont la Californie et plusieurs du Nord-Est des États-Unis, ont également adopté des normes pour les véhicules à émission zéro.</p>	<p>Avenir énergétique 2017 prend en compte les normes pour les véhicules à émission zéro. La modélisation de la mise en œuvre de ce mandat se fonde sur les normes déjà adoptées en la matière dans plusieurs États américains.</p>
<p>Nouveau-Brunswick – Plan d'action sur les changements climatiques</p>	<p>En décembre 2016, le Nouveau-Brunswick a dévoilé un plan d'action sur les changements climatiques qui décrit ce que la province entend faire en la matière. Le plan comprend plus de cent mesures à cet égard.</p>	<p>Des mesures décrites dans le plan d'action du Nouveau-Brunswick sur les changements climatiques étaient toujours en cours d'élaboration au moment de l'analyse et Avenir énergétique 2017 ne les prend pas en compte.</p>

<p>Nouvelle-Écosse – Ententes d'équivalences et sur la tarification du carbone avec le gouvernement fédéral</p>	<p>En novembre 2016, le gouvernement fédéral et celui de la Nouvelle-Écosse ont annoncé la signature d'un accord de principe, sur la croissance propre et les changements climatiques. La province a indiqué qu'elle adopterait son propre programme de plafonnement et d'échange. Elle a ajouté qu'une nouvelle entente d'équivalences permettrait une certaine utilisation des centrales au charbon néo-écossaises au-delà de 2030.</p>	<p>Conformément aux hypothèses retenues à l'égard du plan fédéral de tarification du carbone, Avenir énergétique 2017 prend en compte une telle tarification pour la Nouvelle-Écosse dans le contexte du programme de plafonnement et d'échange de la province.</p> <p>Avenir énergétique 2017 prend aussi en compte l'entente d'équivalences entre la Nouvelle-Écosse et le gouvernement fédéral.</p>
<p>Terre-Neuve-et-Labrador – Loi sur la gestion des GES</p>	<p>Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a adopté une loi en juin 2016 visant la réglementation des émissions de GES attribuables aux installations industrielles de la province. Le plan prévoit une forme de tarification du carbone visant les sources d'émissions industrielles, les revenus ainsi dégagés devant être dirigés vers le financement de technologies devant permettre de réduire les émissions.</p>	<p>Le règlement à l'origine du plan était toujours en cours d'élaboration au moment de l'analyse et Avenir énergétique 2017 ne le prend pas en compte.</p>



© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2017

www.neb-one.gc.ca/avenirenergetique