



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Avenir énergétique du Canada en 2013

OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2035



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE NOVEMBRE 2013

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Avenir énergétique du Canada en 2013

OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2035

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE NOVEMBRE 2013

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 2013

N° de cat. NE2-12/2013F-PDF
ISSN 2292-1729

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 2013

Cat. No. NE2-12/2013E-PDF
ISSN 2292-1710

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

Liste des figures	iii
Liste des tableaux	v
Liste des sigles et abréviations	v
Liste des unités	vii
Avant-propos	viii
Résumé	ix
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Contexte énergétique	3
Évolution du tableau de l'énergie	3
Énergie canadienne sur les marchés nord-américains et mondiaux	11
Chapitre 3 : Facteurs clés	21
Prix de l'énergie	21
Croissance économique	24
Principales incertitudes liées aux perspectives	25
Chapitre 4 : Perspectives en matière de demande d'énergie	26
Consommation d'énergie selon le secteur	28
Principales incertitudes liées aux perspectives	36
Chapitre 5 : Perspectives du pétrole brut	38
Ressources en pétrole brut et en bitume	38
Perspectives de production de pétrole brut canadien	39
Bilan de l'offre et de la demande	48
Principales incertitudes liées aux perspectives	51
Chapitre 6 : Perspectives du gaz naturel	53
Ressources gazières	53
Perspectives de la production de gaz naturel au Canada	54
Production de gaz naturel	56
Bilan de l'offre et de la demande	59
Principales incertitudes liées aux perspectives	61

Chapitre : 7	Perspectives des liquides de gaz naturel	63
	Offre et demande d'éthane	66
	Principales incertitudes liées aux perspectives	67
Chapitre : 8	Perspectives de l'électricité	68
	Exportations, importations et transferts interprovinciaux	75
	Principales incertitudes liées aux perspectives	76
Chapitre : 9	Perspectives du charbon	77
	Principales incertitudes liées aux perspectives	79
Chapitre : 10	Conclusion	80
	Constatations cruciales	80
Glossaire		85
Tables de conversion		93

LISTE DES FIGURES

R.1	Production d'énergie au Canada, sur la base d'une équivalence énergétique	ix
R.2	Demande d'énergie par secteur, croissance historique et projetée	x
1.1	Projections de prix jusqu'en 2035, tous les scénarios	1
2.1	Production canado-américaine de gaz naturel commercialisable selon le type	5
2.2	Production canadienne de pétrole de réservoirs étanches	6
2.3	Production américaine de pétrole de réservoirs étanches	7
2.4	Kilomètres-véhicules parcourus et consommation de pétrole dans les transports aux États-Unis	8
2.5	Prix pétroliers de référence	12
2.6	Prix pétroliers de référence et écarts	13
2.7	Wagons de mazouts et de pétrole brut dans l'Ouest canadien	14
2.8	Production et consommation combinées de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan	16
2.9	Valeur annuelle des importations, des exportations et des revenus tirés des exportations d'électricité au Canada	20
3.1	Prix du brut WTI à Cushing en Oklahoma, tous les scénarios	22
3.2	Prix du gaz naturel au carrefour Henry en Louisiane, tous les scénarios	23
3.3	Croissance annuelle du PIB, scénario de référence	24
4.1	Demande d'énergie pour utilisation finale selon le secteur, scénario de référence	27
4.2	Demande d'énergie du secteur résidentiel, scénario de référence	28
4.3	Demande d'énergie du secteur commercial, scénario de référence	30
4.4	Demande d'énergie du secteur industriel, scénario de référence	31
4.5	Demande d'énergie du secteur des transports selon le type d'acheminement, scénario de référence	33
4.6	Demande d'énergie du secteur des transports selon le combustible, scénario de référence	34
4.7	Composition en combustibles de la demande d'énergie primaire, scénario de référence	35
4.8	Demande de gaz naturel primaire, scénario de référence	36
5.1	Production canadienne totale de pétrole brut et d'équivalents, scénario de référence	40

5.2	Production tirée des sables bitumineux et comparaison des projections, scénario de référence	41
5.3	Gaz naturel acheté pour la séparation et la valorisation des sables bitumineux, scénario de référence	44
5.4	Production de pétrole classique dans le BSOC, scénario de référence	45
5.5	Production supplémentaire de pétrole de réservoirs étanches dans le BSOC, scénario de référence	46
5.6	Production de pétrole dans l'Est du Canada, tous les scénarios	47
5.7	Production totale de pétrole au Canada, tous les scénarios	48
5.8	Offre nette disponible de pétrole, scénario de référence	49
5.9	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger, scénario de référence	50
5.10	Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd, scénario de référence	51
6.1	Puits de gaz naturel forés, tous les scénarios, et taux moyen de PI	56
6.2	Production de gaz naturel selon le type, scénario de référence	57
6.3	Production totale de gaz commercialisable au Canada, tous les scénarios	59
6.4	Disponibilité nette de gaz naturel canadien pour l'exportation, scénario de référence	60
6.5	Exportations nettes de gaz naturel du Canada selon le scénario	61
7.1	Production de LGN, scénario de référence	64
7.2	Offre et demande de pentanes plus, scénario de référence	65
7.3	Disponibilité d'éthane dans le gaz brut et production d'éthane dans le BSOC, scénario de référence	66
7.4	Bilan de l'offre et de la demande d'éthane, scénario de référence	67
8.1	Ajouts de capacité et équipements réformés d'ici 2035, scénario de référence	69
8.2	Composition de la capacité en combustibles primaires, 2012 et 2035, scénario de référence	70
8.3	Capacité en combustibles primaires, scénario de référence	71
8.4	Production d'électricité selon le combustible, scénario de référence	71
8.5	Disponibilité nette d'électricité pour l'exportation et transferts inter provinciaux, scénario de référence	75
9.1	Production et consommation de charbon au Canada en 2010, 2020 et 2035, scénario de référence	79
10.2	Production de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité, scénario de référence	81
10.2	Comparaison des taux historiques et projetés de croissance de la population, du PIB réel et de la demande d'énergie pour utilisation finale, scénario de référence	83

LISTE DES TABLEAUX

2.1	Licences et demandes en cours d'examen d'exportation de gaz naturel à long terme au 1er octobre 2013	18
5.1	Réserves établies et potentiel ultime restants au 31 décembre 2012	39
5.2	Coûts d'immobilisation initiaux estimatifs et prix seuils pour de nouveaux projets d'exploitation de sables bitumineux	43
6.1	Ressources gazières commercialisables restantes au 31 décembre 2012	54

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AE 2013	Avenir énergétique du Canada en 2013 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035
AEO	Annual Energy Outlook
AER	Alberta Energy Regulator
AIE	Agence internationale de l'énergie
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CCRHP	Conseil canadien des ressources humaines de l'industrie du pétrole
CERI	Institut canadien de recherche en énergie
CNEB	Code national de l'énergie pour les bâtiments
CO ₂	dioxyde de carbone
CSC	capture et stockage de carbone
EIA	Energy Information Administration
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
MH	méthane de houille

OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Office	Office national de l'énergie
ONG	organisations non gouvernementales
PEM	Perspectives énergétiques mondiales
PI	production initiale
PIB	produit intérieur brut
RAH	récupération assistée des hydrocarbures
SGSIV	séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur
VE	véhicules électriques
VEHR	véhicules électriques hybrides rechargeables
VGN	véhicules fonctionnant au gaz naturel
WCS	Western Canadian Select
WTI	West Texas Intermediate

Unités

\$ US	dollars américains
\$ US/b	dollars américains/baril
$10^3 \text{m}^3/\text{j}$	milliers de mètres cubes/jour
Gb	milliards de barils
Gm ³	milliards de mètres cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes/jour
Gt	milliards de tonnes
GW	gigawatts
GWh	gigawattheures
kb/j	milliers de barils/jour
kg/m ³	kilogrammes/mètre cube
km	kilomètres
Mb/j	millions de barils/j
MBTU	millions de BTU
Mm ³	millions de mètres cubes
Mm ³ /j	millions de mètres cubes/jour
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes/jour
Mt	millions de tonnes
Mt/a	millions tonnes/an
MW	mégawatts
MWh	mégawattheures
PJ	pétajoules
Tm ³	billions de mètres cubes
Tpi ³	billions de pieds cubes
TWh	térawattheures

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie est un organisme fédéral indépendant qui a pour raison d'être de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure énergétique et des marchés de l'énergie dans l'intérêt public canadien, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.¹

Les principales attributions de l'Office consistent à réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et des gazoducs interprovinciaux et internationaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées. L'Office réglemente en outre les droits et tarifs des pipelines de son ressort. Au chapitre des produits énergétiques eux-mêmes, l'Office réglemente les exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, ainsi que les importations de gaz naturel. Enfin, il réglemente l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel dans les régions pionnières et les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales.

Pour ce qui est des exportations de pétrole et de gaz naturel, le rôle de l'Office consiste à déterminer si le pétrole et le gaz naturel à exporter excèdent les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays.² L'Office surveille les marchés de l'énergie et formule un avis sur les besoins énergétiques du Canada et les perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz naturel, en appui aux attributions qui lui sont conférées par la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie (la Loi). Dans le cadre de sa surveillance régulière, l'Office publie périodiquement des analyses de l'offre et de la demande et des marchés énergétiques. Ces analyses traitent de nombreux aspects des marchés de l'énergie au Canada.

Le présent rapport, ayant pour titre Avenir énergétique du Canada en 2013 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 (AE 2013) est justement une évaluation permettant d'établir les perspectives d'offre et de demande d'énergie au Canada jusqu'en 2035.

Pour produire le présent rapport, l'Office a réalisé sa propre analyse quantitative et tenu une série de rencontres et d'entretiens informels avec l'industrie, les milieux universitaires, des ministères et d'autres organismes gouvernementaux, des organisations non gouvernementales (ONG), des experts du domaine et d'autres intéressés. L'Office est reconnaissant de l'information et des commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps et de leur expertise.

Si quelqu'un souhaite utiliser le contenu du présent document dans une instance réglementaire devant l'Office, il peut le soumettre à cette fin, comme pour tout autre document public. Cependant, en agissant ainsi, cette partie fait sienne l'information déposée et pourrait devoir répondre à des questions sur celle-ci.

Le présent rapport ne fournit aucune indication quant à l'approbation ou au rejet d'une demande donnée. L'Office étudiera chaque demande en se fondant sur les documents qui lui seront soumis en preuve à ce moment.

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

-
- 1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre entre les facteurs économiques, environnementaux et sociaux qui changent en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.
 - 2 L'article 118 de la Loi se lit comme suit : Avant de délivrer une licence pour l'exportation du pétrole ou du gaz, l'Office veille à ce que la quantité de pétrole ou de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole ou de gaz au Canada.

RÉSUMÉ

Le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2013 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035* (AE 2013) fait état d'un approvisionnement énergétique suffisant pour répondre aux besoins croissants du Canada en énergie dans un avenir prévisible. Au cours des 20 prochaines années, l'Office national de l'énergie entrevoit un écart toujours plus marqué entre les niveaux de production et les besoins du pays, une situation qui entraîne à sa suite des volumes toujours plus grands pour l'exportation.

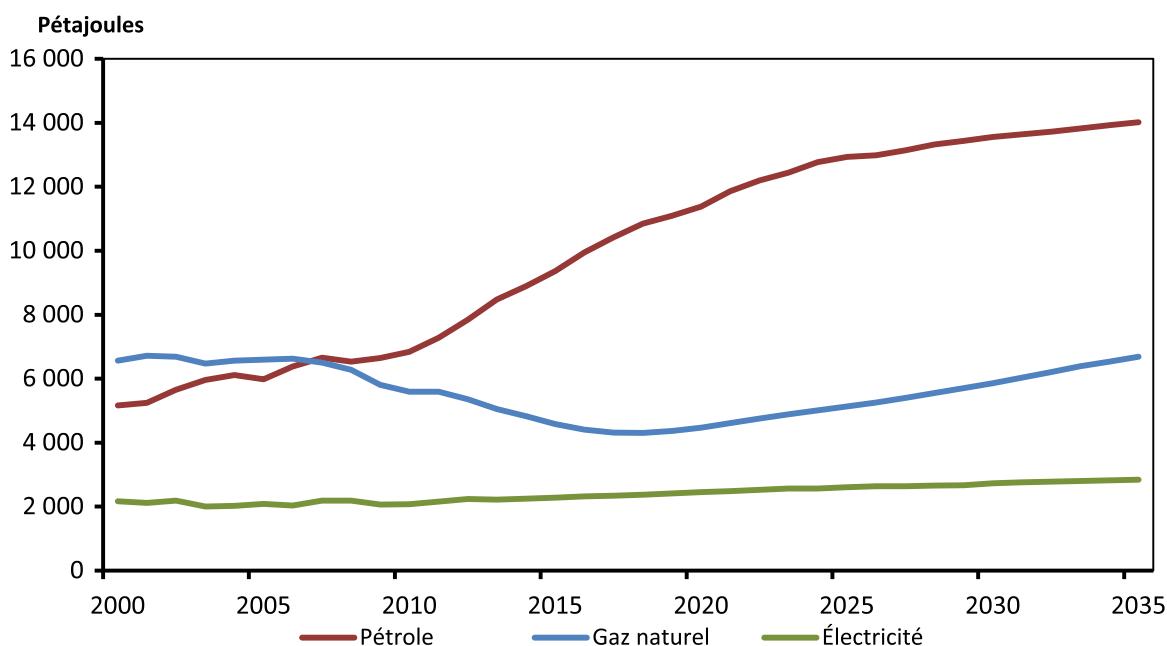
Croissance substantielle de la production canadienne totale pendant la période de projection

Le Canada possède de vastes ressources énergétiques. Le pétrole et le gaz naturel dont il dispose suffisent à répondre aux besoins des Canadiens et Canadiennes pendant de nombreuses générations, et il tire son électricité en majeure partie de ses abondantes ressources hydroélectriques. Sur cette prémissse, et en tenant compte aussi des prix projetés pour les produits de base ainsi que des moteurs économiques en présence, le rapport AE 2013 prévoit une croissance substantielle de la production énergétique canadienne totale.

C'est la production pétrolière qui montre la voie en 2035 alors qu'elle atteint $928 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (5,8 Mb/j), soit presque 75 % de plus qu'en 2012. L'augmentation dérive surtout de la production de sables bitumineux in situ. Pour leur part, les volumes de gaz naturel produits augmentent de 25 % d'ici 2035, dans le sillage de la mise en valeur du gaz de réservoir étanche et de schiste.

L'offre d'électricité au Canada augmente elle aussi de manière continue pendant la période de projection. La capacité des centrales alimentées au gaz naturel s'accroît dans une large mesure, alors que celle des centrales au charbon régresse, en grande partie sous l'effet des règlements fédéraux et provinciaux. La capacité des énergies renouvelables hors hydroélectricité occupe une part deux fois plus grande au pays dans le contexte d'un accroissement de 27 % de la production d'électricité dans son ensemble au cours de la période de projection.

FIGURE R.1
Production d'énergie au Canada, sur la base d'une équivalence énergétique



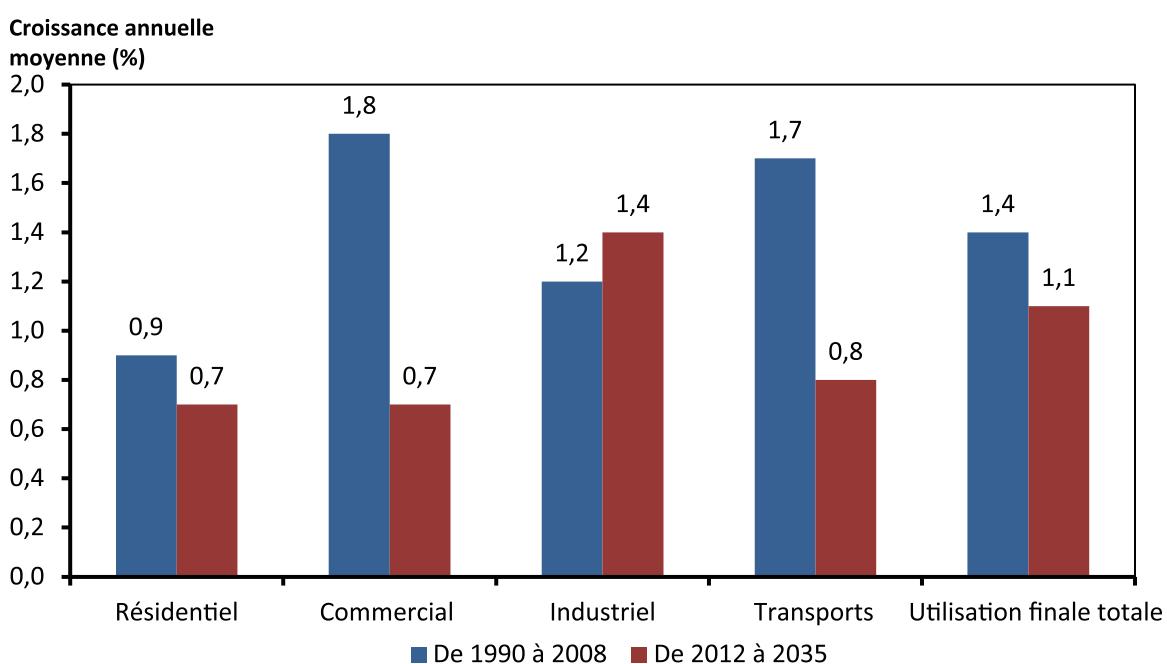
Progression modérée de la consommation énergétique canadienne totale

Le rapport AE 2013 avance que la consommation totale d'énergie des Canadiens et Canadiennes continuera de croître, mais à un rythme moins rapide que dans le passé.

Les hydrocarbures continuent de constituer la source principale d'énergie pour le chauffage des foyers et des commerces, le transport des personnes et des marchandises, et nombre d'autres éléments faisant partie du quotidien de la population canadienne. La demande de pétrole et de gaz naturel au pays augmente de 28 % pendant la période de projection, et les combustibles émergents, au même titre que les technologies comme les chauffe-eau solaires et les véhicules électriques, gagnent de plus en plus la faveur.

FIGURE R.2

Demande d'énergie par secteur, croissance historique et projetée



Utilisation plus efficace de l'énergie

En 2035, la consommation d'énergie par unité de production économique est de 20 % inférieure à ce qu'elle était en 2012 compte tenu des améliorations de l'efficacité énergétique. Une tendance à long terme est inversée et l'énergie utilisée pour le transport de passagers diminue pendant la période de projection, principalement en raison des nouvelles normes sur les émissions des véhicules de particuliers qui devraient réduire la consommation de carburant.

Augmentation de l'énergie disponible à l'exportation

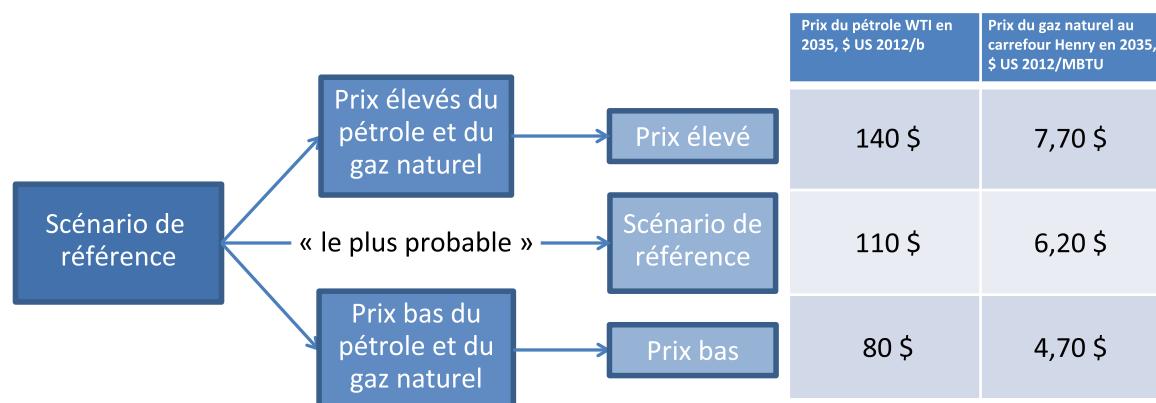
Le rapport AE 2013 conclut que le Canada n'aura pas à consommer toute l'énergie dont il dispose pour répondre à ses besoins croissants, et des volumes de taille seront ainsi disponibles à l'exportation. La croissance des marchés d'exportation et de l'infrastructure y donnant accès représentent des incertitudes de premier plan à l'égard des projections du présent rapport.

INTRODUCTION

- Le rapport AE 2013 fait partie d'une série de documents de projections à long terme de l'offre et de la demande que l'Office produit régulièrement depuis 1967.
- Pour préparer le rapport AE 2013, l'Office a rencontré divers spécialistes du domaine de l'énergie et d'autres intervenants, notamment des représentants de l'industrie et des associations sectorielles, des gouvernements, des ONG vouées à l'environnement et des milieux universitaires en vue de recueillir avis et commentaires sur les projections provisoires. Les renseignements obtenus dans le cadre de ces consultations ont aidé à façonner les principales hypothèses et les projections définitives.
- Le rapport AE 2013 expose les perspectives de l'offre et de la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2035. Il comprend un scénario de référence, soit des projections de base fondées sur les perspectives macroéconomiques actuelles, une vision modérée des prix de l'énergie et les politiques et programmes gouvernementaux existants, c'est-à-dire qui étaient en vigueur ou sur le point de l'être au moment où le rapport a été produit. Il s'agit du scénario « le plus probable » quant à l'avenir énergétique du Canada.
- Outre le scénario de référence, le rapport AE 2013 examine deux scénarios de sensibilité, élargissant ainsi la perspective et tenant compte de l'incertitude entourant les prix de l'énergie. Ce sont les scénarios de prix élevés et de prix bas.
- Les scénarios de sensibilité diffèrent du scénario de référence en ce qu'ils reposent sur des hypothèses distinctes en matière de prix (figure 1.1). L'ensemble des modèles de l'Office aide à estimer les effets sur la filière et l'économie de l'énergie. Une analyse de sensibilité est un moyen simple et efficace d'étudier l'incertitude en isolant les répercussions d'un changement apporté à l'une des variables.

FIGURE 1.1

Projections de prix jusqu'en 2035, tous les scénarios



-
- Quatre grandes hypothèses sous-tendent cette analyse :
 - o 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 ne relèvent pas des programmes et des politiques pris en compte sont exclus de l'analyse.
 - o Seuls les politiques et les programmes en vigueur ou sur le point de l'être au moment de la préparation du présent rapport ont été pris en considération dans les projections. Par conséquent, les politiques à l'étude ou qui seront élaborées après que les projections ont été faites n'ont pas été incluses dans l'analyse.
 - o Les marchés de l'énergie sont en constante évolution. L'analyse que livre le rapport AE 2013 repose sur la meilleure information disponible au moment où les travaux et leurs résultats ont été arrêtés.
 - Au cours des 23 années de la période de prévision, il est probable que des événements inattendus se produisent, qu'il s'agisse de faits géopolitiques ou de percées technologiques. Par ailleurs, de nouvelles informations deviendront disponibles, et les tendances, les politiques et la technologie évolueront. Le lecteur est prié de considérer ces projections comme le point de départ d'une discussion sur l'avenir énergétique du Canada, et non comme une prédiction des événements à venir.
 - Les chapitres qui suivent traitent des principaux facteurs qui agissent sur les scénarios de référence et de sensibilité et font ressortir les grands changements que subit la demande d'énergie au Canada. On peut consulter sur le site Web de l'Office des tableaux de données détaillées ayant servi de base au présent exposé.

CONTEXTÉ ÉNERGÉTIQUE

- Le marché nord-américain de l'énergie évolue rapidement depuis quelques années. Ce qui est sans doute le plus à signaler, c'est le perfectionnement technologique des méthodes de forage et de complémentation de puits qui est rapidement venu transformer les perspectives de production gazière et pétrolière en Amérique du Nord. La section qui suit décrit cette évolution technologique et les autres tendances en mutation de la filière énergétique dans leurs importantes conséquences sur les Canadiens et les Canadiennes.

Évolution du tableau de l'énergie

Production de gaz de schiste et de réservoirs étanches

- Il y a moins de dix ans, le marché du gaz naturel était notablement différent de ce qu'il est aujourd'hui. Les producteurs de gaz naturel forraient le plus de puits possible pour maintenir les niveaux de production. Les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) venaient de plus en plus faire l'appoint de l'approvisionnement gazier en Amérique du Nord. Dans l'édition de 2005 de son « Annual Energy Outlook » (AEO), l'organisme américain Energy Information Administration (EIA) a prévu que les importations de GNL augmenteraient à 494,4 Mm³/j (17,5 Gpi³/j) d'ici 2025 pour représenter 22 % de toute la consommation américaine cette année-là.³ Cette prévision à long terme visait un marché du gaz naturel à contrainte d'offre, des prix élevés du gaz et une croissance modérée de la demande.
- En quelques années, le tableau gazier a radicalement changé en Amérique du Nord, puisqu'on est passé d'un bilan resserré de l'offre et de la demande à un marché où l'offre de gaz naturel est considérablement plus abondante à un coût moindre. On projette d'aménager un certain nombre de terminaux d'exportation de GNL au Canada et aux États-Unis, signe que, à l'heure actuelle, le marché nord-américain est très bien approvisionné.
- Ce retournement est largement à mettre au compte du perfectionnement technologique des méthodes de forage et de complémentation de puits gaziers. Plus précisément, les facteurs conjugués d'un forage horizontal de grande portée, d'une fracturation hydraulique en plusieurs étapes et d'un forage sur socle ont permis aux producteurs d'extraire le gaz de zones auparavant considérées comme techniquement inexploitables ou dénuées de rentabilité. Ces techniques ont largement été appliquées aux formations schisteuses et aux réservoirs étanches profonds qui jusque-là n'avaient guère été mis en valeur.
- Dans un forage horizontal en plusieurs étapes, on fore d'abord verticalement, peut-être à une profondeur de deux mille mètres et plus, puis horizontalement sur des distances considérables dans le gisement cible. La longueur des tronçons horizontaux forés a augmenté à mesure que progressait la technologie.
- La fracturation hydraulique existe comme technique depuis bien des décennies, mais la création de plusieurs zones fracturées à l'aide d'un seul puits en peu de temps, ce qu'on

³ Consultation à <http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo05/supplement/index.html>

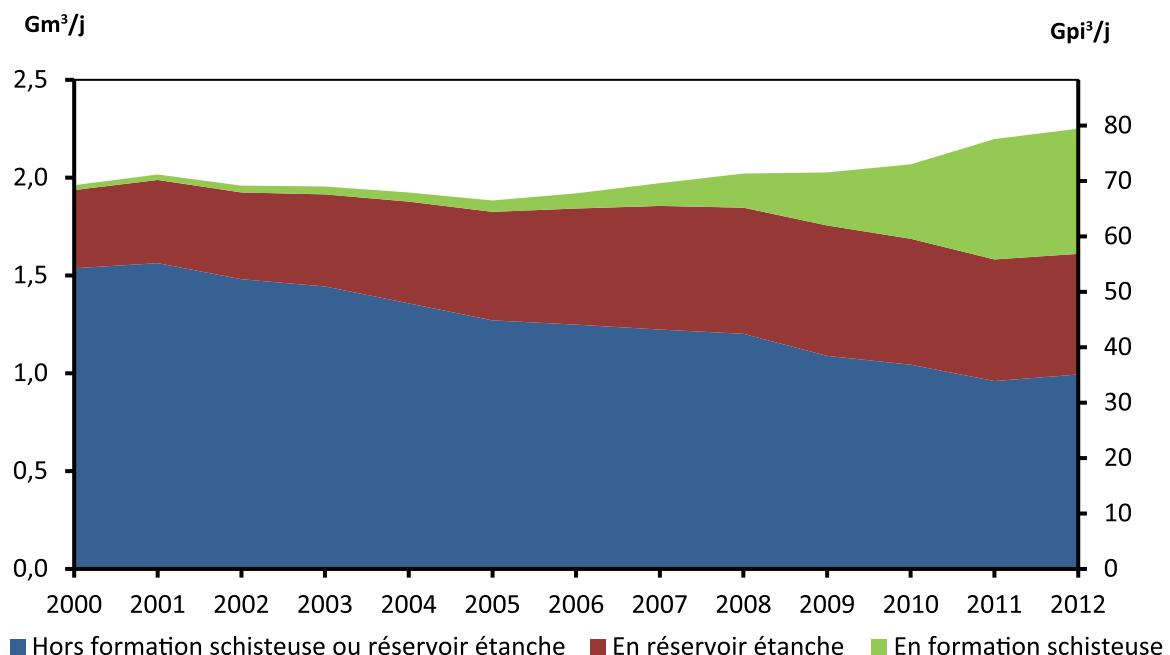
appelle la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, représente un progrès beaucoup plus récent. Une entreprise qui fracture hydrauliquement un puits se trouve habituellement à y pomper un mélange d'eau, de substances chimiques et d'agent de soutènement.⁴ La pression appliquée est intense jusqu'à fissuration de la formation cible, d'où l'apparition d'un réseau de fractures par lequel le gaz peut passer de la formation au puits. Les techniques de fracturation hydraulique en plusieurs étapes sont en progrès constant et le nombre d'étapes de fracturation dans un puits augmente toujours.

- Généralement, la fracturation hydraulique a porté sur les réservoirs étanches et les formations schisteuses, qui sont invariablement d'une très faible perméabilité, c'est-à-dire que les fluides se diffusent difficilement dans le milieu en question. Il se peut que ces formations contiennent des hydrocarbures en abondance.
- Le forage sur socle peut optimiser le forage horizontal et la fracturation hydraulique avec des opérations se déroulant dans des puits multiples à partir d'un puits socle en position centrale. On réalise alors des gains d'efficience en n'ayant pas à démonter, à déplacer ni à remonter l'appareil de forage à chaque puits. Un autre avantage réside dans la possibilité de stocker les matières et de regrouper l'équipement. On peut ainsi mieux maîtriser les coûts, car un même appareil peut forer un plus grand nombre de puits chaque année malgré l'allongement des tronçons horizontaux et la multiplication des étapes de fracturation hydraulique.
- Ensemble, ces techniques ont considérablement accru les capacités de récupération de gaz naturel chez les producteurs. Aux États-Unis, la production gazière s'est fortement accrue depuis 2006. C'est l'année où, dans sa croissance, la production de gaz de réservoirs étanches et de schiste s'est mise à dépasser la production en décroissance de sources classiques. Au Canada, la production tirée de formations schisteuses et de réservoirs étanches a compensé en partie le ralentissement de la production à partir de sources classiques, bien que, dans l'ensemble, la production gazière canadienne ait constamment régressé depuis 2006. La figure 2.1 présente la production canado-américaine de gaz naturel selon le type.

4 L'agent de soutènement est formé de grains de sable ou de billes céramiques qui, injectés dans une fracture, aident à la garder ouverte.

FIGURE 2.1

Production canado-américaine de gaz naturel commercialisable selon le type



- En situation de hausse rapide de la production, les prix gaziers en Amérique du Nord ont oscillé autour des 3 ou 4 \$ US/MBTU ces dernières années. C'est bien moins que pendant la période 2006-2008 où le prix du gaz naturel au carrefour Henry s'est établi en moyenne à 7,50 \$ US/MBTU.
- Dans le scénario de référence, les prix du gaz naturel augmentent progressivement et le gaz de schiste et de réservoirs étanches rend compte d'une très grande part de la croissance de la production au Canada. La production en réservoir étanche dans la formation de Montney en Alberta et en Colombie-Britannique et en formation schisteuse à Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique aide à mettre fin à ces baisses de la production. Dans l'ensemble, la production canadienne commence à augmenter en 2019. Plus tard dans la période de projection, plusieurs zones comme l'enfoncement Cordova en Colombie-Britannique et la zone Duvernay en Alberta se mettent aussi à alimenter la croissance de la production.

Production de pétrole de réservoirs étanches

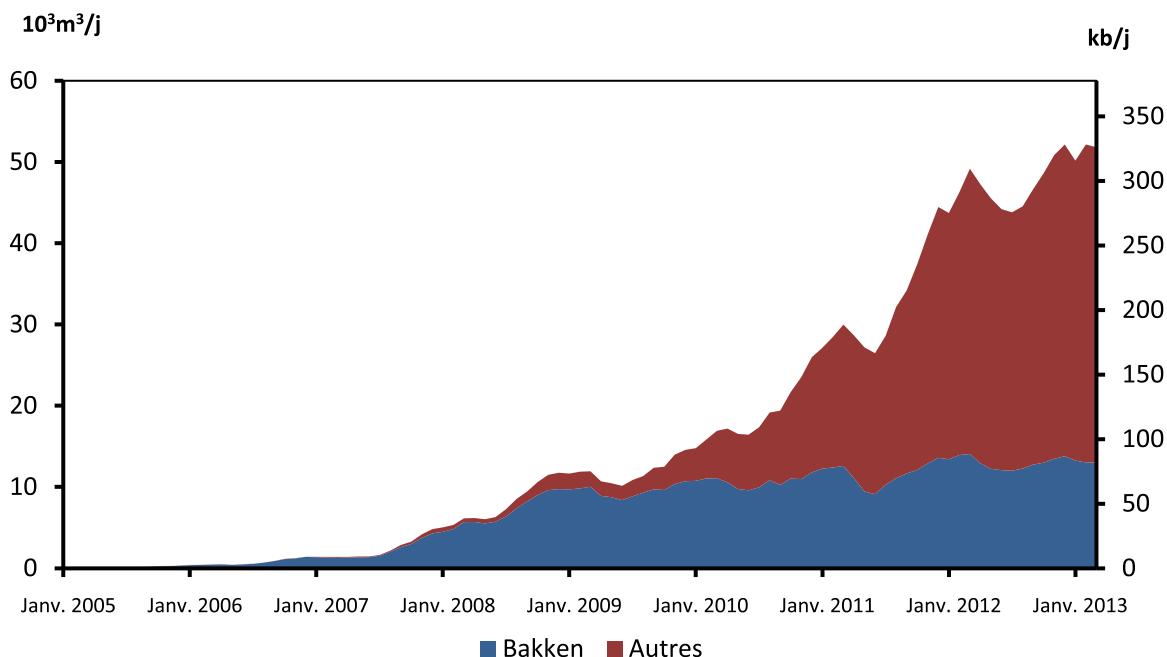
- Peu après que le progrès technologique est venu considérablement changer les perspectives de production gazière, les producteurs pétroliers ont voulu appliquer la même technologie à la production de pétrole brut. C'est ce qui a donné le pétrole de réservoirs étanches et de schiste.⁵ On fait du forage horizontal et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes dans des formations schisteuses, gréseuses et carbonatées de très faible perméabilité, d'où la possibilité d'extraire du pétrole d'un grand nombre de réservoirs auparavant considérés comme économiquement inexploitables ou inaccessibles.

⁵ Pétrole produit à partir du schiste riche en matière organique ou de grès, de silt, de calcaire et de dolomies de faible perméabilité. Ces réservoirs étanches exigent généralement que l'on combine les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes de manière à obtenir des débits suffisants de liquide pour des taux économiques de récupération.

- On a commencé à exploiter le pétrole de réservoirs étanches dans la formation de Bakken appartenant au bassin Williston des États américains du Dakota du Nord et du Montana. À la fin de 2012, la production approchait dans le premier de ces États des $123\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($770\ \text{kb}/\text{j}$)⁶; c'est sept fois plus qu'en 2005.
- Au Canada, l'exploitation initiale de pétrole de réservoirs étanches a surtout eu lieu dans la formation de Bakken, car le bassin Williston s'étend aussi en Saskatchewan et au Manitoba. On estime qu'à la fin de 2012, la production était de $14,2\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($89,4\ \text{kb}/\text{j}$). Le gros de la croissance de la production s'est opéré depuis le milieu de 2007. Il n'y a pas que la formation de Bakken, puisque d'autres réservoirs étanches sont exploités au Manitoba, en Saskatchewan et en Alberta. Au pays, la mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches en est aux premiers stades et les formations cibles paraissent devoir être nombreuses. La figure 2.2 décrit les niveaux de production de la formation de Bakken et d'autres réservoirs étanches comme ceux de Viking, du Shaunavon inférieur et de Cardium. On estime qu'en décembre 2012, la production canadienne de pétrole de réservoirs étanches s'établissait à $52,1\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($328\ \text{kb}/\text{j}$), soit environ 10 % de toute la production de pétrole brut au Canada.

FIGURE 2.2

Production canadienne de pétrole de réservoirs étanches

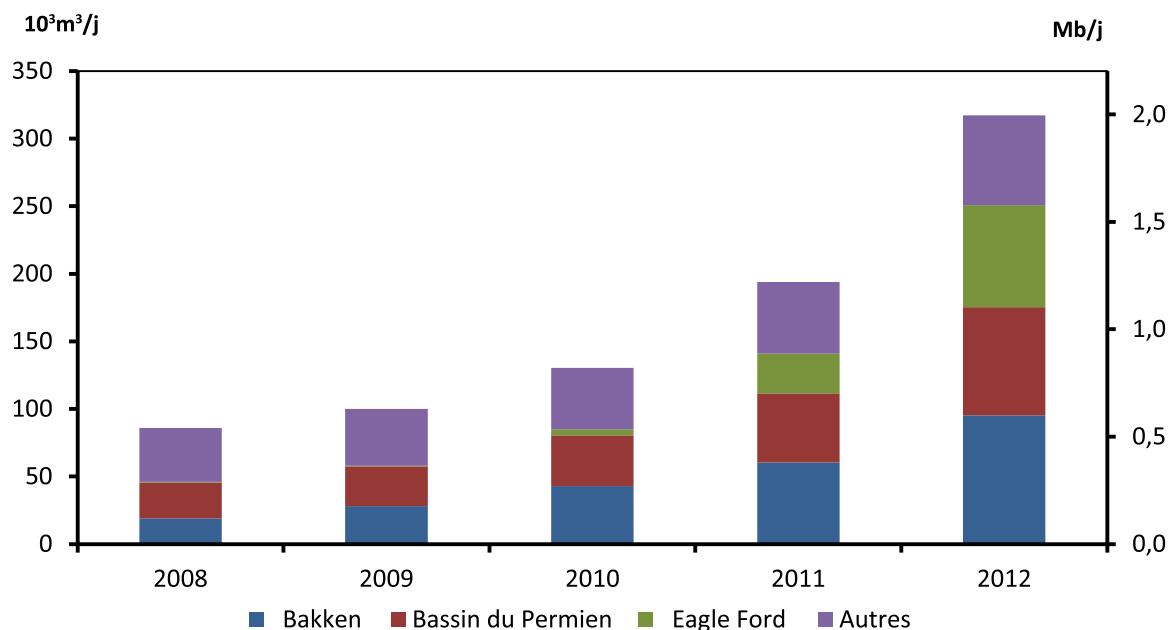


- Comme on peut le voir à la figure 2.3, la production de pétrole de réservoirs étanches a connu une progression rapide aux États-Unis surtout grâce à la formation de Bakken au Dakota du Nord et au Montana, au bassin du Permien et, plus récemment, à la formation schisteuse d'Eagle Ford au Texas. La zone de Monterey en Californie, la formation calcaire Mississippi au Kansas et en Oklahoma et le gisement Three Forks sous la formation de Bakken au Dakota du Nord sont d'un potentiel considérable.

6 Département des Ressources minérales du Dakota du Nord, *Historical monthly oil production statistics*. Consultation à www.dmr.nd.gov/oilgas/stats/statisticsvw.asp.

FIGURE 2.3

Production américaine de pétrole de réservoirs étanches



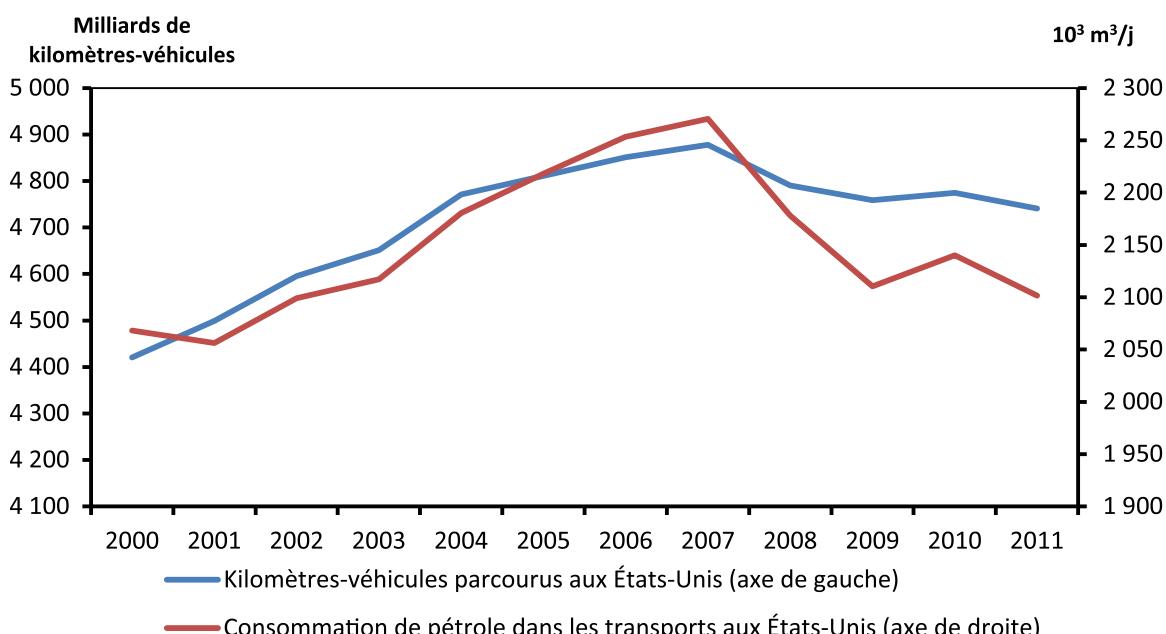
- D'après l'EIA, les États-Unis ont mis fin à un long recul de la production pétrolière, puisque la production de pétrole de réservoirs étanches s'est élevée en 2012 à 317,3 10³m³/j (2,0 Mb/j) et que, dans l'ensemble, la production pétrolière américaine a atteint 1 031,8 10³m³/j (6,5 Mb/j).
- En 2012, les États-Unis ont importé 1 349,5 10³m³/j (8,5 Mb/j) de pétrole brut. Dans son AEO de 2013, l'EIA prévoit que les importations américaines de pétrole tomberont à 1 079,1 10³m³/j (6,8 Mb/j) d'ici 2021 avant d'évoluer à nouveau à la hausse. Toutefois, d'autres observateurs prévoient que les importations resteront en décroissance à plus long terme. Dans ses Perspectives énergétiques mondiales (PEM) de 2012, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) dit que ces mêmes importations continueront à baisser jusqu'en 2035, ce qui est largement dû à la montée de la production américaine de pétrole de réservoirs étanches. Comme on en est aux premiers stades de l'exploitation de ce pétrole, les perspectives de production et de commerce sont particulièrement incertaines pour le moment. À l'heure actuelle, le pétrole brut canadien est entièrement exporté aux États-Unis et, par conséquent, l'augmentation de l'offre intérieure américaine présente un certain risque pour la croissance de ce débouché traditionnel des exportations canadiennes.
- Des formations schisteuses pétrolifères existent dans les bassins sédimentaires du monde entier et l'évaluation de ces ressources s'amplifie. Les gisements qui existent dans des pays comme la Russie et la Chine offrent un grand potentiel, mais la viabilité économique et sociale de leur exploitation est encore en grande partie à démontrer. Alors que les producteurs canadiens et américains peuvent bénéficier de la vaste infrastructure en place de l'industrie du pétrole et du gaz, la mise en valeur du pétrole de schiste sera sans doute bien plus lente dans beaucoup d'autres régions du monde, car il faudra de nombreuses années encore pour que celles-ci disposent de l'infrastructure nécessaire. Les vastes formations schisteuses pétrolifères dans le monde pourraient assurer un approvisionnement supplémentaire tel qu'il influe sur les prix pétroliers, à condition toutefois que les difficultés évoquées soient aplanies.

Demande d'énergie dans les transports en Amérique du Nord

- Il n'y a pas que l'offre d'énergie qui évolue, les tendances de la demande énergétique s'infléchissent progressivement en Amérique du Nord avec des conséquences sur le tableau de l'énergie pour ce continent.
- Cela vaut particulièrement pour la demande de pétrole du secteur des transports. Les PEM 2012 de l'AIE et AEO 2013 de l'EIA américaine prévoient tous deux un ralentissement de la demande de pétrole pour les transports par rapport aux taux de progression du passé. Cette évolution, jointe à l'augmentation de l'offre, constitue un grand facteur à la base des prévisions d'une réduction de la dépendance des États-Unis à l'égard des importations pétrolières.
- Le secteur américain des transports tient une grande place dans la demande pétrolière nord-américaine et mondiale. Selon des données de l'EIA, les États-Unis ont consommé 1 095,0 Mm³ (6,89 Gb) de produits pétroliers raffinés en 2011, ce qui représente 21 % de la consommation mondiale de pétrole et plus de 80 % de la consommation nord-américaine. Dans une proportion de 70 %, la demande américaine de ces produits vient du secteur des transports.
- Le ralentissement économique récent a influé sur l'activité de transport et la consommation d'énergie aux États-Unis. La figure 2.4⁷ nous indique que tant le nombre de kilomètres-véhicules parcourus (KVP) que la demande pétrolière pour les transports ont commencé à baisser en 2008, conséquence à la fois du recul économique et des prix record de l'essence.

FIGURE 2.4

Kilomètres-véhicules parcourus et consommation de pétrole dans les transports aux États-Unis



7 Données de l'administration fédérale des chaussées du département des Transports des États-Unis et de l'EIA.

- Un facteur clé dans les prévisions de ralentissement de la consommation pétrolière pour les transports d'après l'AIE et l'EIA est l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules. On s'attend à ce que les mesures récentes ou à venir de réglementation des émissions des véhicules de transport de personnes et de marchandises viennent rendre les voitures plus éconergétiques aussi bien au Canada qu'aux États-Unis.
- La démographie joue un rôle important dans la croissance économique et celle-ci tient à son tour une grande place dans la demande propre au secteur des transports. Elle a aussi une incidence directe sur la composition de la demande de transport, car les habitudes tendent à varier selon les groupes d'âge.⁸ Avec le vieillissement de la population, on prévoit que des pressions à la baisse s'exerceront sur la demande de navette. Des recherches récentes du Transportation Research Institute de l'université du Michigan révèlent en outre que les jeunes sont proportionnellement moins nombreux à obtenir des permis de conduire si on les compare aux jeunes des générations passées.⁹ Cette tendance est également de nature à réduire la demande de transport à long terme.
- L'utilisation croissante de carburants de remplacement pour les transports pourrait aussi réduire la demande à long terme de produits pétroliers raffinés destinés aux moyens de transport en Amérique du Nord. Le Canada, les États-Unis et le Mexique énoncent des exigences en matière de biocarburants en prescrivant notamment leur usage en mélange avec l'essence et le diesel. Dans le secteur des voitures particulières, on s'intéresse aux VE rechargeables pour le transport de personnes. Mentionnons comme autre perspective de croissance le gaz naturel en tant que grande énergie de remplacement et plus particulièrement le GNL pour le transport de marchandises. On s'intéresserait surtout au camionnage de long parcours où les véhicules sont appelés à retourner fréquemment en un lieu central.
- Dans le scénario de référence, la demande de transport au Canada augmente à un rythme annuel moyen de 0,8 %. Cette hausse modérée le cède à la tendance historique. Notre projection subit fortement l'influence de la prise en compte des mesures de réglementation des émissions du transport de personnes et de marchandises, dont on attend une amélioration de l'efficacité énergétique. Les projections dégagent en outre les parts détenues par les biocarburants en fonction de la réglementation fédérale et provinciale. Elles font également voir des pénétrations modérées sur les marchés des VE et des véhicules fonctionnant au gaz naturel (VGN).

Composition de l'offre d'électricité

- La composition de l'offre d'électricité a évolué ces dernières années en Amérique du Nord avec des conséquences sur la consommation de charbon, de gaz naturel et d'énergies renouvelables. La part de la production électrique alimentée au charbon a diminué, mais les parts correspondantes du gaz naturel et des énergies renouvelables hors hydroélectricité ont augmenté en réaction à l'évolution des conditions économiques, de la réglementation gouvernementale et des préoccupations d'ordre environnemental.

8 Le récent rapport annuel de Transports Canada, *Les Transports au Canada 2011*, comprend un chapitre intitulé « Aperçu, tendances et enjeux futurs » avec un traitement en profondeur d'un grand nombre de ces questions. Consultation à <http://www.tc.gc.ca/fra/politique/rapport-aca-anre2011-index-3010.htm>.

9 Sivak et Schoettle. “Update: Percentage of Young Persons with a Driver’s License Continues to Drop.” *Traffic Injury Prevention*, 2012. Consultation à <http://www.tandfonline.com/roi/full/10.1080/15389588.2012.696755>.

- En 2011, le charbon est intervenu pour un peu plus de 40 % de la production d'électricité aux États-Unis et pour 13 % au Canada. Dans le premier de ces pays, il demeure la source la plus répandue de production d'électricité, mais l'importance relative des centrales au charbon régresse tant au Canada qu'aux États-Unis, en grande partie à la suite d'un recours accru au gaz naturel et d'initiatives de politique publique comme l'élimination progressive des centrales au charbon en Ontario.
- À court terme, on délaisse le charbon pour le gaz naturel dans la production d'électricité là où le gaz naturel commande des prix concurrentiels par rapport au charbon. Récemment, la production électrique alimentée au gaz naturel a égalé ou dépassé la production alimentée au charbon. En avril 2012, le charbon et le gaz naturel ont figuré chacun pour 32 % dans toute la production américaine. La même année au Canada, la production au gaz naturel s'est élevée en proportion au-dessus de la production au charbon.
- Le remplacement du charbon par le gaz naturel a été moindre en 2013, car les prix gaziers ont quitté leurs bas niveaux de 2012. Précisons toutefois que les politiques gouvernementales américaines et canadiennes devraient décourager l'utilisation de charbon à long terme.
- Au Canada, des mesures fédérales de réglementation adoptées en 2012 prévoient que les centrales au charbon entrant en exploitation après le 1er juillet 2015 ne devront pas émettre plus de 420 tonnes métriques de dioxyde de carbone (CO₂) par GWh, ce qui souvent correspond à un niveau de fort rendement énergétique pour les centrales au gaz naturel. Les centrales existantes qui ne peuvent adhérer à cette norme doivent être mises hors service après 50 ans d'exploitation ou encore à la fin de 2019 ou 2029 (selon leur date de mise en service), selon la plus hâtive de ces dates. Pour observer les nouvelles règles, les centrales au charbon devront probablement se doter d'un matériel de capture et stockage de carbone (CSC). C'est pourquoi l'importance relative de la production d'électricité au charbon devrait sans cesse décroître au Canada.
- Aux États-Unis, plusieurs mesures de réglementation viennent limiter les concentrations de mercure, de dioxyde de soufre, d'oxyde nitreux et d'autres polluants émis par les centrales au charbon. Citons les normes nationales américaines sur la qualité de l'air ambiant, le mercure et les toxiques atmosphériques, le mercure dans l'atmosphère (« Clean Air Mercury Rules ») et la dépollution de l'air entre les États (« Clean Air Interstate Rules »). Ajoutons que des coûts moindres en immobilisations incitent à construire des centrales au gaz naturel plutôt qu'au charbon.
- Les investissements nécessaires au respect de ces normes par les exploitants de centrales au charbon accroissent le coût de la production d'électricité. Pour les États-Unis, on propose des règles encore plus strictes qui, en cas d'adoption, pourraient tout simplement empêcher de construire de nouvelles centrales au charbon avec la technologie existante. Les installations en question pourraient alors être incapables de se conformer aux normes et de demeurer concurrentielles sur le marché. Dans ses prévisions les plus récentes, l'EIA estime que seulement 3 % de la puissance supplémentaire installée aux États-Unis de 2012 à 2040 prendra la forme de centrales au charbon. En revanche, selon ces mêmes prévisions, les centrales au gaz naturel ajouteront 63 % en capacité et les énergies renouvelables, 31 %.
- Dans les deux pays, les énergies renouvelables hors hydroélectricité (vent, soleil, biomasse, etc.) ont été en proportion les sources les plus en croissance dans la production d'électricité. Les encouragements gouvernementaux aux États-Unis (crédits d'impôt fédéraux, politiques des États, etc.) et l'adoption de cibles et de normes pour les énergies renouvelables au Canada ont contribué à cette progression. De 2005 à 2012, la production éolienne et solaire

a septuplé aux États-Unis et la production attribuable à toutes les énergies renouvelables hors hydroélectricité a presque doublé au Canada. C'est ainsi que la proportion de la production électrique tirée de sources renouvelables non hydroélectriques a atteint, en 2012, 3 % au Canada et 5 % aux États-Unis.

- L'AIE signale dans ses PEM 2012 que le rôle de l'énergie nucléaire est en recul depuis l'accident en 2011 de la centrale Daiichi à Fukushima. Dans l'ensemble, la production nucléaire dans le monde a diminué respectivement de 9 et de 7 % en 2011 et 2012. Beaucoup de pays ont révisé leurs politiques de l'énergie nucléaire, tandis qu'en Amérique du Nord, un recours accru au gaz naturel bousculait l'énergie nucléaire comme facteur d'augmentation de la puissance installée.
- Les politiques et les règlements qui influent sur la production d'électricité continuent d'évoluer, tout comme les facteurs économiques propres aux diverses sources de production électrique. Ces facteurs sont de grands déterminants de la composition projetée de l'offre d'électricité. Dans notre analyse, nous nous attendons à ce que le remplacement du charbon par le gaz et la progression des sources renouvelables non hydroélectriques de production d'électricité se maintiennent à long terme. Selon nous, aucune capacité nucléaire supplémentaire ne sera mise en exploitation, mais nos projections tiennent compte des remises en état planifiées en Ontario.

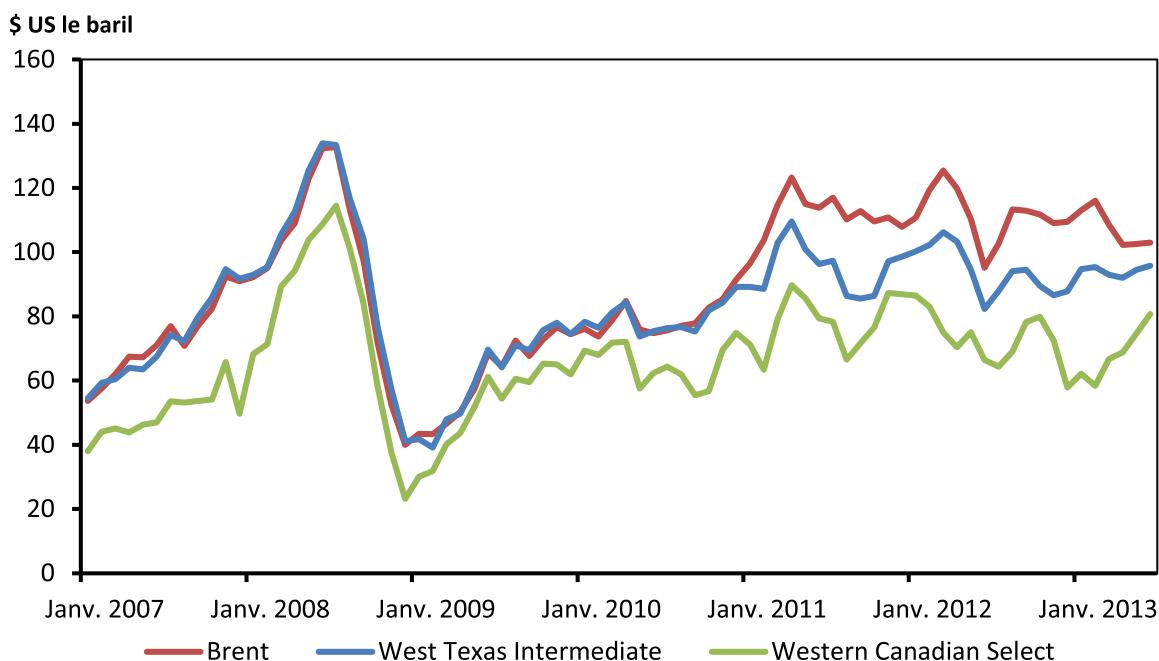
Énergie canadienne sur les marchés nord-américains et mondiaux

Infrastructure de transport pétrolier et écarts de prix

- En Amérique du Nord, l'infrastructure de transport énergétique réagit normalement à l'évolution des tendances de l'offre et de la demande. Généralement, on dispose d'une capacité suffisante pour absorber les hausses de production. Aux États-Unis, la production de pétrole de réservoirs étanches a crû rapidement et son rythme est bien supérieur à ce que prévoyaient maints observateurs du marché. De plus, beaucoup s'attendaient à ce que le projet Keystone XL commence à ajouter à la capacité des oléoducs à compter de 2012, mais ce projet attend toujours qu'une décision définitive soit rendue par les autorités américaines. C'est pourquoi le développement de l'infrastructure de transport pétrolier a accusé un retard sur l'évolution de l'offre pendant la majeure partie de 2011 et 2012.
- La progression rapide de l'approvisionnement en pétrole de réservoirs étanches, jointe à l'augmentation incessante de la production tirée des sables bitumineux, a créé un engorgement du marché pétrolier du milieu du continent aux États-Unis avec des goulets d'étranglement à des points névralgiques du réseau pipelinier nord-américain.
- Le prix du West Texas Intermediate (WTI), qui est considéré comme la référence nord-américaine, est déterminé à Cushing en Oklahoma, carrefour d'un grand nombre d'oléoducs. À mesure que la production augmentait, ce carrefour a connu un blocage en 2011, n'ayant pas la capacité voulue pour acheminer le brut en quantité croissante hors du milieu du continent.
- Avant 2011, le WTI suivait de près le prix international du Brent, qui est la référence européenne. En raison de la suroffre de brut à Cushing, le WTI a perdu de sa valeur par rapport au Brent à partir de 2011, ainsi que l'illustre la figure 2.5. À la même époque, des événements géopolitiques et des problèmes de production en mer du Nord (point de fixation du prix du Brent) ont exercé une pression à la hausse sur celui-ci. Ensemble, ces facteurs ont fait que le WTI s'est établi en moyenne à près de 17 \$ US le baril sous le Brent tout au long de 2011 et de 2012.

FIGURE 2.5

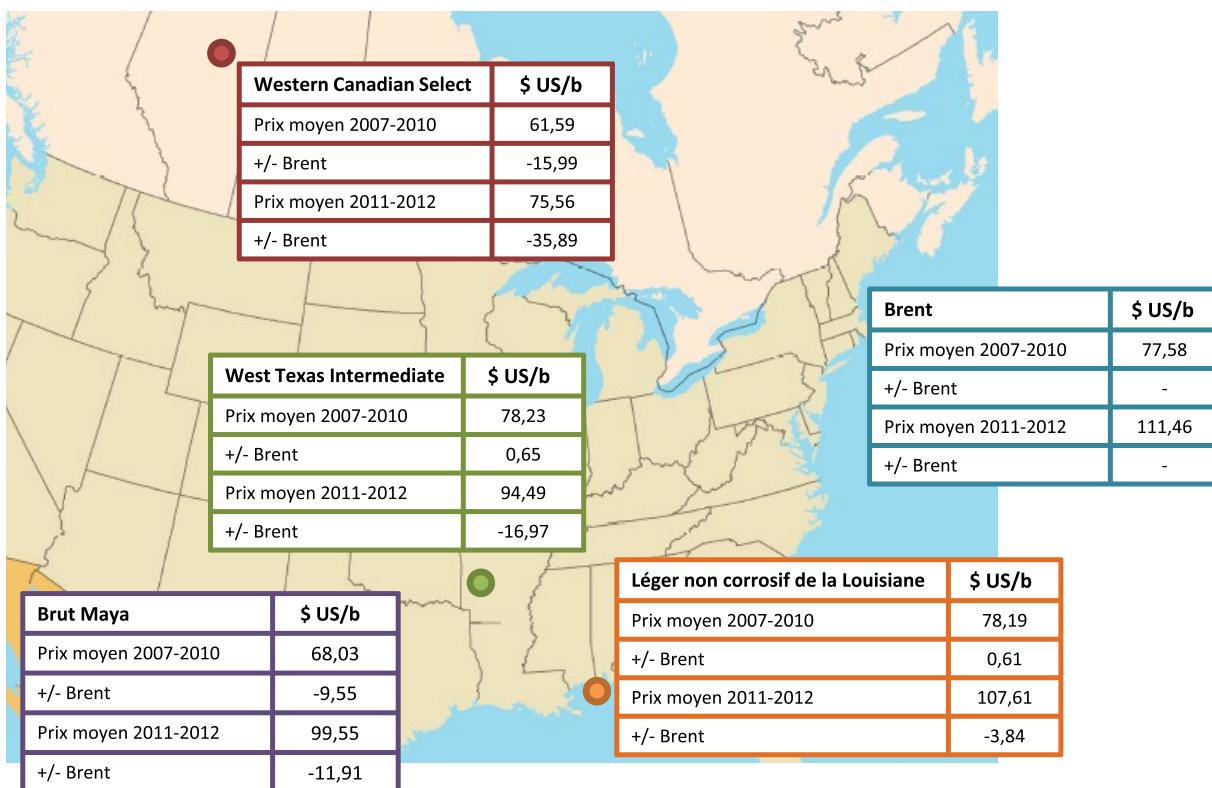
Prix pétroliers de référence



- Dans le réseau de transport pétrolier, d'autres goulots d'étranglement ont vu le jour plus en amont de Cushing avec comme résultat de nouvelles baisses de prix pour un certain nombre de producteurs, plus particulièrement pour les producteurs de pétrole lourd au Canada. La valeur de référence principale pour le brut lourd canadien, le Western Canadian Select (WCS), s'est échangée à 16,64 \$ US le baril sous le prix du WTI de 2007 à 2010. Dans les conditions habituelles du marché, ce prix inférieur s'explique par le coût d'expédition du pétrole lourd canadien vers les marchés et par la moindre qualité du WCS par rapport au WTI. Tout au long de 2011 et 2012, le prix du WCS s'est échangé en moyenne à près de 19 \$ US le baril sous le prix du WTI. Par moments, l'écart a été irrégulier et, à quelques occasions, la différence mensuelle moyenne s'est accrue à plus de 30 \$ US le baril.
- Les arrêts et les réaménagements de raffineries ont également influé sur les différences de prix, expliquant en grande partie les mouvements irréguliers de l'écart WTI-WCS. Les travaux d'entretien à plusieurs raffineries de pétrole lourd au milieu du continent ont concouru à l'engorgement et accentué les écarts. Il faut aussi dire que la raffinerie BP à Whiting en Indiana fonctionnait à moindre régime, subissant alors des transformations devant permettre de traiter des quantités beaucoup plus élevées de brut lourd. C'est pourquoi les producteurs ont écoulé plus de brut lourd sur le marché déjà surapprovisionné du milieu du continent.
- La figure 2.6 montre que, si les prix du brut intérieur ont baissé par rapport aux prix internationaux ces dernières années, le prix du brut en des lieux reliés au marché international par accès à des ports littoraux (on peut penser au léger non corrosif de la Louisiane sur la côte américaine du golfe du Mexique) a suivi de plus près le prix international. Le prix du brut Maya, référence du pétrole lourd mexicain, est également pris en compte dans cette figure. C'est un brut d'une qualité semblable à celle du WCS, mais il jouit d'un meilleur accès aux marchés pétroliers internationaux.

FIGURE 2.6

Prix pétroliers de référence et écarts



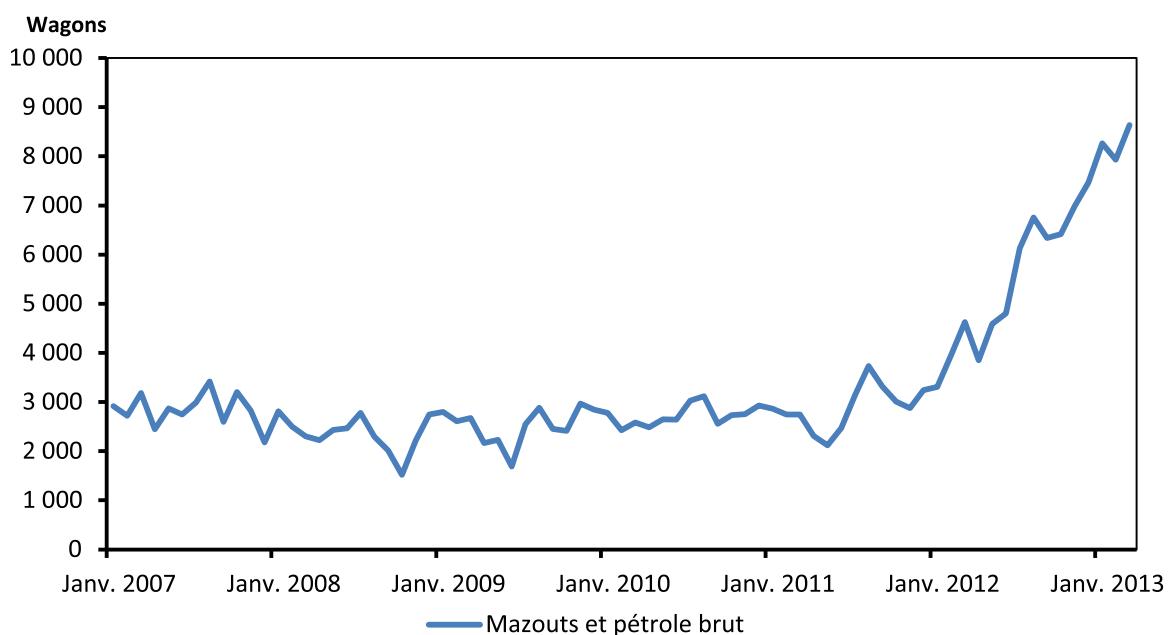
- Les premiers mois de 2013, les écarts Brent-WTI et WTI-WCS se sont mis à rétrécir. Plusieurs oléoducs ont été mis en exploitation en vue de faire disparaître les principaux goulots d'étranglement. Il y a notamment eu l'inversion de l'oléoduc Seaway qui a accru la capacité d'acheminement de pétrole de Cushing vers la côte du golfe du Mexique. Les producteurs pétroliers ont de plus en plus utilisé le rail pour éviter les goulots et accéder aux marchés nord-américains aux prix supérieurs. On a mené à terme les travaux d'agrandissement de la raffinerie Marathon à Detroit et, en juillet 2013, les principaux volets du chantier de transformation de la raffinerie BP à Whiting ont atteint le stade de la mise en service, ajoutant ainsi à la capacité de raffinage de pétrole lourd du Midwest. Au milieu de 2013, les écarts entre le Brent, le WTI et le WCS se sont rapprochés des niveaux du passé, d'où l'impression que le milieu du continent n'était plus en état de surapprovisionnement, du moins dans l'immédiat.
- Nombreux sont les observateurs du marché qui ont fait remarquer que les prévisions de maintien de la croissance de la production tirée des sables bitumineux et des réservoirs étanches dépendent du caractère suffisant de l'infrastructure de transport en place et des débouchés s'offrant au pétrole brut. Aux fins de notre analyse, nous supposons que l'infrastructure et les marchés seront suffisants tout au long de la période de projection. Si ces hypothèses ne devaient pas se vérifier, les contraintes de pipelines et les écarts de prix auraient une incidence probable sur les producteurs ces prochaines années, ainsi que sur la filière énergétique en général. Voilà une grande incertitude entachant les projections du rapport AE 2013.

Transport ferroviaire de pétrole

- Les goulots d'oléoducs et les écarts de prix que nous avons décrits ont incité les expéditeurs de pétrole à trouver d'autres moyens d'acheminement vers les marchés.
- On transporte de plus en plus le pétrole par chemin de fer aux États-Unis et au Canada. La souplesse de ce moyen de transport permet d'acheminer le produit des régions sans oléoduc vers la presque totalité des destinations nord-américaines dotées d'installations de déchargement ferroviaire.
- Le transport de pétrole par chemin de fer a particulièrement été utilisé dans les zones d'extraction pétrolière en formation schisteuse et en réservoir étanche aux États-Unis, où la production a augmenté rapidement. En se servant du réseau ferroviaire en place et en ajoutant de nouvelles installations de chargement, on peut habituellement accroître les capacités en moins de temps que par pipeline. Dans la formation de Bakken au Dakota du Nord, la production pétrolière a monté en moyenne de 27,2 à 105,5 Mm³/j (de 171 à 664 kb/j) de 2008 à 2012.¹⁰ Pendant la même période, la capacité pipelinière s'est accrue de 43,2 à 73,6 Mm³/j (de 272 à 463 kb/j) et la capacité ferroviaire, de 4,8 à 104,9 Mm³/j (de 30 à 660 kb/j).¹¹
- Au Canada, le rail tient une place modeste mais grandissante dans le transport de pétrole. En 2012, le nombre de wagons transportant du mazout et du brut est passé d'environ 3 000 à 8 000 selon les données de Statistique Canada (figure 2.7).

FIGURE 2.7

Wagons de mazouts et de pétrole brut dans l'Ouest canadien



10 Gouvernement du Dakota du Nord. *North Dakota Drilling and Production Statistics*. Consultation à <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/stats/statisticsvw.asp>.

11 Autorité pipelinère du Dakota du Nord. *Oil Transportation Table*. Consultation à <http://northdakotapipelines.com/oil-transportation-table/>.

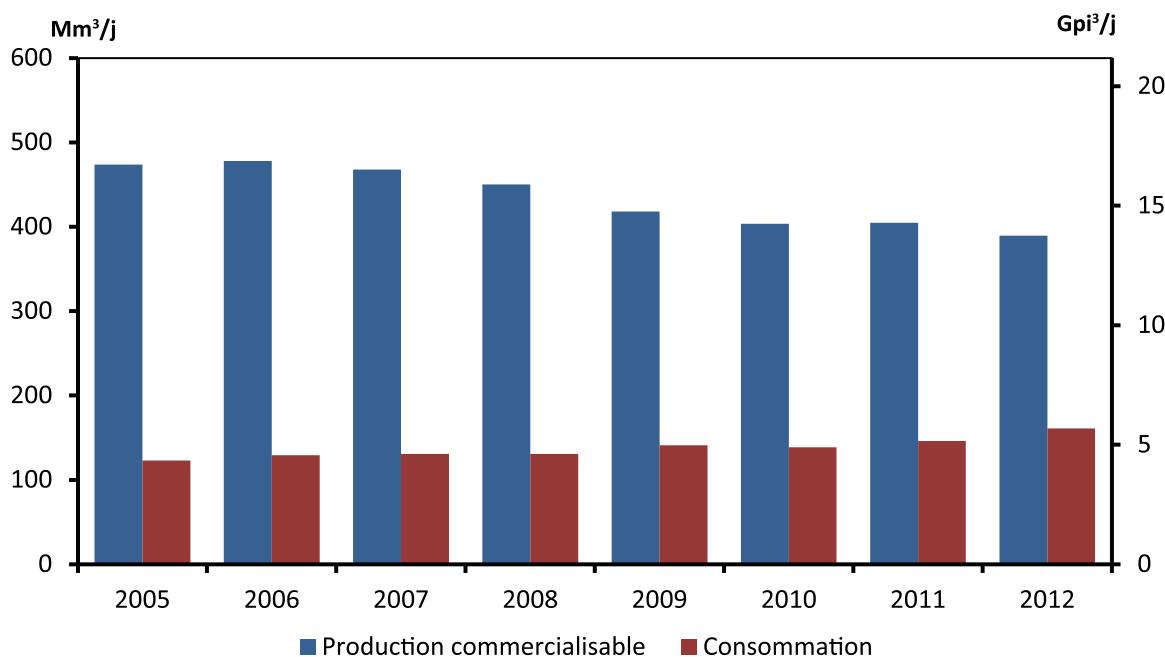
- Dans cette analyse, nous supposons qu'on met en place une infrastructure de transport énergétique convenant aux besoins. Le lecteur n'y trouvera pas d'évaluations particulières pour le transport ferroviaire de pétrole. Il est cependant probable qu'à court terme, le rail continue de jouer un grand rôle en assurant une capacité supplémentaire de transport.
- Dans une perspective à moyen terme, le recours au transport ferroviaire au Canada aura à voir avec des hausses de capacité pipelière d'acheminement hors du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Si on ne devait pas se doter de cette capacité nouvelle, il est possible que les écarts de prix déjà signalés s'accroissent une fois de plus, ce qui inciterait les producteurs à recourir davantage au transport ferroviaire. Par ailleurs, une capacité pipelière supplémentaire pourrait aider à diminuer les écarts avec un effet de ralentissement sur la demande d'expédition de brut par chemin de fer.
- L'adoption de règles ou de règlements nouveaux en raison des préoccupations suscitées par un trafic ferroviaire accru en matière de sécurité et d'environnement est susceptible d'influer sur l'utilisation du chemin de fer pour le transport du brut.

Variations des flux gaziers en Amérique du Nord

- Ces dernières années, une évolution considérable, tant quantitative que géographique, des tendances de la production gazière a influé sur les flux gaziers traditionnels en Amérique du Nord.
- En 2005, près du quart de la production au Canada, aux États-Unis et au Mexique venait du BSOC. Les débouchés habituels de la production pétrolière du BSOC sont notamment l'Ontario, le Québec, le Nord-Est des États-Unis et le Midwest américain ainsi que la côte du Pacifique.
- Les baisses des prix du gaz naturel ont réduit ces dernières années les forages de gaz classique dans le BSOC. Depuis 2006, la production régresse. En Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan, elle est montée à 478,0 Mm³/j (16,9 Gpi³/j) en 2006. En 2012, elle était tombée à 389,4 Mm³/j (13,7 Gpi³/j) (figure 2.8). C'est moins de 17 % de la production gazière nord-américaine.
- Pendant ce temps, la demande régionale de gaz naturel augmentait. En Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, la consommation gazière a monté de 129,1 à environ 160,9 Mm³/j (de 4,6 à 5,7 Gpi³/j) de 2006 à 2012. Le gros de cette progression est attribuable à la consommation croissante de gaz naturel dans l'exploitation des sables bitumineux. L'augmentation de la consommation et la diminution de la production ont fait qu'un volume moins grand de gaz a été expédié en dehors du BSOC.

FIGURE 2.8

Production et consommation combinées de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan



- D'autres facteurs sont intervenus dans l'évolution des flux gaziers en Amérique du Nord. Notons en particulier qu'un certain nombre de nouveaux gisements de gaz de schiste aux États-Unis se trouvent à proximité de marchés traditionnellement desservis par le BSOC. Un exemple de choix est la zone schisteuse Marcellus dans le Nord-Est des États-Unis. Elle s'étend sur la majeure partie de la Pennsylvanie, de la Virginie-Occidentale et de l'État de New York. En Pennsylvanie, la production a progressé de 20,8 à 134,8 Mm³/j (de 733 Mpi³/j à 4,8 Gpi³/j) entre le début de 2010 et la fin de 2011.
- Une production grandissante dans la zone Marcellus a rendu moins nécessaires les exportations canadiennes vers le Nord-Est des États-Unis. En volume, les exportations combinées aux points frontaliers de l'Ontario et du Québec ont régressé de 65,2 à 25,6 Mm³/j (de 2,3 Gpi³/j à 904,4 Mpi³/j) entre 2006 et 2012.
- Parallèlement, les importations gazières du Canada, la plupart à destination de l'Ontario et du Québec, ont monté de 26,6 à 80,6 Mm³/j (de 938,1 Mpi³/j à 2,8 Gpi³/j) de 2006 à 2012. En Ontario, on a transformé un certain nombre de pipelines servant traditionnellement à l'exportation pour que le gaz circule dans les deux directions et que plus de gaz soit importé au besoin des États-Unis.
- Dans le scénario de référence, la production gazière du BSOC continue de décroître jusqu'en 2018. Par ailleurs, la consommation continue de croître en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Ensemble, ces projections impliquent que le gaz expédié hors du BSOC restera en décroissance à moyen terme. Notre analyse ne précise pas la direction que prendront les futurs flux gaziers. Il existe un certain nombre d'incertitudes, notamment quant à l'offre et à la demande de gaz, au développement de l'infrastructure et aux droits pipeliniers.

-
- La prévision de ces flux futurs dépasse notre propos. Il faut dire que le marché gazier nord-américain est hautement intégré, que les ressources abondent tant au Canada qu'aux États-Unis et que les forces du marché ont pour effet d'équilibrer l'offre et la demande. C'est pourquoi on peut s'attendre à ce que l'offre suffise à la demande au Canada.

Exportations de GNL du Canada et des États-Unis

- En Amérique du Nord, le marché gazier est continental, c'est-à-dire que le bilan intérieur de l'offre et de la demande détermine en grande partie ce que seront les prix du gaz naturel.
- À l'extérieur du continent, il existe divers marchés possédant leur propre dynamique d'établissement des prix, d'offre et de demande. Certaines régions ont un approvisionnement intérieur limité en gaz et comptent sur les importations pour combler le gros de leur demande. D'autres régions produisent plus de gaz naturel qu'elles n'en ont besoin. Là où il est impossible de mettre des gazoducs en place, le GNL peut permettre de rejoindre les marchés, c'est-à-dire de relier exportateurs et importateurs.
- Le GNL est un gaz naturel refroidi à -162°C, qui est son point de liquéfaction. Il présente une plus grande densité énergétique à l'état liquide qu'à l'état gazeux, ce qui rend économique son transport dans des navires et des véhicules spécialement conçus à cette fin.
- Les échanges mondiaux de GNL ont commencé vers le milieu des années 1960. Depuis, ils ont connu une croissance soutenue en volume, s'établissant à une valeur estimative de 237,7 Mt/a en 2012.¹² En transposition à l'état gazeux, cela correspond approximativement à 898,4 Mm³/j (31,7 Gpi³/j), soit un peu plus de 10 % de la consommation mondiale de gaz naturel.
- Les cinq premiers pays exportateurs de GNL en 2012 ont été le Qatar, la Malaisie, l'Australie, le Nigeria et l'Indonésie. Ensemble, ces pays ont été à l'origine de 67 % des exportations de GNL. En 2012, l'Asie a occupé le premier rang avec 70 % de toutes les importations de ce produit et l'Europe, le deuxième.
- Pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement, la majorité des importateurs de GNL se procurent la plus grande partie de leur gaz naturel en passant des contrats à long terme. Les prix contractuels sont souvent liés au prix du pétrole brut. En 2012, les prix du GNL en Corée et au Japon se situaient entre 13 et 18 \$ US/MBTU.
- La supériorité des prix internationaux sur les prix nord-américains pour ce produit a incité les producteurs gaziers et d'autres participants au marché à proposer des projets de terminal d'exportation de GNL en Amérique du Nord.
- Au Canada, on a présenté diverses propositions d'exportation. Au moment où nous rédigeons ces lignes, l'Office a délivré des licences à long terme pour trois de ces projets, tous en vue d'exportations à partir du littoral de la Colombie-Britannique, et cinq autres demandes étaient à l'étude, dont quatre en vue de l'exportation de GNL à partir de ce même littoral. Le projet de Jordan Cove vise l'exportation par gazoduc vers les États-Unis à destination d'installations en Oregon. Pour l'instant, aucun promoteur n'a annoncé avoir donné définitivement le feu vert à la réalisation de son projet.

12 Union internationale du gaz. *World LNG Report 2013*, consultation à http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/IGU_world_LNG_report_2013.pdf.

T A B L E A U 2 . 1**Licences et demandes en cours d'examen d'exportation de gaz naturel à long terme au 1^{er} octobre 2013**

Promoteur	Licence d'exportation de l'Office	Date de délivrance	Volume de GNL (en équivalence approximative de gaz naturel)
KM LNG	GL-298	Novembre 2011	10 Mt/a (36,3 Mm ³ /j, 1,28 Gpi ³ /j)
B.C. LNG Export Co-operative	GL-299	Avril 2012	1,8 Mt/a (6,6 Mm ³ /j, 232 Mpi ³ /j)
LNG Canada	GL-300	Février 2013	24 Mt/a (91,6 Mm ³ /j, 3,23 Gpi ³ /j)
Prince Rupert LNG	s.o.	Examen en cours	21,6 Mt/a (82,4 Mm ³ /j, 2,91 Gpi ³ /j)
WCC LNG	s.o.	Examen en cours	30 Mt/a (113,3 Mm ³ /j, 4,00 Gpi ³ /j)
Pacific NorthWest LNG	s.o.	Examen en cours	19,7 Mt/a (77,6 Mm ³ /j, 2,74 Gpi ³ /j)
Woodfibre LNG	s.o.	Examen en cours	2,1 Mt/a (8,1 Mm ³ /j, 288 Mpi ³ /j)
Jordan Cove LNG	s.o.	Examen en cours	43,9 Mm ³ /j, 1,55 Gpi ³ /j

- Aux États-Unis, on compte aussi plusieurs propositions d'exportation de GNL vers des pays avec lesquels les Américains ne sont pas liés par un accord de libre-échange. Pour la plupart, les installations projetées se trouvent sur la côte américaine du golfe du Mexique. Au moment où nous rédigeons ces lignes, le département de l'Énergie des États-Unis a délivré trois autorisations d'exportation; leurs titulaires seront en mesure d'exporter partout dans le monde. La quantité de gaz naturel correspondant à ces autorisations est de 158,6 Mm³/j (5,6 Gpi³/j).
- L'analyse que livre le rapport AE 2013 dégage des valeurs croissantes d'exportation de GNL à partir du littoral de la Colombie-Britannique : 28,3 Mm³/j (1,0 Gpi³/j) en 2019, 56,6 Mm³/j (2,0 Gpi³/j) en 2021 et 85,0 Mm³/j (3,0 Gpi³/j) en 2023. On notera qu'il s'agit d'une hypothèse, et non pas d'une estimation de ce que pourraient être ces exportations en volume. C'est une hypothèse qui se prête à l'analyse d'autres résultats de première importance (production de gaz, demande d'énergie, projections macroéconomiques, etc.). Le volume présenté n'est lié à aucun projet canadien en particulier au tableau 2.1, ni à tout autre projet proposé.
- Le volume éventuel des exportations de GNL pourrait être supérieur ou inférieur à celui de notre analyse. Il subsiste de grandes incertitudes, notamment en ce qui concerne les prix du gaz naturel en Amérique du Nord, la concurrence des autres bassins d'approvisionnement en GNL, le rythme de croissance de la demande de GNL et la capacité qu'auront les promoteurs canadiens de décrocher des contrats avec des acheteurs. Ces facteurs et d'autres liés au marché détermineront ce que pourraient être les volumes d'exportations de GNL du Canada.

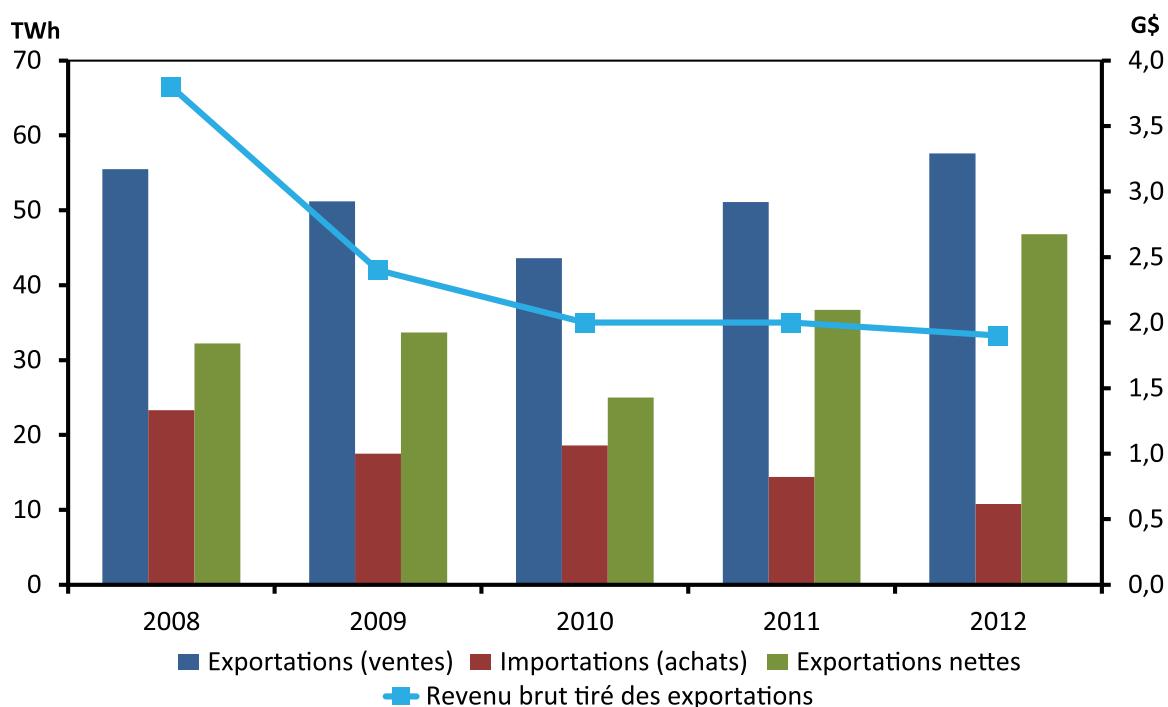
Exportations, importations et échanges inter provinciaux d'électricité

- Les marchés de l'électricité diffèrent des autres marchés de produits de base à plusieurs égards importants. La différence la plus grande tient à l'incapacité de stocker facilement l'électricité en quantités commerciales. À la différence des marchés du gaz et du pétrole où les prix sont souvent établis à l'échelle mondiale ou continentale, les marchés de l'électricité se caractérisent par une fixation plus régionale des prix. Malgré ces différences, beaucoup des grandes tendances déjà évoquées dans ce chapitre auront influé sur un marché nord-américain de l'électricité en forte intégration.

- Le Canada est un exportateur net d'électricité aux États-Unis. De grandes quantités d'électricité sont aussi transférées entre les provinces. Les échanges interprovinciaux et internationaux favorisent la fiabilité des réseaux électriques. En reliant les régions, les provinces et les États peuvent tirer parti des différences de périodes de pointe non seulement pendant la journée, mais aussi durant l'année. Au Canada, les pointes saisonnières se présentent principalement en période hivernale de chauffage et, aux États-Unis, en période estivale de climatisation.
- Des facteurs comme la proximité de la demande et l'infrastructure en place ont certes de l'importance, mais la disponibilité de la source de combustible la plus économique dans une région vient influencer largement l'évolution régionale de l'approvisionnement en électricité. Dans l'histoire, les provinces qui ont exporté de grandes quantités d'électricité étaient à vocation hydroélectrique. Il s'exporte généralement plus d'électricité dans les années de précipitations abondantes où les réservoirs hydroélectriques sont bien garnis.
- La contraction économique de 2009 a réduit la demande continentale d'électricité. Ce n'est qu'aujourd'hui que le Canada revient aux niveaux de demande antérieurs à la récession. Aux États-Unis, la demande globale le cède toujours à son niveau de culmination en 2007. La baisse de la demande et des prix du gaz naturel a réduit les prix de gros de l'électricité dans toute l'Amérique du Nord. Dans bien des régions où exporte le Canada, les prix ont chuté environ de moitié de 2008 à 2012.
- Les conditions d'offre et de demande, y compris les hauts niveaux de remplissage des réservoirs hydroélectriques au Canada, ont fait que notre pays a été un exportateur net en 2012. En 2011, les exportations annuelles en valeur nette dépassaient de 45 % celles de 2010. En 2012, la valeur nette a été de 47 TWh grâce à des exportations records de 58 TWh et à des importations moindres de 11 TWh.
- Il s'exporte plus d'électricité en quantité, mais les prix ont baissé, d'où un revenu moindre tiré des exportations par rapport au passé. En 2008 par exemple, des exportations de 56 TWh ont rapporté 3,8 milliards de dollars contre des valeurs correspondantes en 2012 de près de 58 TWh et de 1,9 milliard de dollars seulement.

FIGURE 2.9

Valeur annuelle des importations, des exportations et des revenus tirés des exportations d'électricité au Canada



- À en juger par les perspectives de l'économie et de la demande d'électricité, les prix de gros de l'électricité devraient demeurer à de bas niveaux plusieurs années encore. À l'heure actuelle, il existe beaucoup d'incertitude au sujet de la rentabilité relative de la construction d'installations de production et de transport pour l'exportation. Comme rien ne garantit qu'il y aura des contrats d'exportation à long terme et des prix de gros supérieurs, nous supposons que de grands projets de centrale hydroélectrique comme ceux de Conawapa au Manitoba et de Gull Island au Labrador ne seront pas mis en chantier pendant la période de projection. Nous excluons également de cette période d'importants projets infrastructurels à forte intensité de capital comme les projets de nouvelles centrales nucléaires en Ontario, en partie en raison de la disponibilité d'une capacité de production à moindre coût, sans oublier les importations en provenance d'autres régions.
- Dans le scénario de référence, nous prévoyons que la disponibilité nette d'électricité pour l'exportation restera près des niveaux actuels jusqu'en 2030. En 2035, on devrait revenir aux niveaux du passé avec une valeur annuelle de 30 TWh comparée aux 47 TWh de 2012. On prévoit également que les transferts interprovinciaux d'électricité diminueront légèrement de 2012 à 2035, passant de 52 à 51 TWh.

FACTEURS CLÉS

- Le rapport AE 2013 envisage trois cas : scénario de référence avec une vision modérée des prix futurs de l'énergie et de la croissance économique, et deux scénarios de sensibilité décrivant une diversité de résultats possibles pour la filière énergétique canadienne pendant la période de projection. Ces deux derniers scénarios présentent des prix supérieurs et inférieurs pour le pétrole et le gaz naturel; ce sont les scénarios de prix élevés et de prix bas.

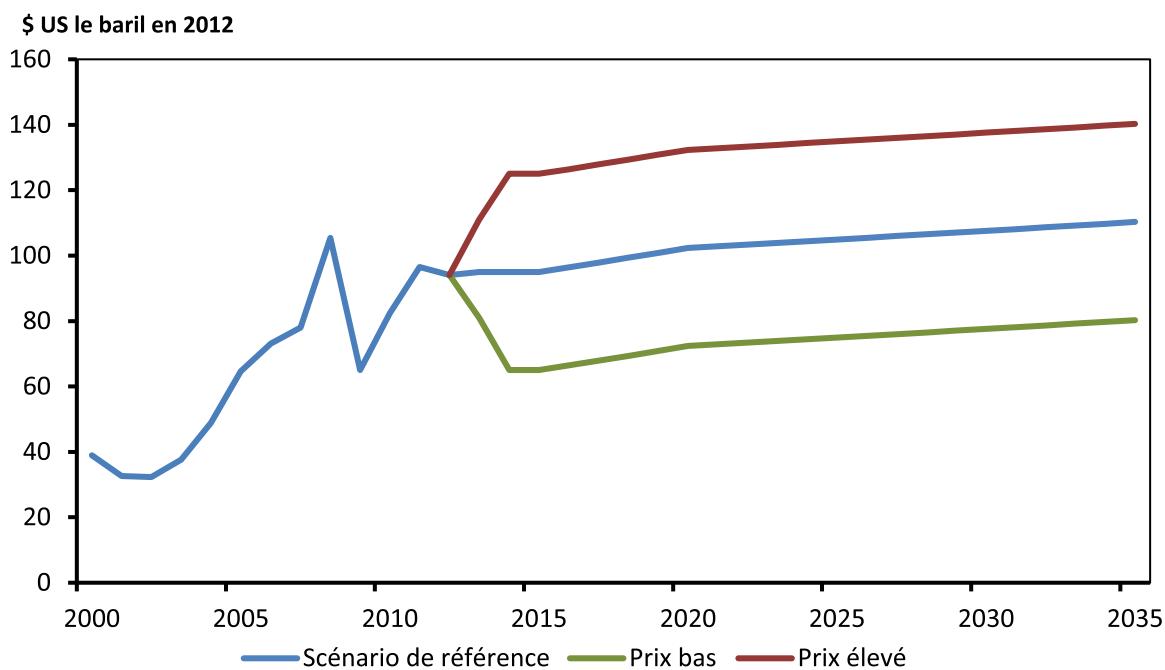
Prix de l'énergie

Prix du pétrole brut

- Dans le scénario de référence, nous supposons que le prix du pétrole brut WTI s'établira en moyenne à 95 \$ US le baril en 2013. Comme on peut le voir à la figure 3.1, le prix exprimé en dollars de 2012 est stationnaire à 95 \$ US le baril jusqu'en 2016, après quoi il se met à monter lentement sur la période de projection pour atteindre 110 \$ US le baril en 2035. Il faut dire que la production croissante de pétrole de réservoirs étanches et de schiste a élargi l'approvisionnement mondial. Toutefois, la forte demande pétrolière des pays en développement contrebalance cette hausse de l'offre et concourt à un renchérissement progressif pour le pétrole pendant la période de projection. Le prix du pétrole brut WTI dépasse ainsi de 16 % en 2035 celui de 2013.
- Dans le scénario de prix bas, on suppose que le prix du pétrole brut WTI le céde de 30 \$ US le baril à celui du scénario de référence tout au long de la période de projection pour s'établir à 80 \$ US/b en 2035. Dans le scénario de prix élevés, on suppose au contraire qu'il excède de 30 \$ le prix du scénario de référence pour atteindre 140 \$ US/b en 2035.

FIGURE 3.1

Prix du brut WTI à Cushing en Oklahoma, tous les scénarios



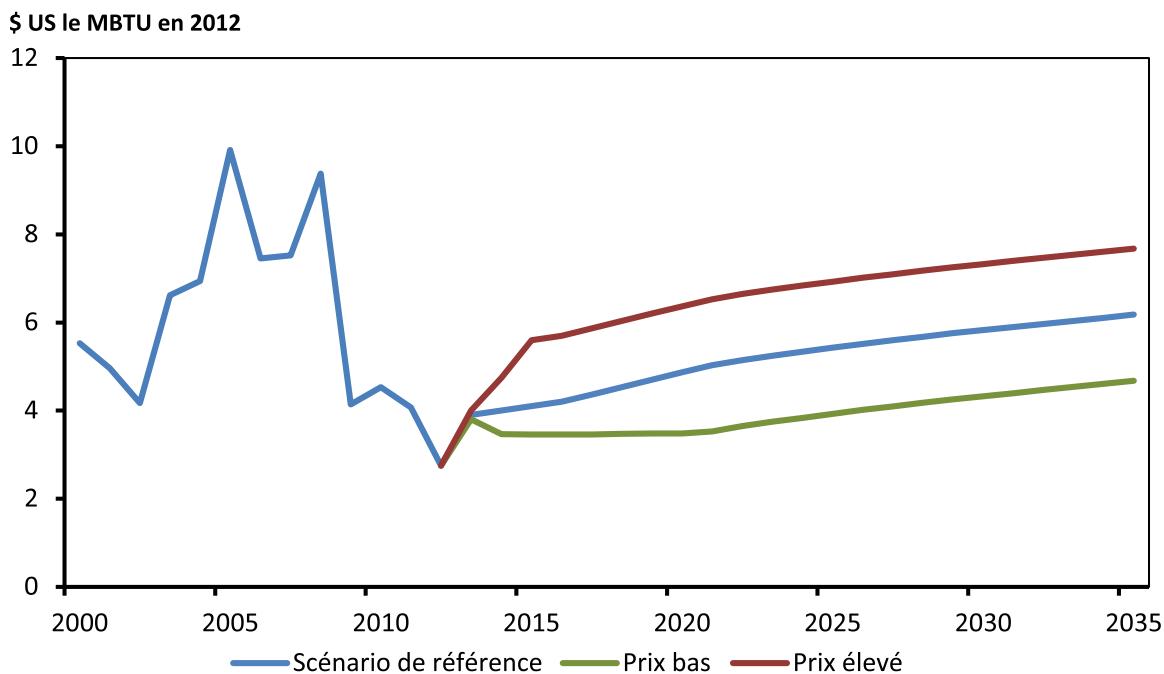
- Comme nous l'avons indiqué au chapitre 2, le prix du WTI a largement été inférieur à celui du Brent tout au long de 2011 et 2012. Le Brent est une grande référence pour le pétrole brut en Europe. Dans l'histoire, ces deux prix ont évolué très près l'un de l'autre. Au milieu de 2013, ils se rapprochaient une fois de plus, le développement de l'infrastructure pétrolière ayant aidé à épouser la surabondance de pétrole au milieu du continent nord-américain. Nous supposons que le rapport traditionnel de prix entre le WTI et le Brent subsistera tout au long de la période de projection.

Prix du gaz naturel

- Nous posons dans le scénario de référence que le prix du gaz naturel au carrefour Henry montera en dollars de 2012 de 3,90 à 6,20 \$ US/MBTU de 2013 à 2035, comme on peut le voir à la figure 3.2. Ainsi, la hausse de ce prix est de près de 60 % entre 2013 et 2035.
- Dans le scénario de prix bas, le prix du gaz naturel est censé atteindre 4,70 \$ US/MBTU en 2035 comparativement à 7,70 \$ US/MBTU dans le scénario de prix élevés.

FIGURE 3.2

Prix du gaz naturel au carrefour Henry en Louisiane, tous les scénarios



Prix de l'électricité

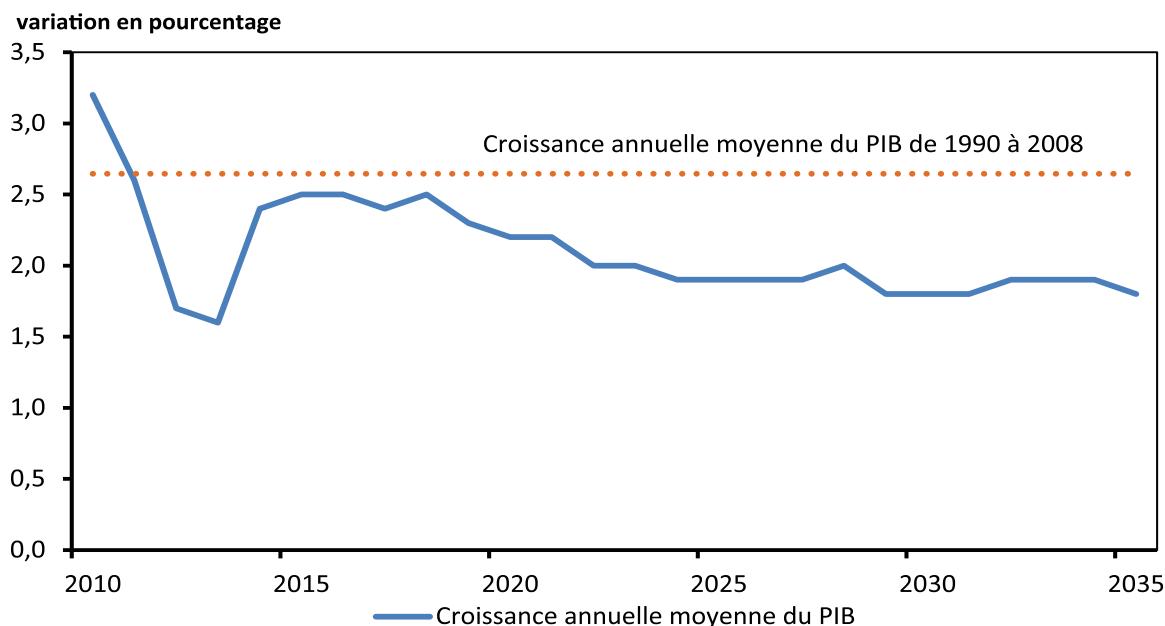
- Les marchés régionaux déterminent largement les prix de l'électricité. Les prix à la consommation tiennent surtout compte des coûts de production, de transport et de distribution. Ils sont généralement les plus bas dans les provinces à vocation hydroélectrique (Colombie-Britannique, Manitoba et Québec), où il existe une forte proportion d'actifs patrimoniaux à faible coût. Ce sont des biens qui, dans nombre de cas, existent depuis longtemps et dont les coûts d'immobilisation sont déjà amortis dans une large mesure.
- Dans la plupart des provinces et territoires, les prix sont fondés sur le coût réel de la prestation des services aux consommateurs et comprennent un taux de rendement réglementé pour les actifs de production, de transport et de distribution. L'approbation des coûts relève d'organismes de réglementation provinciaux et, parfois, municipaux. Ce modèle est suivi dans l'ensemble des provinces et des territoires, les seules exceptions étant l'Alberta et l'Ontario qui possèdent des marchés de gros de l'électricité. En Alberta, la concurrence établit ce que seront les prix de gros, d'où seront tirés les tarifs à la consommation. En Ontario, le marché de gros dicte les prix au comptant, mais les producteurs reçoivent pour la plupart des prix fixes ou réglementés, ce qui fait de ce marché un hybride à l'égard des méthodes de fixation des prix.
- D'ordinaire, les prix sont supérieurs pour les consommateurs résidentiels et inférieurs pour les consommateurs industriels à grand volume. Ils traduisent le coût de desserte de ces marchés. Ajoutons que les gros clients peuvent avoir directement accès aux marchés de gros, où les coûts peuvent être moins élevés que ceux que pratiquent les services publics de distribution au détail.
- Dans le scénario de référence, le prix de détail moyen de l'électricité (ce qui comprend les prix résidentiels, commerciaux et industriels) augmente approximativement de 20 %

en valeur réelle de 2013 à 2035. Cette hausse rend compte de l'augmentation des coûts d'approvisionnement à de nouvelles sources de production, ainsi que des améliorations prévues des réseaux de transport. Dans les scénarios de sensibilité, les prix s'écartent modérément de ceux du scénario de référence, étant influencés par l'évolution des prix du pétrole et du gaz naturel et par des différences de demande et de production d'électricité.

Croissance économique

- L'économie canadienne joue un rôle clé dans le portrait énergétique. La croissance de l'économie, la production industrielle, l'inflation et les taux de change ainsi que la croissance démographique sont des composantes macroéconomiques importantes qui influent sur les perspectives d'offre et de demande d'énergie.
- Comme le décrit la figure 3.3, nous prévoyons que le taux de croissance du produit intérieur brut (PIB) réel au Canada sera de 1,5 % en 2013. De 2012 à 2035, le taux annuel moyen devrait être de 2,0 %. C'est moins que la tendance historique de progression de cet indicateur, puisque le taux annuel du PIB réel a été de 2,6 % de 1990 à 2008.
- La démographie joue un rôle de premier plan dans les projections macroéconomiques à long terme. Les Canadiens et les Canadiennes nés entre 1946 et 1965, qui constituent la génération du baby-boom, forment une grande partie de la population active en place. Les baby-boomers les plus âgés ont commencé à atteindre l'âge de la retraite et le rythme des passages à la retraite s'avivera tout au long de la période de projection. C'est ainsi qu'en proportion, la population en âge de travailler rétrécira pendant cette période, d'où un ralentissement de la croissance de la main-d'œuvre par rapport à la tendance historique. C'est là un grand facteur de modération de l'essor de l'économie.

FIGURE 3.3
Croissance annuelle du PIB, scénario de référence



- Des pays en développement comme la Chine et l'Inde se sont vite rétablis de la contraction économique mondiale en 2009. Si on compare ces pays aux pays développés, on constate que leur économie a rapidement progressé ces dernières années. Ce sont aussi des marchés avec une demande grandissante pour les ressources naturelles et les produits manufacturés du Canada. Nous supposons que, dans ces régions, la croissance économique demeurera élevée pendant la période de projection et déterminera ce que sera à son tour la croissance des secteurs canadiens orientés vers l'exportation.
- Sur le plan régional, l'économie croît le plus, selon le scénario de référence, dans les provinces de l'Ouest et les territoires grâce à l'essor des industries minière, pétrolière et gazière. Forte d'un taux annuel moyen de progression de 2,5 % pendant la période de projection, l'Alberta voit son économie avancer le plus vivement. Les taux annuels combinés de progression du PIB au Québec et en Ontario s'établissent en moyenne à 1,9 %; c'est un peu moins que la moyenne nationale. La croissance est la moins rapide dans la région de l'Atlantique compte tenu d'une progression démographique plus lente et d'une production pétrolière et gazière extracôtière en décroissance sur une longue période.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les prix de l'énergie sont un élément d'incertitude de première importance en ce qui concerne les projections macroéconomiques. Les scénarios de prix élevés et de prix bas appréhendent une partie de cette éventuelle incertitude. Il est toutefois possible que les prix se situent en dehors de l'intervalle choisi, accusant des variations considérables à court terme, ce qui pourrait avoir de futures conséquences sur nos projections.
- La conjoncture peut agir fortement sur la filière énergétique canadienne. Plusieurs grandes incertitudes pourraient peser sur les facteurs économiques et donc sur l'offre et la demande d'énergie comme elles sont décrites dans les chapitres qui suivent.
 - La demande internationale de biens canadiens influencera les industries orientées vers l'exportation, dont un grand nombre sont relativement énergivores. Si la croissance économique était plus rapide ou plus lente aux États-Unis, principal partenaire commercial du Canada, nos projections au sujet de l'économie et de la demande d'énergie s'en trouveraient touchées. Ajoutons que la viabilité d'une croissance économique rapide dans une foule d'économies émergentes influe tout autant sur nos projections comme facteur d'incertitude.
 - La politique monétaire actuelle et future est susceptible d'agir sur nos projections macroéconomiques et énergétiques. Sur le plan international, on a mis en place des programmes de stimulation monétaire à la suite de la récession mondiale de 2008-2009. On ne sait au juste quels seront le moment et l'incidence du retrait de ces programmes de stimulation, ni ce que seront les répercussions à long terme sur les taux d'intérêt et l'inflation.
 - Les grands projets d'extraction de ressources naturelles des secteurs minier, pétrolier et gazier entrent dans nos projections macroéconomiques pour un certain nombre de provinces. Le rythme de ces projets demeure incertain, tout comme leur effet d'accélération ou de décélération de la croissance économique.
- Comme nous l'avons signalé, les scénarios de référence et de sensibilité tiennent compte uniquement des politiques et des programmes qui, au moment où nous rédigeons ces lignes, étaient en vigueur ou sur le point de l'être. Par conséquent, les politiques à l'étude ou qui seront élaborées après que les projections ont été faites n'ont pas été incluses dans l'analyse.

PERSPECTIVES EN MATIÈRE DE DEMANDE D'ÉNERGIE

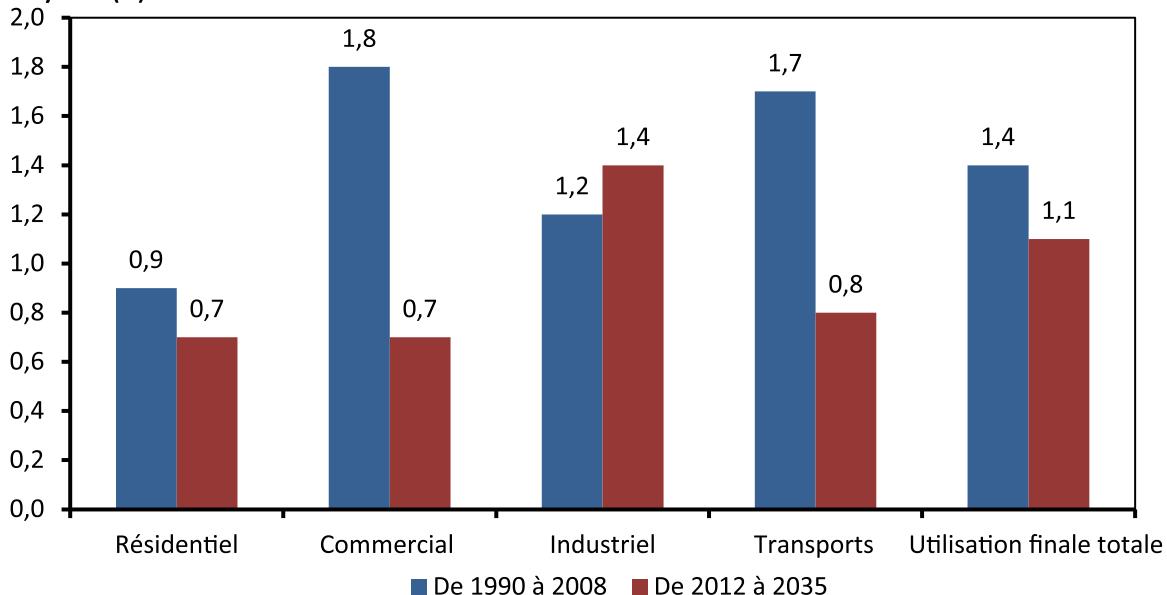
- Dans cette analyse, la demande d'énergie pour utilisation finale (énergie secondaire) vise l'énergie consommée par quatre secteurs. Il s'agit des secteurs résidentiel, commercial (qui comprend le secteur institutionnel et les pipelines), industriel et des transports.¹³ De la demande totale d'énergie pour utilisation finale est exclue l'énergie utilisée pour la production d'électricité.
- L'énergie de production d'électricité relève de la demande primaire. Dans la majeure partie du présent chapitre, nous nous attacherons à la consommation finale par secteur et, dans une section à la fin, à la demande primaire. Le chapitre 7 détaillera le tableau de la production d'électricité et de sa composition en combustibles.
- Dans le scénario de référence, la demande totale d'énergie pour utilisation finale augmente en moyenne de 1,1 % par an (figure 4.1). Le moteur de cette progression est le secteur industriel où le taux annuel moyen est de 1,4 %. Les taux correspondants des autres secteurs sont de moins de 1 %. Les secteurs résidentiel et commercial présentent un taux annuel moyen de progression de 0,7 % contre 0,8 % pour le secteur des transports pendant la période de projection.

13 Cela comprend la consommation des producteurs et la demande hors énergie/charges d'alimentation. Les données de cette analyse viennent principalement de Statistique Canada, de Ressources naturelles Canada (Office de l'efficacité énergétique) et d'Environnement Canada.

FIGURE 4.1

Demande d'énergie pour utilisation finale selon le secteur, scénario de référence

Croissance annuelle moyenne (%)



- Dans l'ensemble, la croissance de la demande d'énergie marque un ralentissement par rapport au passé où la demande a crû en moyenne de 1,4 % de 1990 à 2008. Le secteur industriel, dont le taux de progression est légèrement supérieur au taux annuel de 1,2 % de la période 1990-2008, est le plus en croissance dans nos projections. Cette croissance est forte dans des industries de ressources naturelles comme les secteurs des mines, du pétrole et du gaz, ainsi que dans d'autres industries manufacturières énergivores qui se remettent progressivement de la contraction économique récente. Les projections de croissance de la demande des secteurs résidentiel, commercial et des transports sont inférieures aux niveaux historiques. De 1990 à 2008, la demande d'énergie a présenté des taux annuels moyens de progression respectivement de 0,9 %, de 1,8 % et de 1,7 % dans ces trois secteurs.
- L'intensité énergétique totale, c'est-à-dire la consommation d'énergie par tranche de un dollar du PIB réel, diminue à un taux annuel moyen de 1,0 % pendant la période de projection. Cette baisse confirme la tendance observée de 1990 à 2008 où cette même intensité a baissé en moyenne annuelle de 1,2 %. Divers facteurs influent sur l'intensité énergétique, notamment les gains d'efficacité énergétique.
- Notre analyse englobe les politiques, les programmes et les règlements qui sont en vigueur ou sur le point de l'être. Plusieurs initiatives nouvelles ne figurant pas dans les perspectives antérieures de l'Office sont prises en compte. À titre d'exemple, mentionnons les normes d'émissions du transport de marchandises et les normes applicables aux émissions à long terme des voitures particulières (pour la période 2017-2025). Ces mesures de réglementation parlent de réduction des émissions, mais elles devraient avoir pour effet d'accroître l'efficacité énergétique des véhicules et d'abaisser les valeurs de projection de la demande d'énergie dans les secteurs en question.
- La demande augmente un peu plus vite dans le scénario de prix bas. On prévoit en effet pour la période de projection un taux annuel moyen de progression de 1,2 %. Dans le scénario

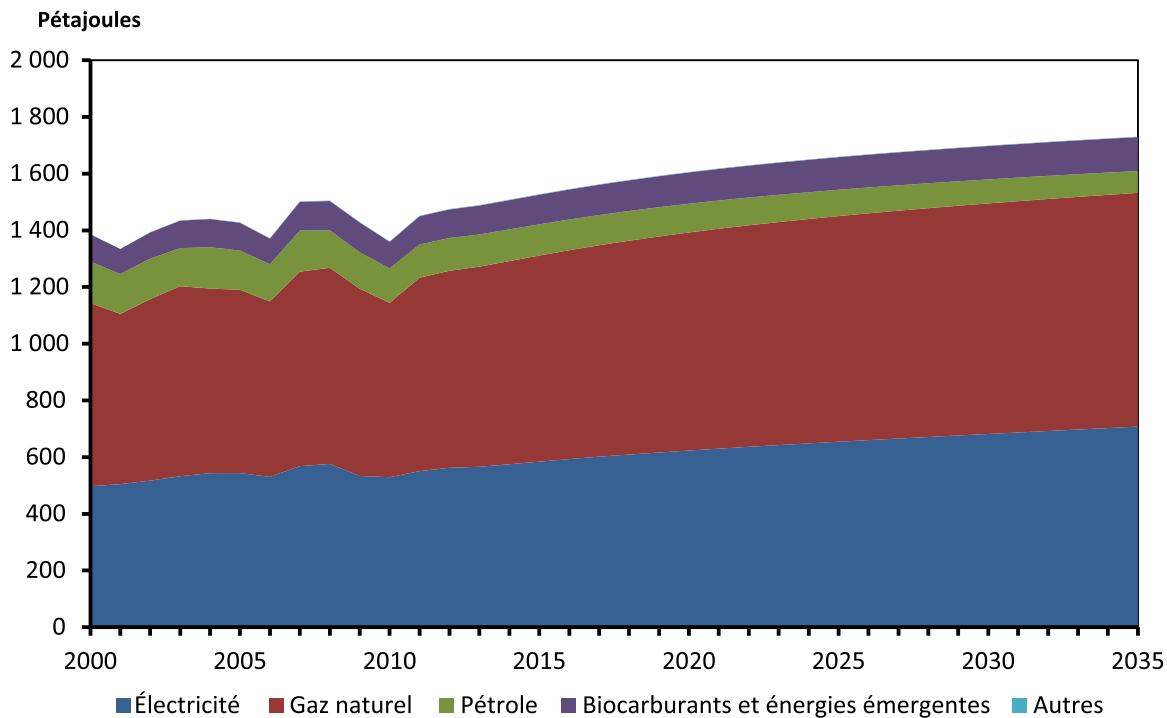
de prix élevés, les projections sont inférieures à celles du scénario de référence avec une moyenne annuelle de 0,8 %. En général, des prix plus élevés exercent une pression à la baisse sur la croissance de la demande d'énergie, ainsi qu'en témoignent nos projections. Il reste que cet effet est quelque peu contrebalancé par le secteur du pétrole et du gaz où le taux de croissance de la demande est inférieur dans le scénario de prix bas et supérieur dans le scénario de prix élevés, puisque la consommation d'énergie suit les projections de la production dont il est question aux chapitres 5 et 6.

Consommation d'énergie selon le secteur

Secteur résidentiel

- La consommation résidentielle d'énergie vise l'énergie consommée par les ménages canadiens, notamment pour le chauffage des bâtiments et de l'eau, la climatisation, l'éclairage et le fonctionnement des gros appareils ménagers et d'autres appareils comme les téléviseurs et les ordinateurs.
- En 2011, la demande résidentielle d'énergie au Canada s'est établie à 1 451 PJ, soit à 14 % de la demande totale d'énergie au pays. Elle devrait augmenter à un taux annuel moyen de 0,7 % pendant la période de projection pour atteindre 1 730 PJ en 2035 (figure 4.2).

FIGURE 4.2
Demande d'énergie du secteur résidentiel, scénario de référence



- La consommation d'énergie au mètre carré de superficie résidentielle décroît à un taux annuel moyen de 0,6 % pendant la période de projection. L'amélioration des techniques de construction des enveloppes de bâtiment, la pénétration accrue sur le marché des appareils de chauffage très éconergétiques, les importants gains d'efficacité énergétique des gros appareils ménagers et des appareils électroniques et enfin l'adoption de nouvelles normes d'éclairage et de chauffage de l'eau sont autant de facteurs influant au premier chef sur les tendances.

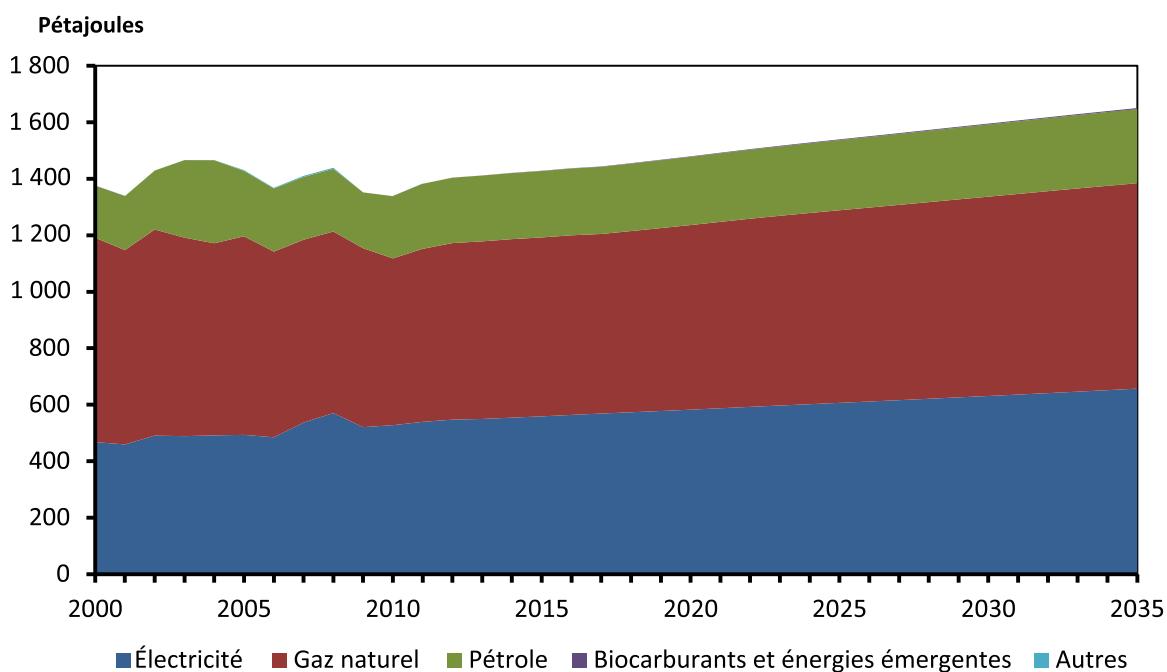
- Les programmes, les politiques et les règlements de gestion de la demande jouent un grand rôle dans nos projections de la demande du secteur résidentiel. Toutes les provinces et tous les territoires ont mis en place des programmes volontaires visant à accroître l'efficacité énergétique des maisons neuves et des nouveaux appareils. Nombre de ces programmes offrent des incitatifs aux consommateurs, par exemple des rabais et des prêts à faible taux d'intérêt, et prévoient des campagnes d'éducation et de sensibilisation. Trois nouvelles modifications, au palier fédéral, de la Loi sur l'efficacité énergétique ont relevé les normes minimales de rendement énergétique pour plusieurs appareils ménagers courants. Les mesures d'élimination progressive des appareils d'éclairage inefficaces prendront effet en 2014. Mentionnons enfin qu'un projet national devant donner un nouveau code national du bâtiment pour les immeubles commerciaux a eu des retombées sur le marché de l'habitation.
- Les types d'énergie consommés par le secteur résidentiel varient amplement au pays. Les prix de l'énergie, la demande pour utilisation finale et la disponibilité régionale des combustibles déterminent les différences de sources d'énergie entre les régions. La région de l'Atlantique répond principalement à ses besoins énergétiques par l'électricité, le pétrole et la biomasse; le gaz naturel est plus nouveau dans la région. Au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, on compte davantage sur l'électricité vu le coût relativement bas de l'approvisionnement hydroélectrique. L'Alberta et la Saskatchewan sont les deux provinces où l'utilisation du gaz naturel est la plus intense. En Ontario enfin, on mise principalement sur le gaz naturel et l'électricité et on exploite modérément la biomasse et le pétrole.

Secteur commercial

- Le secteur commercial est une vaste catégorie qui englobe les bureaux, les commerces de détail, 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, ainsi que le fonctionnement des pipelines. Dans la composante des bâtiments de ce secteur, l'énergie sert au chauffage des locaux et de l'eau, à la climatisation, à l'éclairage et au fonctionnement des appareils ménagers et autres. Dans le cas des pipelines, on l'utilise pour alimenter les pompes et les compresseurs assurant le transport du pétrole et du gaz naturel.
- En 2011, la demande d'énergie du secteur commercial au Canada a été de 1 382 PJ, ce qui représente 13 % de toute la demande d'énergie au pays. Elle augmente en moyenne annuelle de 0,7 % pendant la période de projection pour atteindre 1 650 PJ en 2035 dans le scénario de référence (figure 4.3).

FIGURE 4.3

Demande d'énergie du secteur commercial, scénario de référence



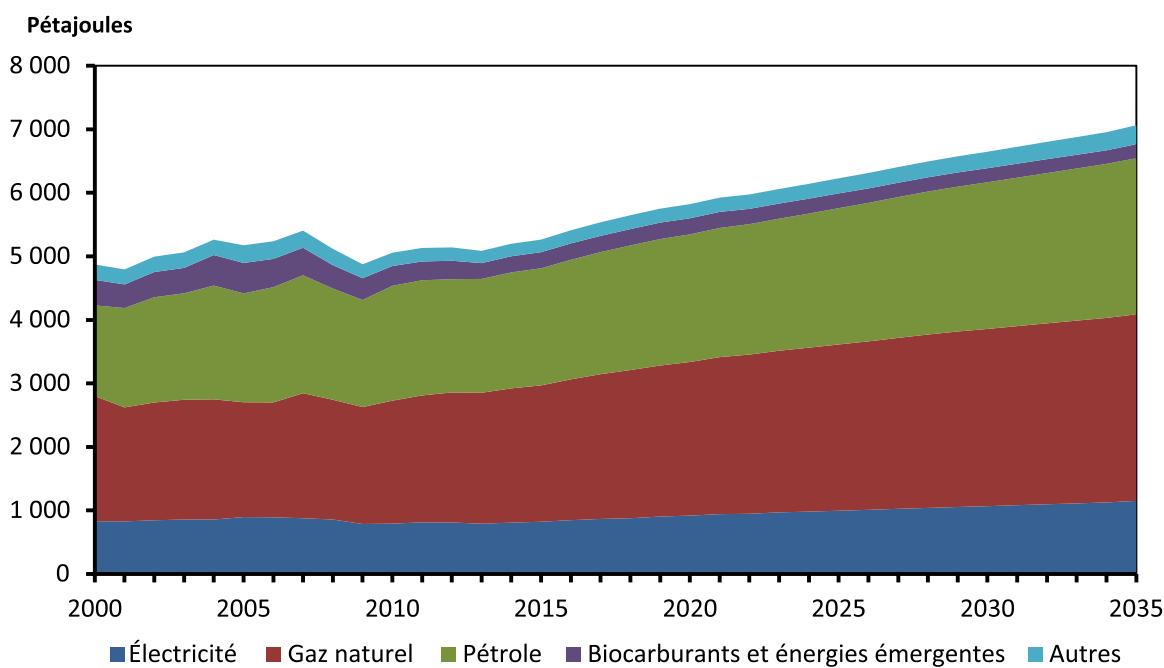
- En 2011, on a mis la dernière main à une révision en profondeur du Code national de l'énergie pour les bâtiments (CNEB). Ce compagnon du Code national du bâtiment met plus l'accent sur le rendement énergétique que par le passé. Des normes minimales s'appliquent à l'enveloppe des bâtiments, aux installations de chauffage, de ventilation et de climatisation, aux appareils d'éclairage et aux charges électriques. Elles visent les bâtiments neufs et ceux faisant l'objet d'importants travaux de rénovation. On s'attend à ce que cette révision améliore de 25 % (par rapport à l'ancien code de 1997) le rendement énergétique des bâtiments commerciaux et institutionnels neufs et des nouveaux ensembles résidentiels. L'adoption du nouveau CNEB relève des autorités provinciales, territoriales et, dans certains cas, municipales. Cette révision consensuelle est largement appuyée par les intervenants et devrait être bien accueillie partout. Comme pour le secteur résidentiel, un certain nombre de provinces se sont déjà dotées de normes du bâtiment tout aussi ou même plus exigeantes que celles du CNEB. La tendance pour l'avenir semble être à une diminution des différences régionales d'efficacité énergétique des bâtiments.

Secteur industriel

- Le secteur industriel englobe la demande des industries manufacturière et forestière, des pêches, de l'agriculture, du secteur de la construction et des mines. En 2011, une poignée d'industries énergivores consommaient 80 % de l'énergie destinée au secteur industriel : industries du fer et de l'acier, de l'aluminium, du ciment, des produits chimiques et des engrangements, des pâtes et papiers, des produits pétroliers raffinés et des produits de l'extraction minière, pétrolière et gazière.
- Le secteur industriel prend la part du lion de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada, représentant 48 % de celle-ci en 2011, soit 5 132 PJ. Il s'agit aussi du secteur le plus en croissance pendant la période de projection avec un taux annuel moyen de 1,4 % qui porte sa demande à 7 064 PJ en 2035 (figure 4.4).

FIGURE 4.4

Demande d'énergie du secteur industriel, scénario de référence



- La projection de la demande industrielle d'énergie au Canada est étroitement liée aux projections de croissance économique traitées au chapitre 3, ainsi qu'à celles de la production de pétrole et de gaz. Les grandes tendances qui jouent dans le scénario de référence sont notamment le rétablissement progressif des industries manufacturières énergivores hors de la dernière contraction économique, la forte croissance de l'exploitation des sables bitumineux,¹⁴ la progression d'autres industries liées aux ressources naturelles (mines, par exemple) et, phénomène plus récent dans la décennie, le redressement de la production gazière après ses récents reculs.
- Il existe divers programmes de gestion de la demande de services publics qui visent avant tout le secteur industriel. Notons aussi les programmes fédéraux et provinciaux d'économies d'énergie dans ce même secteur. Ces mesures ont été maintenues, voire élargies ces dernières années. Ce sont des programmes qui peuvent améliorer l'efficacité énergétique des appareils et autres pièces d'équipement comme les chaudières et les moteurs. Il peut également s'agir d'améliorations de procédés, de mesures d'entretien du matériel et d'activités de formation des travailleurs à des fins d'efficacité et d'économies d'énergie.
- Au Québec, le système de plafonnement et d'échange d'émissions devrait entrer en application en 2013 à l'intention des gros émetteurs industriels et du secteur de l'électricité. Le régime sera étendu en 2015 aux distributeurs de combustibles.¹⁵ En 2012 et 2013, la province a travaillé avec la Californie au raccordement de leurs marchés du carbone dans

14 Pour plus de renseignements sur la consommation d'énergie par les sables bitumineux, voir Perspectives du pétrole brut, chapitre 5.

15 Gouvernement du Québec. *Système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre du Québec*, 2012. Pour plus de renseignements, consulter <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.htm>.

le cadre de la Western Climate Initiative. C'est pourquoi cette initiative est comprise dans les projections du scénario de référence pour le Québec,¹⁶ ce qui tranche nettement sur les projections antérieures du rapport sur l'avenir énergétique.

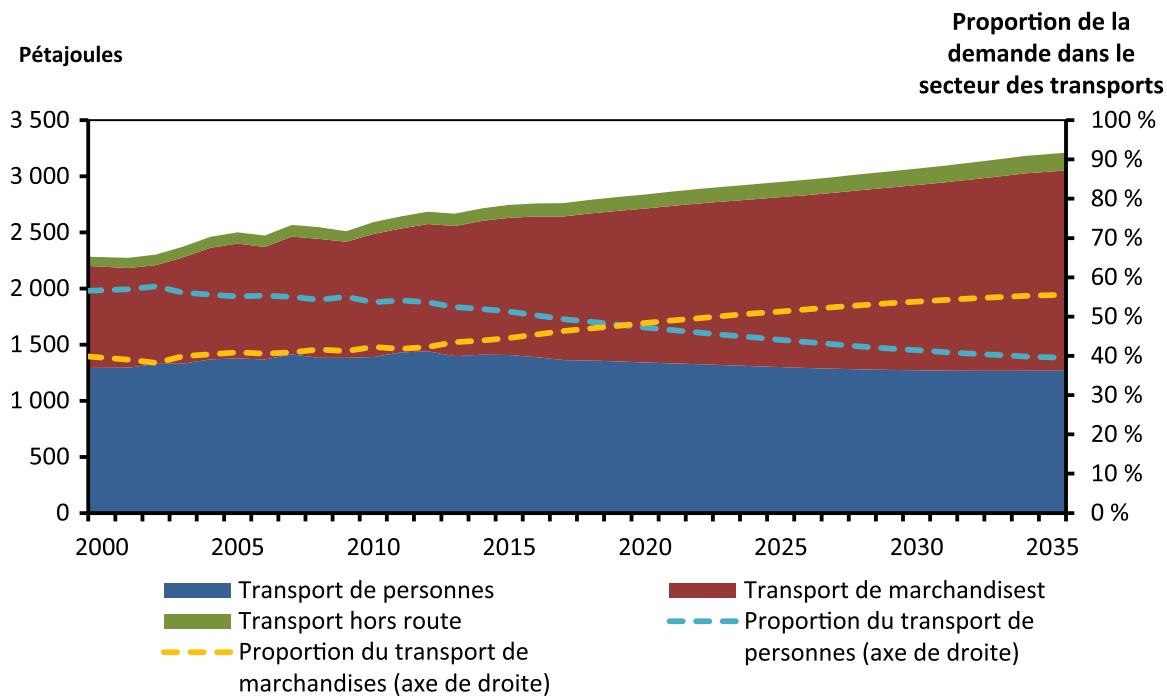
Secteur des transports

- Le secteur des transports comprend le transport de personnes et de fret par véhicules routiers, le transport non industriel hors route, ainsi que le transport par air, rail et mer.
- Le secteur des transports rendait compte en 2011 de 25 % de la demande totale d'énergie pour utilisation finale, soit 2 642 PJ. Dans le scénario de référence, cette demande augmente à un taux annuel moyen de 0,8 % pendant la période de projection. Elle atteint 3 210 PJ en 2035 (figure 4.5).
- Le régime de croissance varie grandement selon qu'il s'agit du transport de personnes ou du transport de marchandises. Compte tenu de la réglementation des émissions des voitures particulières sur une longue période (années des véhicules 2017 à 2025), nous prévoyons que la demande d'énergie du secteur du transport des personnes diminuera en moyenne annuelle de 0,6 % pendant la période de projection.
- C'est la progression des industries de production des biens qui détermine la demande d'énergie du secteur du transport des marchandises, laquelle croît à un taux annuel moyen de 2,0 % pendant la période de projection. Cette tendance marque un recul par rapport à la moyenne historique de 2,9 % par an de 1990 à 2008. Ce changement tient à un rythme de croissance économique quelque peu plus lent par rapport au taux historique, ainsi qu'aux mesures fédérales de réglementation des émissions qui entrent en vigueur pour les camions de marchandises (années des véhicules 2014 à 2018). Ces mesures traitent d'émissions, mais elles devraient aussi avoir pour effet de réduire la consommation future d'énergie en accroissant l'efficacité des carburants des véhicules.

16 D'après une analyse effectuée par la Western Climate Initiative, les permis d'émissions fixés à 34 \$ la tonne en 2013 montent à 55 \$ la tonne en 2020. Pour plus de renseignements, consulter le rapport de l'équipe de modélisation économique WCI ayant pour titre *Discussion Draft Economic Analysis Supporting the Cap-and-Trade Program – California and Québec*, 7 mai 2012. Consultation à <http://www.westernclimateinitiative.org/documents/Economic-Modeling-Team-Documents/discussion-Draft-Economic-Analysis-Supporting-CA-and-QC-Linking/>.

FIGURE 4.5

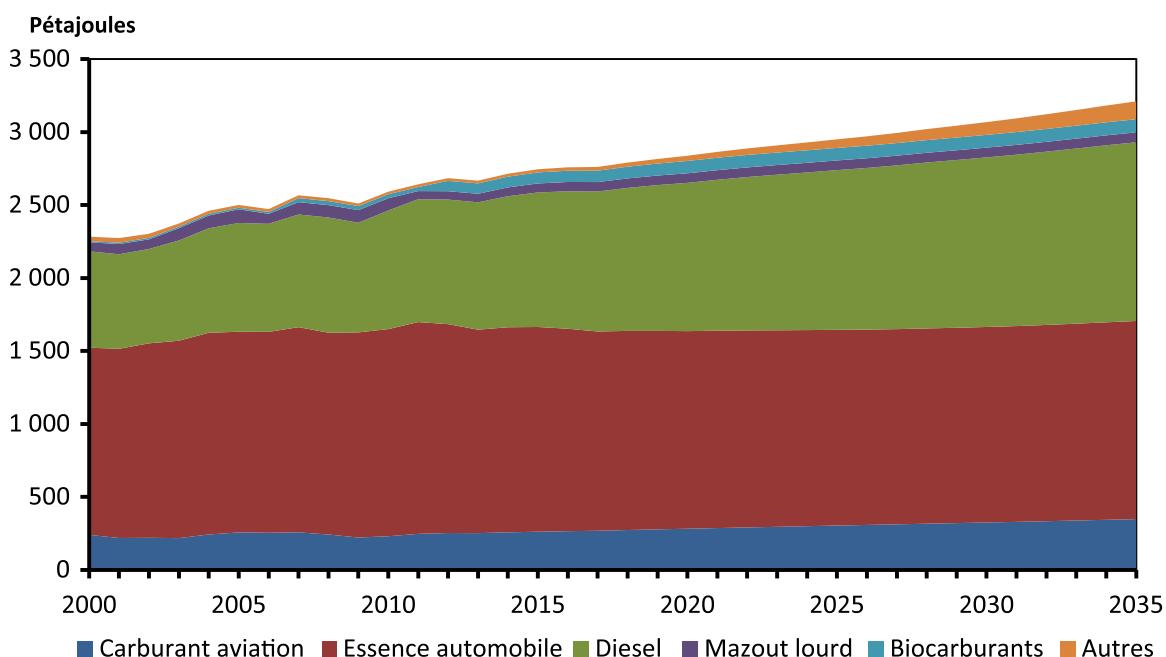
Demande d'énergie du secteur des transports selon le type d'acheminement, scénario de référence



- Dans le rapport de 2011 sur l'avenir énergétique, nous avons tenu compte des normes applicables aux voitures particulières à court terme (2012 à 2016), mais non des normes applicables au transport de personnes ou de marchandises à plus long terme. L'inclusion de ces dernières mesures dans le rapport AE 2013 a une grande incidence. Avec cette prise en compte, nous nous éloignons radicalement de la tendance historique et des projections antérieures de notre rapport.
- En 2011, le transport de personnes a figuré pour 54 % de la demande d'énergie dans le secteur des transports comparativement à 42 % pour le transport de marchandises, le reste étant attribuable au transport non industriel hors route. En 2020, les proportions s'inverseront et, en 2035, la proportion sera de 56 % pour le transport de marchandises et de 40 % pour le transport de personnes (figure 4.5). Comme l'essence sert surtout au transport de passagers et le diesel au transport de marchandises, cela a des conséquences sur la consommation de ces carburants. Pendant la période de projection, la consommation d'essence automobile en valeur annuelle régresse de 0,2 % dans le secteur des transports et la consommation de diesel progresse de 1,6 % (figure 4.6).

FIGURE 4.6

Demande d'énergie du secteur des transports selon le combustible, scénario de référence(a)



(a) Dans le transport maritime et ferroviaire, on utilise du mazout lourd. Les biocombustibles comprennent l'éthanol et un mélange de biocombustible et de produits pétroliers. La catégorie des autres combustibles comprend notamment le gaz naturel, l'électricité, les lubrifiants et le propane.

- Au Canada, le *Règlement sur les carburants renouvelables* exige depuis décembre 2010 que l'essence soit composée en moyenne de 5 % de carburant renouvelable. Une modification apportée au Règlement demande qu'à compter du milieu de 2011, le diesel ait une teneur d'au moins 2 % de carburant renouvelable.
- Le Québec, l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique ont mis en place des programmes et des politiques d'aide à la croissance des VE et des véhicules électriques hybrides rechargeables (VEHR), entre autres par des remises et des projets pilotes. En 2035, les VE et les VEHR consommeront 4 PJ d'électricité, soit un peu plus de 1 TWh. C'est approximativement l'équivalent de 500 000 VE et VEHR sur la route,¹⁷
- On s'intéresse aussi au gaz naturel (au GNL dans bien des cas) pour les camions moyens et lourds, plus particulièrement là où les véhicules retournent fréquemment à un lieu central et empruntent des couloirs régionaux de transport. À l'heure actuelle, on aménage un certain nombre de postes de remplissage en des points stratégiques des autoroutes et plusieurs entreprises de camionnage ont commandé des camions au gaz naturel. Dans le scénario de référence, les VGN consomment 100 PJ ou 7,4 Mm³/j (260 Mpi³/j) de gaz naturel en 2035, ce qui représente 6 % de toute la demande dans le secteur du transport de marchandises.

17 On suppose une consommation de 200 wattheures au kilomètre par les VE sur 15 000 km par an. Ce chiffre s'accorde avec la *Feuille de route technologique du Canada sur les véhicules électriques*, Comité directeur de l'industrie, 2010.

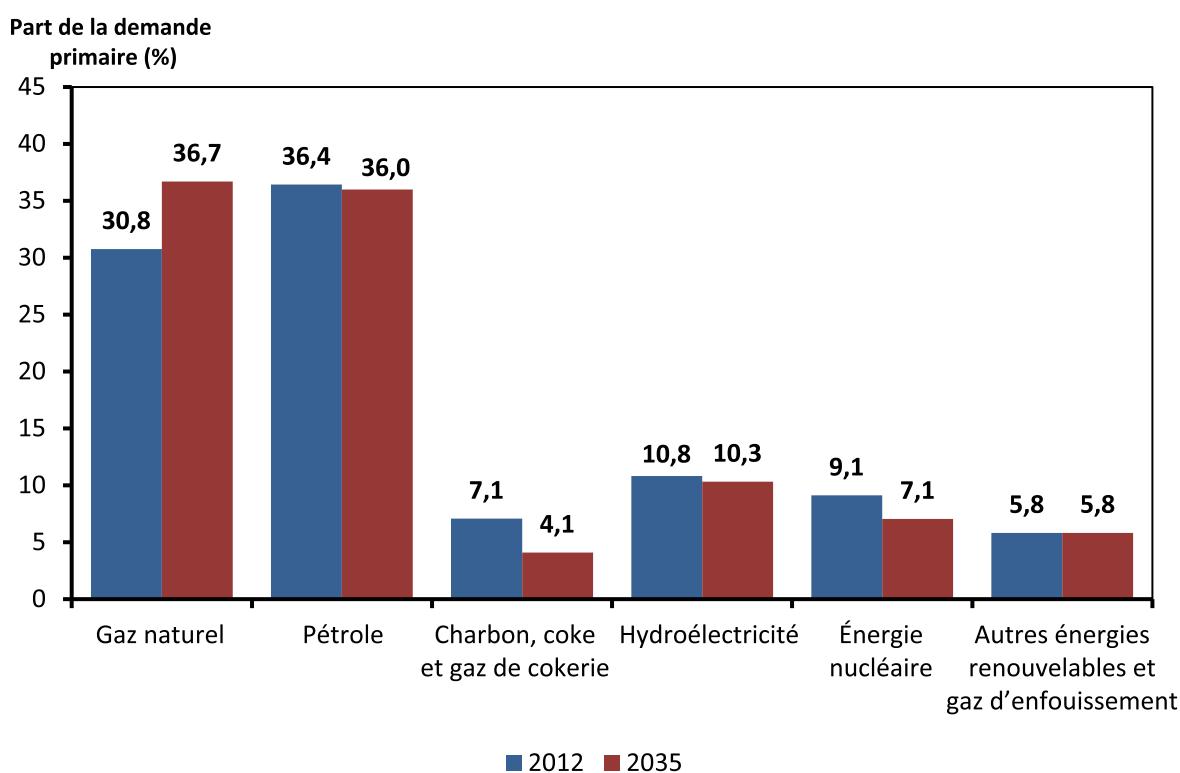
C'est approximativement l'équivalent de 60 000 VGN moyens et lourds.¹⁸

Demande primaire

- On calcule la demande primaire en additionnant l'énergie consommée pour produire de l'électricité (dont l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, etc.) et la demande totale pour utilisation finale (ou demande secondaire), puis en soustrayant la demande d'électricité pour utilisation finale. La soustraction de la demande d'électricité pour utilisation finale de la demande totale est nécessaire si on veut éviter de compter deux fois la même demande.
- La demande primaire augmente en moyenne annuelle de 1,0 % pendant la période de projection. Comme on peut le voir à la figure 4.7, le combustible le plus en croissance est le gaz naturel dont la part de la demande primaire globale passe de 31 % en 2012 à près de 37 % en 2035. Les parts du charbon et de l'énergie nucléaire diminuent pendant la période de projection, car elles découlent des projections relatives à l'électricité au chapitre 8. La part des autres énergies renouvelables est constante. C'est que la croissance de la production d'électricité par le vent et les autres énergies renouvelables hors hydroélectricité est contrebalancée par le peu de croissance de la consommation de biomasse en utilisation finale.

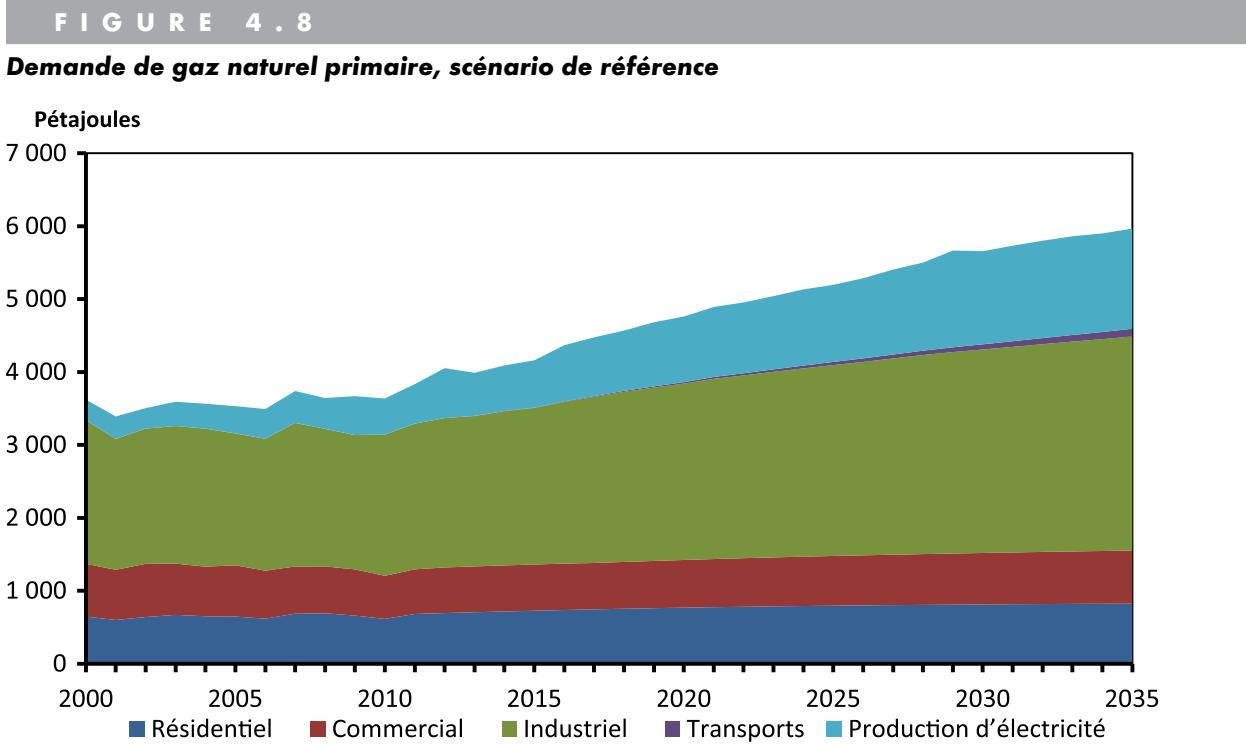
FIGURE 4.7

Composition en combustibles de la demande d'énergie primaire, scénario de référence



18 On suppose que les camions lourds parcourent 200 000 km par an et les camions moyens, 60 000 km. On suppose également que l'efficacité énergétique varie de 39 à 62 litres aux 100 km. Ces valeurs s'accordent avec les chiffres du document *Utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport canadien*, 2010, produit par la Table ronde sur l'utilisation du gaz naturel dans les transports. On pose qu'il y aura bien plus de VE que de VGN, mais aussi une consommation bien moindre d'électricité. La différence s'explique par le caractère relativement moins énergivore des VE particuliers au kilomètre parcouru et par un moins grand nombre de kilomètres franchis par an.

- Le gaz naturel est abondamment employé dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, ainsi que pour la production d'électricité. La figure 4.8 indique que la demande primaire de gaz naturel croît en moyenne annuelle de 1,7 % pendant la période de projection. C'est là une augmentation de plus de 1 900 PJ, ou 148 Mm³/j (5,20 Gpi³/j), pour cette même période. Les gains les plus importants sont relevés pour le secteur industriel et la production d'électricité.¹⁹



Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les autorités fédérales, provinciales, territoriales et municipales élaborent sans cesse des politiques, des programmes et des règlements qui les aident à tenir leurs engagements et à atteindre leurs objectifs et leurs cibles. Les répercussions peuvent être marquées sur la croissance de la demande d'énergie. Un exemple digne de mention est l'application continue secteur par secteur par le gouvernement fédéral de sa stratégie réglementaire de réduction des émissions. Les mesures récentes pour le secteur des transports s'inscrivent dans cette initiative. Elles influent sur les projections de la demande dans les transports selon la description déjà donnée dans ce chapitre. L'adoption prochaine de normes réglementaires de rendement en réduction des gaz à effet de serre (GES) à l'intention d'autres secteurs comme l'industrie du pétrole et du gaz pourrait aussi avoir une incidence sur nos projections de consommation d'énergie.²⁰

19 Cette valeur diffère de la valeur de la demande intérieure à la figure 6.4, car la valeur en question ne vise que le gaz commercialisable. Dans le présent chapitre, les chiffres de la demande englobent la consommation des producteurs.

20 Pour mieux se renseigner sur la stratégie d'application sectorielle du gouvernement du Canada, on consultera <http://www.changementsclimatiques.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=4FE85A4C-1>.

-
- Ces dernières années, l'industrie du pétrole et du gaz a subi des transformations rapides, tant dans les types de ressources exploités que dans les technologies utilisées pour cette exploitation. Selon l'évolution des ressources et des technologies dans les années à venir, la consommation d'énergie dans ce secteur pourrait être supérieure ou inférieure aux projections. Comme le secteur connaît une importante croissance de la demande d'énergie, toute grande incertitude liée aux perspectives de production pétrolière et gazière aux chapitres 5 et 6 pourrait aussi avoir une incidence sur les projections de la demande d'énergie.
 - Le secteur minier est une industrie de ressources naturelles d'une même importance que l'industrie du pétrole et du gaz pour les prévisions de la demande d'énergie. Divers projets en sont à différents stades partout au pays : Cercle de feu²¹ en Ontario, Nord québécois, extraction de la potasse en Saskatchewan, exploitation du minerai de fer à Terre-Neuve-et-Labrador, etc. Les besoins d'énergie varient souvent selon les projets. Ce sont là de grandes incertitudes pour l'avenir dans le cas de la demande régionale d'énergie et, plus particulièrement, de la croissance de la charge d'alimentation électrique.
 - Le scénario de référence prévoit notamment une pénétration modeste de plusieurs technologies émergentes (VE et VGN dans les transports, chauffage géothermique des bâtiments, chauffage solaire de l'eau, etc.). L'adoption de ces technologies par-delà les niveaux prévus dans le scénario de référence pourrait influer sur la composition et la croissance de la consommation future d'énergie au Canada.

21 Le Cercle de feu est une région de future exploitation minérale dans le nord de l'Ontario. Selon les prévisions actuelles, il y aurait de fortes possibilités de production de chromite et d'exploitation de gisements de nickel, de cuivre et de platine.

PERSPECTIVES DU PÉTROLE BRUT

Ressources en pétrole brut et en bitume

- Les ressources canadiennes de pétrole brut sont abondantes, comme l'indique un potentiel ultime restant estimatif de 53,9 Gm³ (339 Gb) en décembre 2012. De ce volume, le bitume des sables pétrolifères représente 90 %, le pétrole brut classique constituant les 10 % restants. À l'heure actuelle, l'Alberta possède toutes les ressources de bitume au pays. On s'emploie en ce moment à évaluer celles de la Saskatchewan, mais aucune estimation officielle de l'importance de ces ressources n'est encore disponible. Pour ce qui est du pétrole brut classique, 72 % des ressources restantes estimatives se trouvent dans les régions pionnières, notamment au large de la côte Est, dans le Nord canadien et dans d'autres bassins encore relativement inexplorés.²² Les gisements plus avancés de pétrole léger et lourd classique du BSOC regroupent les 28 % restants.
- Les ressources ne sont considérées comme des réserves qu'une fois qu'il a été démontré qu'il est économiquement possible d'en faire l'exploitation. Les réserves restantes de pétrole du Canada totalisent 27,2 Gm³ (171 Gb) en décembre 2012, dont 98 % se trouvent dans les sables bitumineux. Le reste provient des sources de pétrole classique. D'après le Oil & Gas Journal, le Canada se classe au troisième rang dans le monde pour les réserves pétrolières prouvées, n'étant devancé à cet égard que par l'Arabie saoudite et le Venezuela.²³
- Le potentiel d'accroissement des réserves de bitume naturel du Canada est considérable. La formation carbonatée de Grosmont renferme 21 % des sables bitumineux en Alberta. Pour que des réserves soient officiellement reconnues, il faut généralement attendre la preuve de leur viabilité économique. Cette reconnaissance pourrait être plus proche depuis l'approbation par le gouvernement albertain du premier projet commercial à Grosmont en juillet 2013.
- L'application des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes a donné la possibilité de hausser la production de gisements pétroliers jugés auparavant peu prometteurs ou improductifs dans le BSOC. Ces techniques pourraient également s'appliquer à d'autres régions du pays. L'EIA américaine a récemment diffusé un rapport rangeant le Canada au dixième rang dans le monde avec 1,4 Gm³ (9,0 Gb) de pétrole de schiste techniquement récupérable,²⁴ mais de telles estimations sont hautement incertaines pour l'instant, puisque les techniques d'extraction qui visent les réservoirs pétrolifères en sont encore à leurs balbutiements au Canada.

22 On trouvera plus de détails dans les annexes sur les ressources et les réserves pétrolières du Canada.

23 *Oil & Gas Journal*, 6 décembre 2012

24 EIA, 13 juin 2013, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the U.S.*

- Les perspectives de récupération assistée des hydrocarbures (RAH) par injection de CO₂ se sont améliorées grâce au soutien financier des autorités fédérales et provinciales. Dans l'Ouest canadien, plusieurs projets visent à capter le CO₂ des gros émetteurs et à le distribuer à des gisements de pétrole candidats. Deux projets du genre sont en cours en Saskatchewan et d'autres projets en sont au stade de la planification dans cette même province et en Alberta. Pour quelque temps encore, on ne saura au juste quelle est l'incidence globale de ces initiatives.

T A B L E A U 5 . 1

Réserves établies et potentiel ultime restants au 31 décembre 2012

	BSOC ^(a)	Est du Canada	Nord du Canada ^(b)	Autres	Sables bitumineux	Canada
Potentiel ultime restant						
Mm ³	1 343,9	624,3	1 868,1	1 500,0	48 594,0	53 930,3
Gb	8,5	3,9	11,8	9,4	305,8	339,3
Réserves restantes						
Mm ³	383,8	145,1	9,5	0,0	26 686,0	27 224,4
Gb	2,4	0,9	0,1	0,0	167,9	171,3

(a) Le bassin s'étend sur la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Dans ce tableau, les ressources et les réserves des territoires figurent toutes sous « Nord du Canada ».

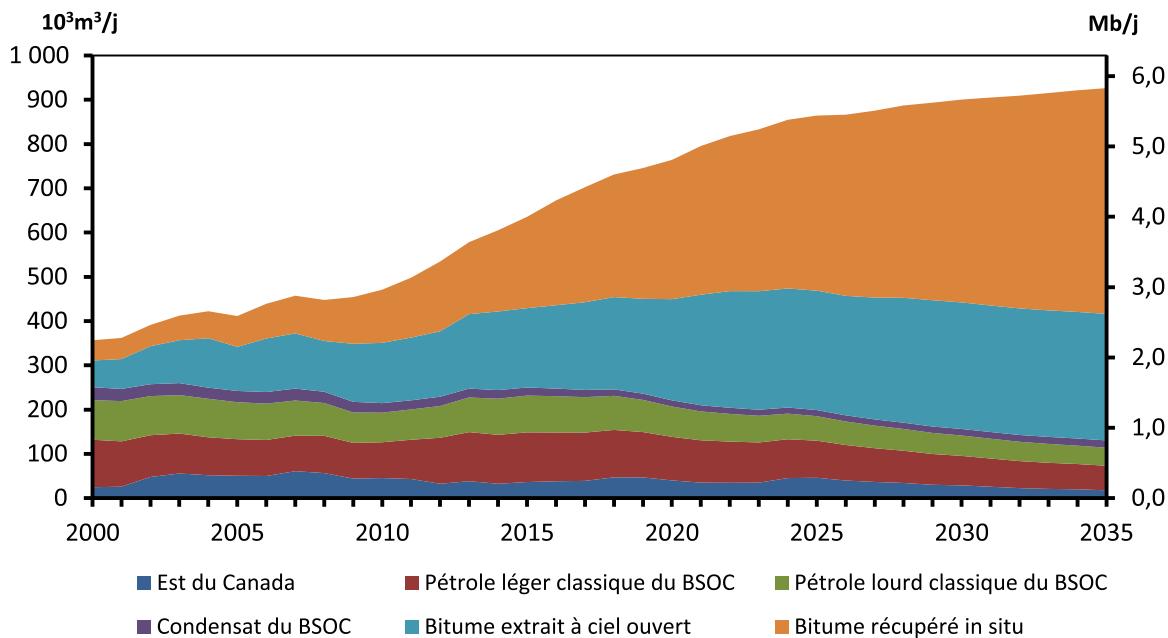
(b) Comprend les ressources et les réserves à l'intérieur et au large des Territoires du Nord-Ouest, du Yukon et du Nunavut.

Perspectives de production de pétrole brut canadien

- En 2035, la production de pétrole brut selon le scénario de référence atteint 928 10³m³/j (5,8 Mb/j), ce qui représente une augmentation de près de 75 % depuis 2012. Cette même année 2035, les sables bitumineux figurent pour près de 86 % dans cette production comparativement à 57 % en 2012. La figure 5.1 présente les perspectives de production pétrolière selon le scénario de référence.

FIGURE 5.1

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



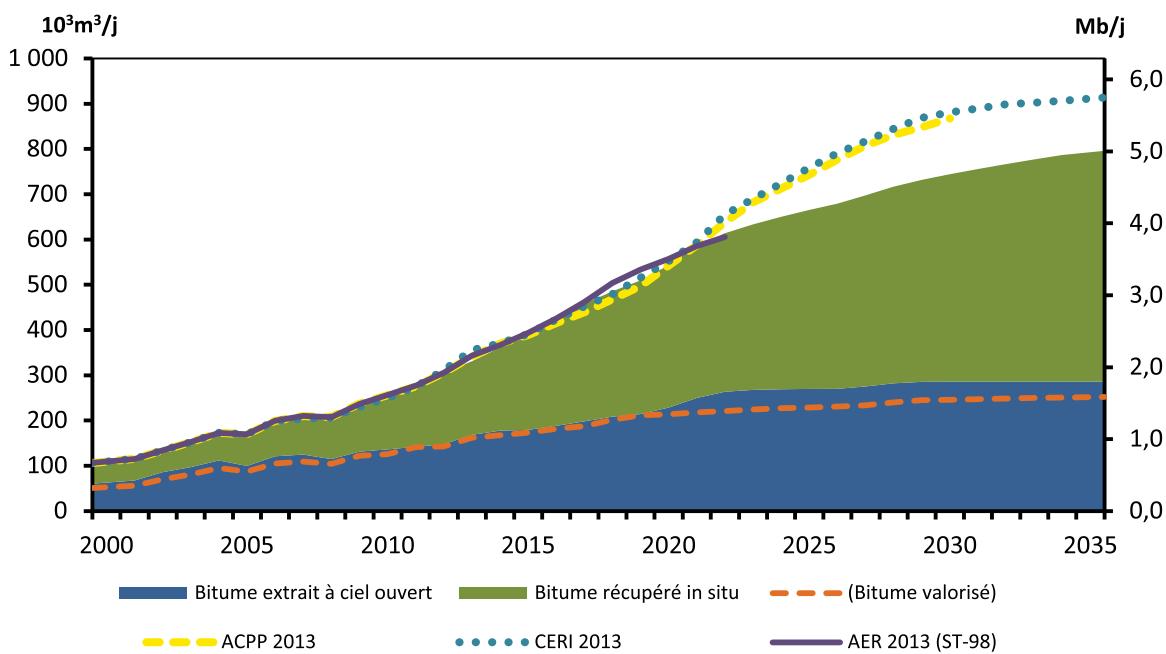
- Nous prévoyons qu'à court terme, des prix supérieurs du pétrole et des prix inférieurs du gaz naturel continuent de stimuler les forages pétroliers. En 2012, 63 % des forages visaient le pétrole et 37 %, donc, le gaz naturel. Cette tendance se modère au cours de la période de projection, car les prix du gaz naturel sont en hausse par rapport aux niveaux actuels.
- Dans les sables bitumineux, l'activité demeure solide, bien que l'intérêt des investisseurs ait été émoussé depuis le milieu de 2012 par des écarts de prix plus importants et plus irréguliers pour le brut lourd et le bitume.
- La tendance à la baisse de la production de pétrole brut classique dans le BSOC s'est inversée. La production continue de monter grâce au succès des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes appliquées aux réservoirs étanches. Comme il s'agit d'une nouvelle technologie, on ne sait au juste quelle en sera l'incidence globale sur les valeurs futures de la production. C'est pourquoi nous avons limité les quantités supplémentaires de production dans nos projections. La production totale de pétrole classique évolue à nouveau à la baisse en 2016.
- Dans l'Est du Canada, les gisements extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador dominent la production. Dans cette région, la production est en recul, mais divers apports de capacité permettent de prévoir des hausses à moyen terme. Mentionnons notamment les gisements supplémentaires Hibernia South et White Rose, ainsi que le gisement Hebron dont la mise en exploitation est prévue pour 2017. Dans le scénario de référence, nous supposons qu'un nouveau gisement sera découvert quelque part au large des côtes dans l'Est du Canada et qu'il entrera en exploitation en 2023. À long terme, la production reprend son mouvement à la baisse.

Production tirée des sables bitumineux

- Dans le scénario de référence, le prix du WTI, qui en dollars de 2012 monte de 94,05 à 110 \$ US le baril de 2012 à 2035, suffit à favoriser une croissance active de la production tirée des sables bitumineux. De grandes sociétés ont dévoilé des projets d'agrandissement alors que des entreprises étrangères investissent des sommes considérables pour acquérir une participation dans les sables bitumineux et créent, très souvent, des partenariats avec des sociétés canadiennes.
- Dans les investissements, on délaisse les projets d'extraction à ciel ouvert et de valorisation pour les projets in situ de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV), puisque les exploitants de sables bitumineux prévoient de meilleurs débouchés à long terme pour le pétrole lourd que pour le pétrole léger synthétique. L'annulation du projet Voyageur de Suncor/Total et l'élan donné aux projets SGSIV en sont l'illustration.

FIGURE 5.2

Production tirée des sables bitumineux et comparaison des projections, scénario de référence



- Nous prévoyons qu'en 2035, la production de pétrole tiré des sables bitumineux atteindra 796 10³m³/j (5,0 Mb/j) dans le scénario de référence; c'est 2,6 fois la production de 2012 (figure 5.2). Le gros de la croissance s'opérera alors dans la catégorie de la récupération in situ, de tels projets étant en général considérés comme relativement plus rentables que les projets d'extraction à ciel ouvert. De plus, on estime que 80 % des réserves de sables bitumineux se prêteront bien à l'application de la méthode de séparation in situ contre 20 % pour la technique d'extraction à ciel ouvert.²⁵ Si on compare les chiffres à ceux du rapport de 2011 sur l'avenir énergétique, on voit qu'en 2035, la récupération in situ gagne 3 % et que l'extraction à ciel ouvert, seule ou en intégration avec la valorisation, perd 9 %.

25 AER, ST-98 2013, *Alberta's Energy Reserves 2012 and Supply/Demand Outlook 2013-2022*, mai 2013, consultation à www.aer.ca.

- Nous comparons les projections de production totale de bitume de l'Office aux prévisions de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), de l'Alberta Energy Regulator (AER) et de l'Institut canadien de recherche en énergie (CERI) (figure 5.2). Ces prévisions sont convergentes jusqu'en 2021, mais en 2030 les estimations de l'ACPP et du CERI sont d'environ 15 % supérieures à celles de l'Office.
- Les cinq premières années de la période de projection sont marquées par des projets déjà en chantier ou aux derniers stades de leur planification. Dans une perspective à plus long terme, la liste des projets actuellement proposés, dont beaucoup en sont encore aux premières étapes de leur planification, donne à penser que la production de bitume pourrait atteindre 1,3 Mm³/j (8,3 Mb/j) si la plupart de ces aménagements devaient voir le jour.²⁶ Bien que la présente analyse considère la plupart des projets envisagés, l'accent est davantage mis sur l'établissement d'un taux de croissance raisonnable, compte tenu des profils de croissance passés, des taux de rendement économique et des besoins en immobilisations.
- Dans le scénario de référence, le taux de progression entre 2012 et 2022 est en moyenne annuelle de 8 % pour les projets de récupération in situ et de 6 % pour les projets d'extraction à ciel ouvert. Dans la dernière partie de la période, le rythme de progression se relâche, car la hausse des niveaux de production entraîne une augmentation des investissements d'entretien et moins de gisements de grande qualité demeurent inexploités. De 2025 à 2035, la croissance annuelle moyenne est de près de 3 % pour les projets de récupération in situ et de moins de 1 % pour les projets d'extraction à ciel ouvert.

Valorisation du bitume des sables pétrolifères

- Au début de 2011, le gouvernement albertain a conclu une entente avec North West Upgrading Inc. en vue d'assurer la transformation du bitume que recevrait la province dans le cadre d'une initiative de redevances en nature sous forme de bitume.²⁷ L'usine est déjà en chantier et la valorisation du bitume en première étape devrait démarrer en 2017.
- Le tableau 5.1 présente des estimations fondées sur des renseignements sectoriels accessibles au public au sujet des coûts d'aménagement d'un type donné de projet d'exploitation de sables bitumineux compte tenu d'un prix du pétrole qui suffirait à inciter un producteur à réaliser un tel projet. Ainsi, on estime que l'aménagement de projets d'extraction à ciel ouvert et de valorisation en intégration coûterait de 100 000 \$ à 120 000 \$ par baril de capacité quotidienne (en dollars canadiens de 2012). Pour qu'un nouveau projet soit économiquement viable, il faudrait un prix du pétrole qui soit de 80 à 100 \$ US le baril (en dollars de 2012).

26 CERI, *Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2012-2046)*, mai 2013, consultation à www.ceri.ca.

27 Communiqué de North West Upgrading Inc., 16 février 2011.

T A B L E A U 5 . 2**Coûts d'immobilisation initiaux estimatifs et prix seuils pour de nouveaux projets d'exploitation de sables bitumineux**

	Dépenses en immobilisations (\$ le baril de capacité, dollars canadiens de 2012)	Seuil économique ^(a) (prix du WTI ou équivalent en \$ US/b, dollars américains de 2012)
Extraction à ciel ouvert, récupération/séparation et valorisation	100 000 \$-120 000 \$	80 \$-100 \$
Extraction à ciel ouvert et récupération/séparation seulement (sans valorisation)	55 000 \$-75 000 \$	70 \$-100 \$
Valorisation seulement	55 000 \$-65 000 \$	55 \$-65 \$
SGSIV, stimulation cyclique par la vapeur ^(b)	25 000 \$-45 000 \$	50 \$-80 \$

(a) Cela comprend un taux réaliste de rendement après impôts qui serait généralement de l'ordre de 10 à 15 %.

(b) Types de production in situ.

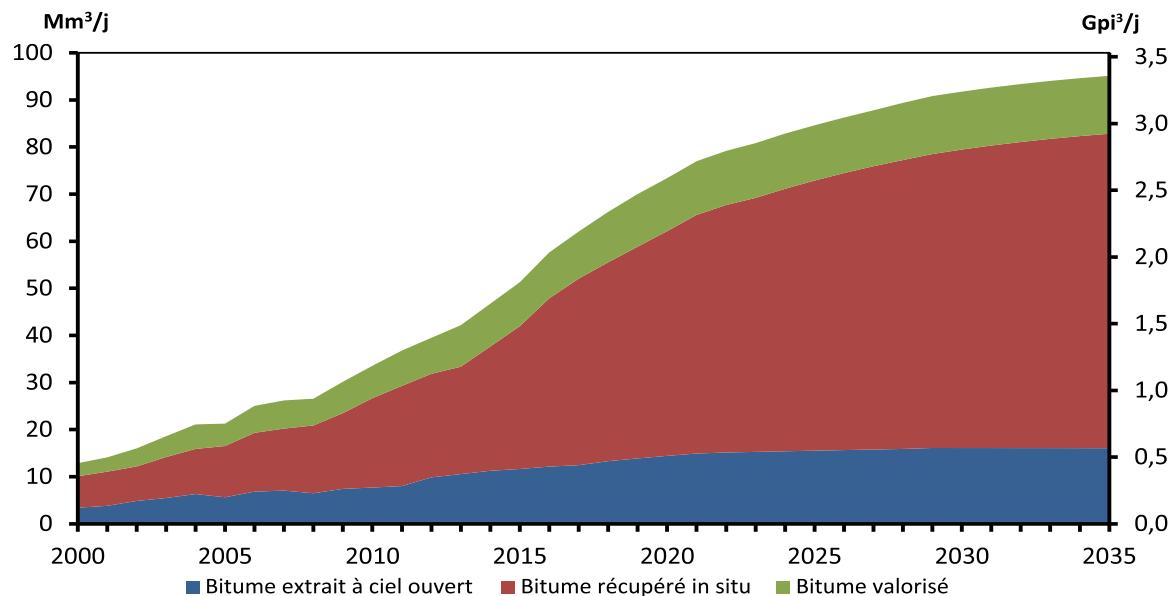
- L'extraction à ciel ouvert et la récupération ou séparation in situ fournissent toutes les deux une charge d'alimentation en bitume aux installations de valorisation. D'après l'AER, la quasi-totalité de la production par extraction à ciel ouvert et une proportion de 7 % de la production par récupération in situ ont été valorisées en 2012. Dans le scénario de référence, la quantité valorisée de bitume augmente à $252 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (1,6 Mb/j) en 2035, mais sans rester à la hauteur de la montée générale de la production bitumineuse. En proportion, la partie de la production totale de bitume en valorisation tombe à 32 % en 2035 alors qu'elle se situait à 47 % en 2010. De 2011 aux premiers mois de 2013, l'écart de prix entre le brut léger et le brut lourd a parfois été relativement important pour ensuite tomber aux niveaux habituels au milieu de 2013. De plus, la progression rapide du pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis a avivé la concurrence sur les marchés pour le pétrole brut synthétique. Ces facteurs joints aux coûts très élevés en immobilisations à prévoir pour la construction d'usines de valorisation ne favorisent pas l'aménagement de nouvelles installations du genre.

Gaz naturel pour les sables bitumineux

- L'exploitation des sables bitumineux requiert beaucoup d'énergie, notamment du gaz naturel comme combustible et comme charge d'alimentation. Dans nos projections, les nouvelles technologies et les améliorations d'efficacité énergétique diminuent l'intensité de l'utilisation de gaz avec le temps. Il faut aussi dire qu'à mesure qu'ils gagnent en expérience dans leurs projets, les exploitants sont plus capables d'économiser l'énergie. Dans le scénario de référence, l'intensité de la consommation de gaz naturel s'améliore de 0,5 % par an.

FIGURE 5.3

Gaz naturel acheté pour la séparation et la valorisation des sables bitumineux, scénario de référence



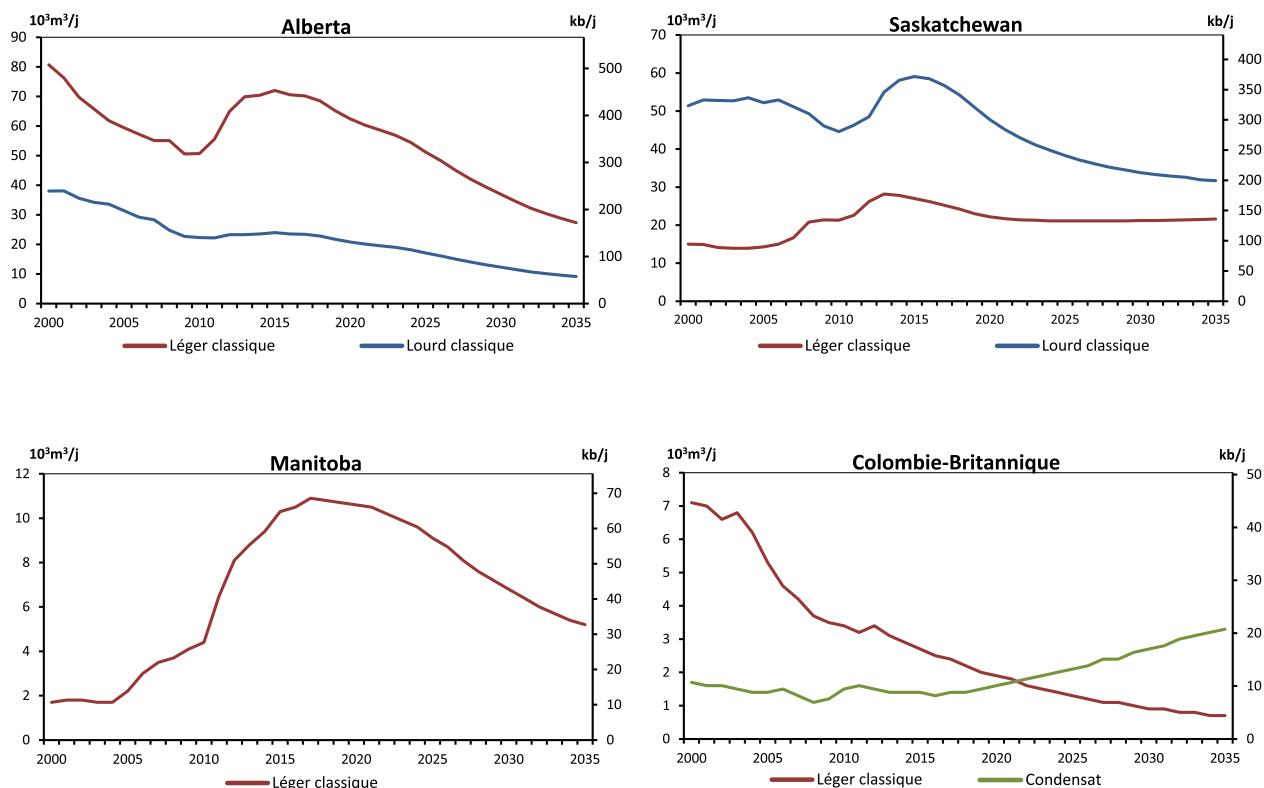
- À l'heure actuelle, on utilise un certain nombre de procédés à solvant ajouté et d'autres encore au stade de projet pilote, lesquels ajoutent de petites quantités de solvant (butane, propane, etc.) à la vapeur injectée dans le cadre de l'application des techniques de SGSIV et de stimulation cyclique par la vapeur, le but étant d'accroître l'efficience de la récupération. Dans divers autres projets pilotes, on met à l'essai des méthodes de stimulation électrique.
- Dans le scénario de référence, les besoins en gaz naturel acheté, y compris pour la cogénération liée aux projets de sables bitumineux, s'élèvent à 95,1 M m³/j (3,4 Gpi³/j) en 2035 (figure 5.3).

Production de pétrole classique

- La figure 5.4 décrit la production de pétrole brut classique dans le BSOC. Dans le cas de la Saskatchewan et du Manitoba, les chiffres indiquent un nouvel essor de la production de 2006 à 2016. En Alberta, la période de production accrue s'étend de 2009 à 2017. Ces données s'expliquent en partie par l'intensification de l'activité attribuable à des prix plus élevés. La figure témoigne en outre de l'utilisation réussie du forage horizontal et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes pour le pétrole de réservoirs étanches, notamment dans la formation de Bakken en Saskatchewan. D'autres formations comme celles de Viking, du Shaunavon inférieur, de Cardium, de Slave Point, de Belly River et de Lower Amaranth se trouvent également en hausse de production. En Saskatchewan, la production a bénéficié de deux projets de RAH avec injection de CO₂ à Weyburn et à Midale. Ces projets sont exploités depuis déjà plusieurs années.

FIGURE 5.4

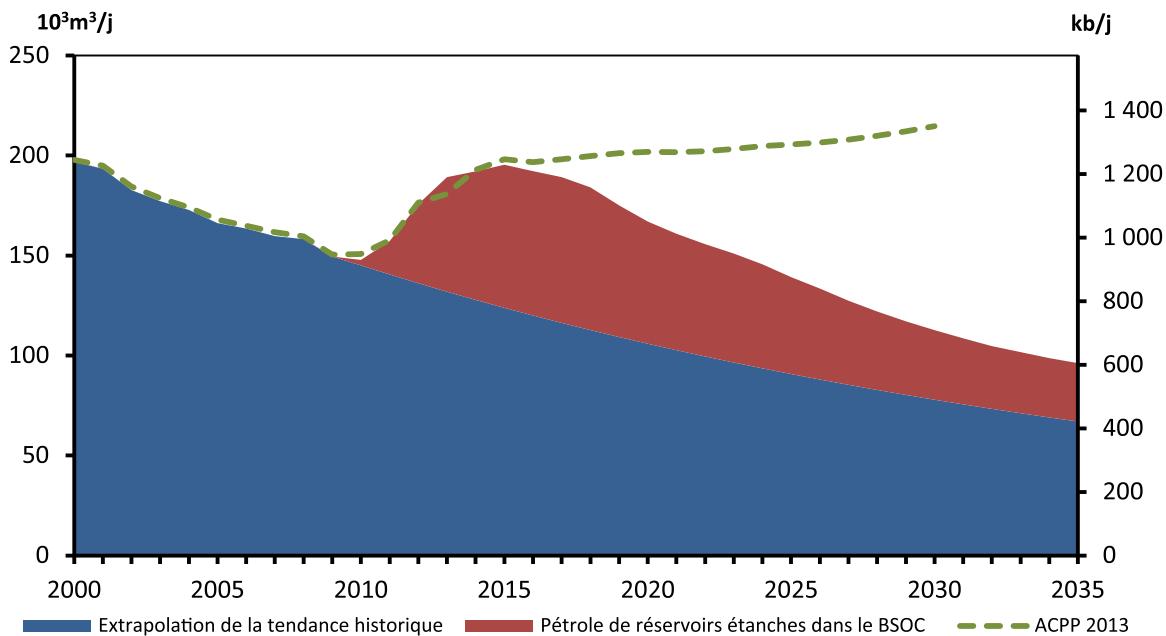
Production de pétrole classique dans le BSOC, scénario de référence



- En 2012, l'activité de forage a continué à favoriser le pétrole contrairement à la longue tendance passée en faveur des forages gaziers. Le forage horizontal est à l'origine de 85 % des 5 900 puits de pétrole forés dans l'Ouest canadien en 2012.
- Au Manitoba, la production est en croissance depuis 2006; selon les prévisions, elle devrait atteindre $10,9 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (68 kb/j) en 2017 avant d'évoluer en baisse à long terme.
- En Colombie-Britannique, la production de pétrole classique se trouve invariablement en recul. Toutefois, les quantités de condensat augmentent grâce à la production grandissante de gaz naturel riche en liquides.

FIGURE 5.5

Production supplémentaire de pétrole de réservoirs étanches dans le BSOC, scénario de référence

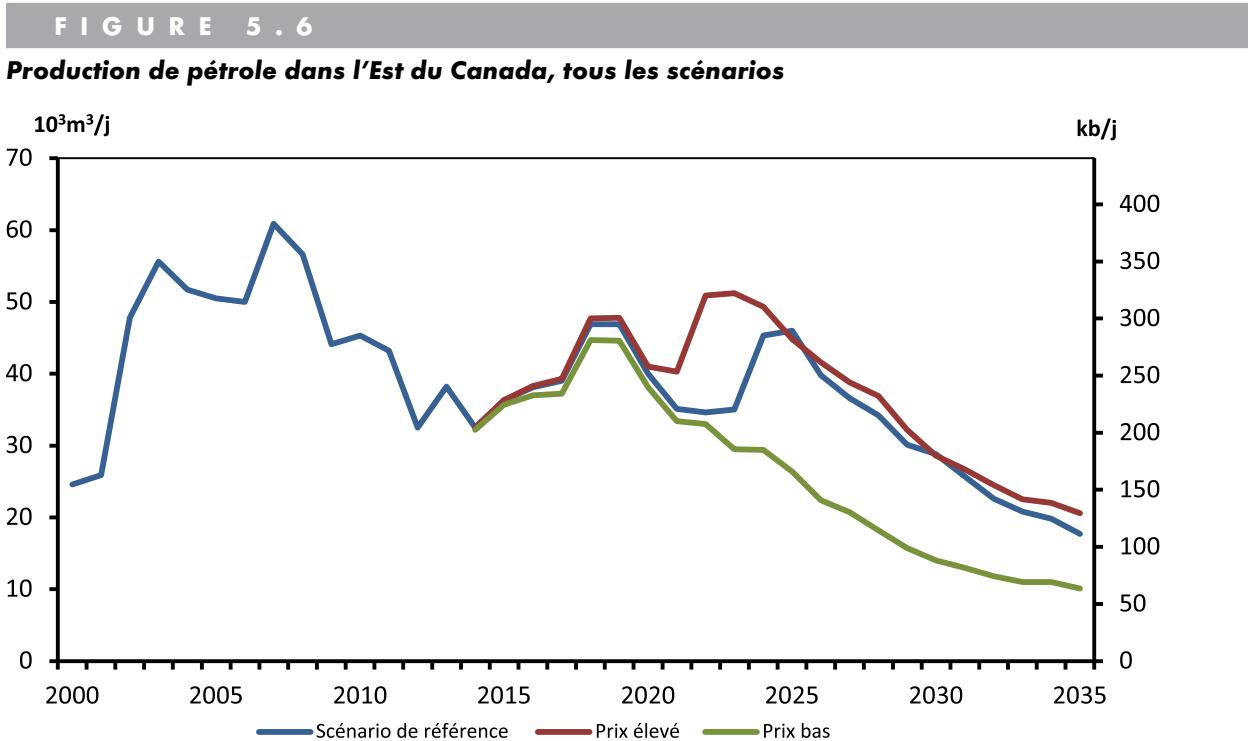


- La figure 5.5 décrit l'incidence de la production de pétrole de réservoirs étanches sur l'inversion de la tendance, à long terme, à la diminution de la production de pétrole classique dans le BSOC. On estime qu'en 2015, la production sera supérieure d'environ $64,5 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (406 kb/j) à ce qu'elle aurait été sans une progression de la production de pétrole de réservoirs étanches. La prévision que fait l'ACPP de la production totale de pétrole brut classique l'emporte considérablement sur celle de l'Office. Cette supériorité s'explique par des valeurs plus élevées à long terme pour la production de pétrole de réservoirs étanches. Dans l'ensemble, cette mise en valeur en est toujours aux premiers stades au Canada. Si les prévisions divergent, cela est dû à l'incertitude de la situation. Il est très possible que les estimations des ressources et les projections de la production doivent être revues dans les analyses futures.
- Dans le Nord canadien, les gisements de Norman Wells et de Cameron Hills sont actuellement les seuls en exploitation. Aucune autre zone de production n'est prise en compte dans nos projections pour le Nord, le gros de l'activité de mise en valeur des ressources pétrolières se trouvant encore aux stades de l'évaluation et de l'exploration. Il reste que, comme on peut le voir au tableau 5.1, les territoires recèlent d'importantes ressources pétrolières à la fois sur la terre ferme et au large des côtes. Si on considère l'activité récente dans la formation schisteuse de Canol dans les Territoires du NordOuest et la mer de Beaufort, on peut fort bien s'attendre à ce que les projections de production soient révisées pour le Nord dans de futures analyses.

Production de pétrole dans l'Est du Canada

- Dans l'Est du Canada, la production comprend de petites quantités de pétrole produit en Ontario, mais consiste surtout en pétrole extrait des gisements extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador (figure 5.6). Dans cette dernière province, la production est en baisse depuis 2006.

- À moyen terme, divers autres gisements extracôtiers entreront en exploitation. Ce sont des apports de capacité qui mettent fin à ce mouvement décroissant, mais la production évolue à nouveau à la baisse à long terme dans les trois scénarios.



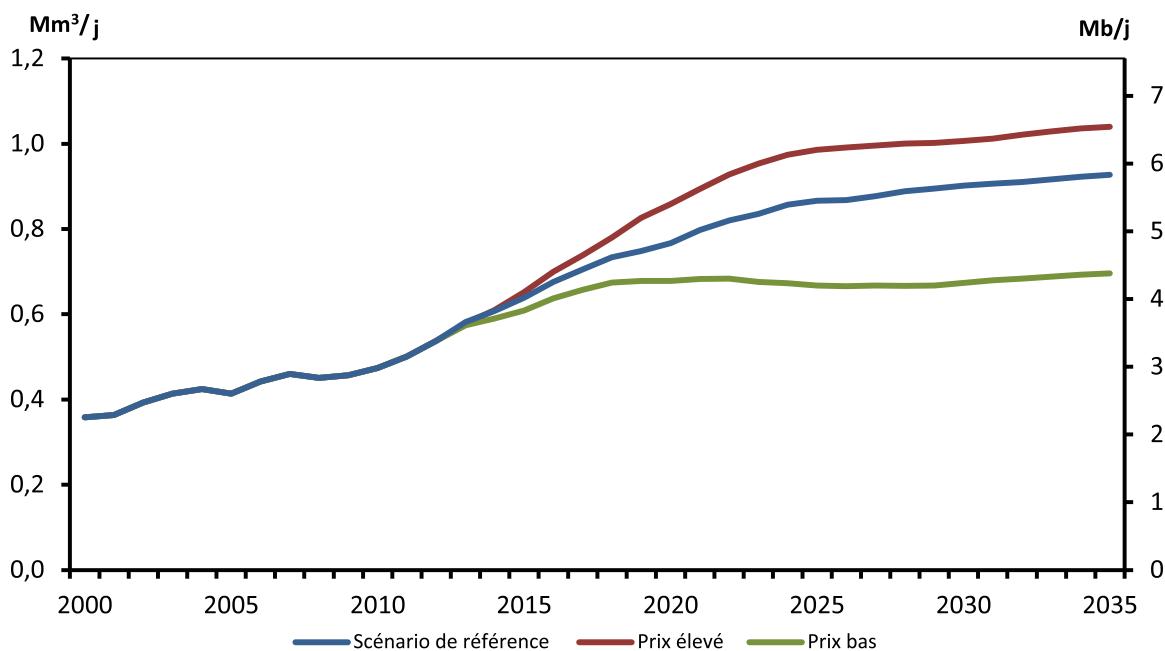
- Dans le scénario de référence, nous supposons que dans l'Est du Canada on découvre un nouveau gisement extracôtier de 500 millions de barils, lequel entrerait en exploitation en 2023. Dans le scénario de prix élevés, le nouveau gisement commencerait à être exploité deux ans plus tôt, soit en 2021. Dans ce scénario, on suppose également que des prix supérieurs viendront prolonger la durée utile des gisements existants. Dans le scénario de prix bas, aucune nouvelle découverte n'est prévue.

Production totale de pétrole au Canada

- Les écarts de production de pétrole dans les projections traduisent les hypothèses relatives aux prix du pétrole et du gaz naturel et les niveaux relatifs d'investissements disponibles à des fins d'exploration et de mise en valeur dans les divers scénarios (figure 5.7).

FIGURE 5.7

Production totale de pétrole au Canada, tous les scénarios



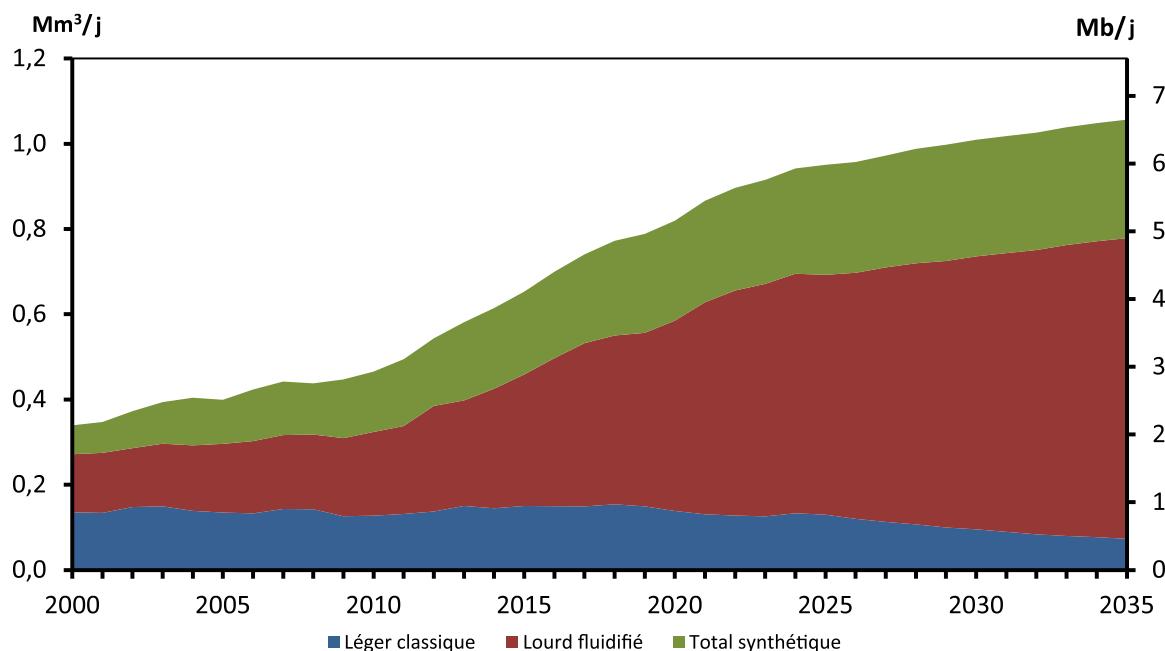
- Dans le scénario de référence, la production atteint $928 10^3 m^3/j$ ($5,8 Mb/j$) en 2035; c'est le double de la valeur de 2010. Dans le scénario de prix élevés, elle est d'un peu plus de $1,0 Mm^3/j$ ($6,5 Mb/j$); c'est 12 % de plus que dans le scénario de référence. Dans le scénario de prix bas enfin, la production croît plus lentement, mais n'en atteint pas moins $696 10^3 m^3/j$ ($4,4 Mb/j$) en 2035.

Bilan de l'offre et de la demande

- La production nette disponible de pétrole est la quantité mise à la disposition du marché après des ajustements en fonction des pertes en traitement, des exigences de mélange pour le pétrole lourd et le bitume non valorisé et du volume de diluant sous forme de condensat qui est recyclé localement. Le rendement de la valorisation varie selon les installations, mais globalement, environ 85 % de la charge d'alimentation est transformée en pétrole brut synthétique. La totalité du bitume non valorisé et la plus grande partie du pétrole lourd classique doivent être mélangés à des hydrocarbures légers, normalement à un condensat, de manière à réduire la viscosité et à satisfaire aux exigences du transport par pipeline. On estime que 23 % de tout le condensat de fluidification est récupéré dans les usines de valorisation et les raffineries de l'Alberta et de la Saskatchewan et restitué pour réutilisation.

FIGURE 5.8

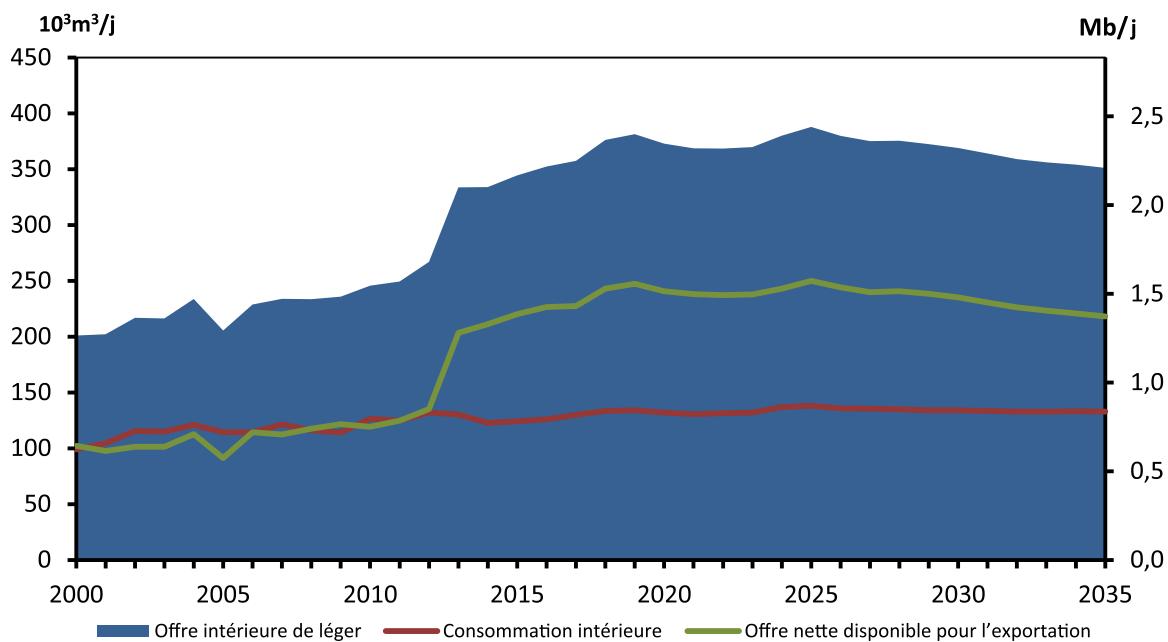
Offre nette disponible de pétrole, scénario de référence



- D'ordinaire, le bitume fluidifié contient quelque 30 % de condensat, tandis que le pétrole brut lourd classique en renferme 7 % environ. Avec les quantités croissantes de fluidifiant de pétrole lourd (figure 5.8), la demande s'accroît pour le condensat et d'autres diluants sous forme d'hydrocarbures légers. Nous supposons que les importations de condensats ou de produits semblables des États-Unis ou d'outre-mer, jointes à la fabrication de diluants dans les raffineries et les usines de valorisation canadiennes, permettront de suivre en majeure partie la progression de la demande de diluants.
- On utilise aussi, mais dans une faible mesure, des butanes, du brut synthétique et du brut léger classique à des fins de fluidification. Il est difficile de prévoir ce que sera la progression en volume pour ces sources, car tout dépendra de la demande relative, de la disponibilité et du prix de ces éléments. Dans notre analyse, nous supposons que les besoins de fluidification seront comblés par $13,2 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (83 kb/j) de butanes, $8,5 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (53 kb/j) de brut léger (synthétique ou classique) et $141,9 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (893 kb/j) de condensat en 2035. Nous estimons le besoin en importation de condensat à $125,7 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (786 kb/j).
- Les besoins des raffineries en charge d'alimentation sous forme de pétrole brut sont fonction de la demande de produits pétroliers. Au pays, le secteur du raffinage du pétrole compte sur le brut canadien et importé pour fabriquer les produits que les Canadiens et Canadiennes utilisent. Le Canada importe également des produits pétroliers raffinés, puisque dans certaines régions il est plus économique d'agir ainsi.
- De 2012 à 2035, les besoins totaux en charge d'alimentation pour les raffineries canadiennes montent de 5,6 % à $313,7 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (2,0 Mb/j) dans le scénario de référence.
- Les exportations de pétrole brut canadien disponible à cette fin sont en hausse ces dernières années et continueront à fluctuer en réponse à l'augmentation de l'offre tirée des sables bitumineux de l'Alberta ou aux variations de celle des sources classiques.

FIGURE 5.9

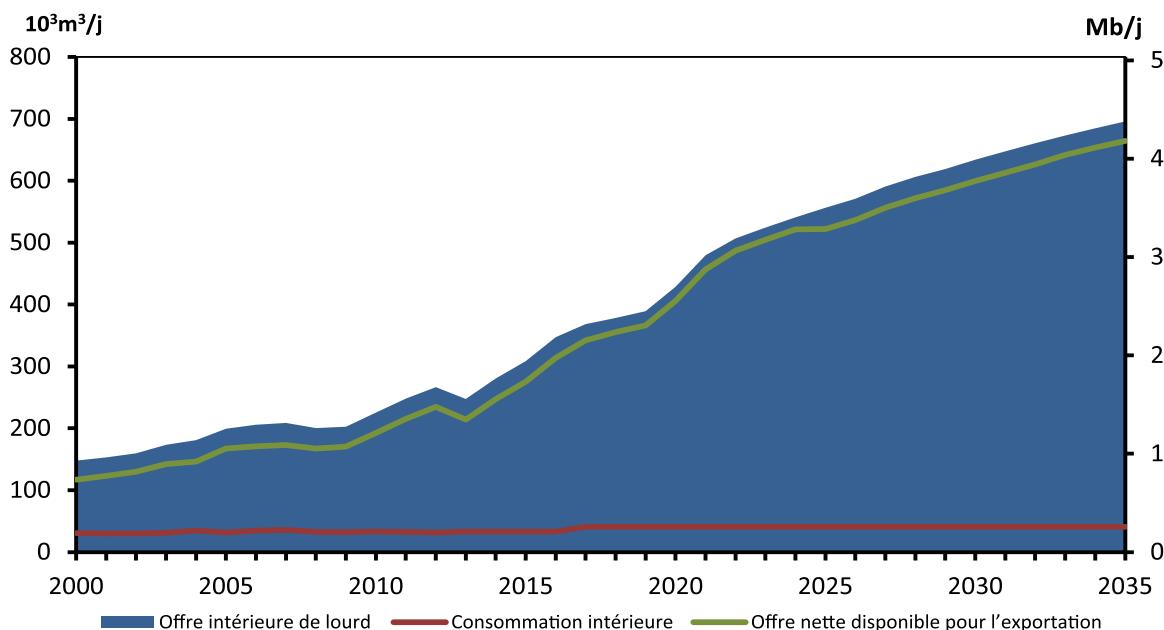
Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut léger, scénario de référence



- Dans le scénario de référence, le pétrole brut total (léger et lourd) disponible pour l'exportation augmente de 139 % de 2012 à 2035 pour se situer à $883 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (5,0 Mb/j). Les exportations de brut léger culminent à $250 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (1,6 Mb/j) en 2025 et tombent progressivement ensuite à $218 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (1,4 Mb/j) en 2035 (figure 5.9). Cette diminution s'explique par une baisse de la production de brut léger et un plafonnement de la demande intérieure. Les exportations de brut lourd s'accroissent de 182 % pour atteindre $665 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ (4,2 Mb/j) en raison de la progression de la production de bitume fluidifié en provenance des sables bitumineux de l'Alberta (figure 5.10).

FIGURE 5.10

Bilan de l'offre et de la demande, pétrole brut lourd, scénario de référence



- La quantité totale de pétrole disponible pour l'exportation augmente sur la période de 23 ans de 172 % dans le scénario de prix élevés et de 67 % dans le scénario de prix bas.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Une hypothèse première dans cette analyse est que l'infrastructure sera suffisante pour livrer la production de pétrole canadien sur les marchés d'exportation. Si tel n'était pas le cas, il pourrait y avoir une incidence sur les prix du brut canadien comme il en a été question au chapitre 2, ainsi que sur la croissance future de la production. Dans notre analyse, nous supposons également que les marchés garderont la capacité d'absorber les exportations du Canada. Une progression rapide qui se maintient de la production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis, principal marché d'exportation pétrolière du Canada, est de nature à diminuer la dépendance de notre voisin du sud à l'égard des importations de brut. Une autre incertitude tient aux possibilités pour le Canada d'exporter de son pétrole vers d'autres marchés. Que ces deux hypothèses clés se vérifient ou non constitue une grande incertitude dans les projections du rapport AE 2013.
- Nos projections à long terme font voir une évolution progressive des prix, mais il est probable que les mouvements seront irréguliers avec d'éventuelles flambées dans les deux sens. Les niveaux de production sont en étroite corrélation avec les prix que reçoivent les producteurs. Une incertitude connexe est celle des taux de change. Les exportateurs de pétrole sont payés en dollars américains et, par conséquent, un dollar canadien qui prend de la valeur diminuerait le rendement économique s'offrant aux producteurs du pays.
- Les perspectives d'inflation des coûts sont relativement ténues pour l'instant, mais un certain nombre de grands projets d'exploitation des sables bitumineux sont déjà en chantier ou encore à l'étape de la planification. Ces projets rivaliseront pour la main-d'œuvre et les matériaux avec les projets pétroliers et gaziers classiques, ainsi qu'avec d'autres projets de

grande envergure. Même si les entreprises ont prévu des mesures pour maîtriser les coûts de construction, l'inflation des coûts risque de ralentir le rythme de l'expansion.

- Une pénurie de main-d'œuvre qualifiée se crée compte tenu du vieillissement de la population active et de l'accroissement de la demande de travailleurs en général. Selon le Conseil canadien des ressources humaines de l'industrie du pétrole (CCRHP), l'industrie du pétrole et du gaz doit pourvoir à 36 000 emplois entre 2013 et 2015 en situation d'activité intense de l'industrie et d'attrition en fonction de l'âge. À plus long terme et dans un scénario d'élévation des prix pétroliers et gaziers, le CCRHP prévoit que 84 000 nouvelles mesures d'embauchage seront nécessaires d'ici 2022. C'est un défi qui est actuellement relevé grâce à un certain nombre d'initiatives du gouvernement et de l'industrie, mais une pénurie de main-d'œuvre risque d'alourdir les coûts de construction et de freiner l'essor du secteur pétrolier.
- Les règles et la réglementation qui encadrent la mise en valeur des sables bitumineux continuent d'évoluer et sont source d'incertitude en ce qui concerne les projets futurs.
- L'industrie et de nombreux gouvernements provinciaux et territoriaux se penchent actuellement sur les enjeux liés à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, qu'il s'agisse de la quantité d'eau fraîche utilisée, de la protection de la nappe phréatique contre les fluides de fracturation ou de la composition chimique et de l'élimination sécuritaire de ces fluides. Les règles et la réglementation futures pourraient dicter le rythme et le niveau de la production de pétrole de réservoirs étanches.
- Il est possible, pendant la période de projection, qu'il se produise des percées technologiques qui accéléreront la mise en valeur des ressources de pétrole classique et des ressources tirées des sables bitumineux.

PERSPECTIVES DU GAZ NATUREL

Ressources gazières

- Un changement marquant depuis le rapport de 2011 sur l'avenir énergétique est une importante majoration des estimations des ressources canadiennes en gaz de réservoirs étanches et de schiste. Les activités en cours de mise en valeur pourront éclairer de nouvelles études, dont l'évaluation commune de la formation de Montney par l'Office, la Colombie-Britannique et l'Alberta, ainsi que l'évaluation des formations schisteuses et silteuses par le gouvernement albertain, ce qui permettra de brosser un tableau plus complet des ressources gazières de l'Ouest canadien. Si on tient compte de ces perspectives, on compterait selon les estimations de l'Office $31,0 \text{ Tm}^3$ ($1\,093 \text{ Tpi}^3$) de ressources commercialisables restantes au Canada à la fin de 2012 (voir les détails dans les annexes).
- Aux fins de notre analyse, le gaz de réservoirs étanches est le gaz tiré de réservoirs gréseux, silteux et carbonatés de faible perméabilité.²⁸ Généralement, les réservoirs de gaz étanches n'ont pas de voies de cheminement naturelles suffisantes à travers le roc pour que le gaz naturel rejoigne le puits vertical de forage. Il faut donc recourir à une méthode de stimulation artificielle pour créer de telles voies de cheminement, notamment songer à une fracturation hydraulique ou à un forage horizontal permettant de relier le plus grand nombre de fractures naturelles possible. On estime qu'au Canada, les ressources commercialisables de gaz de réservoirs étanches sont de $15,0 \text{ Tm}^3$ (530 Tpi^3) à la fin de 2012, dont $5,0 \text{ Tm}^3$ (178 Tpi^3) du côté albertain de la formation de Montney et $7,7 \text{ Tm}^3$ (271 Tpi^3) du côté britanno-colombien.
- On estime également qu'à la fin de 2012, il restait 992 Gm^3 (35 Tpi^3) de méthane de houille (MH) en Alberta.
- Selon les estimations, le bassin de Horn River, qui est une formation schisteuse gazifière, contient $2,2 \text{ Tm}^3$ (78 Tpi^3) de gaz. Dans l'ensemble, les ressources canadiennes en gaz de schiste se chiffreraient à $6,3 \text{ Tm}^3$ (222 Tpi^3). Cette estimation ne tient pas compte des ressources à l'extérieur de l'Ouest canadien comme dans les formations schisteuses d'Utica au Québec et de Horton Bluff dans les Maritimes. Cet inventaire en est encore aux premiers stades.
- Les ressources de zones pionnières comprennent les ressources du Nord canadien et les ressources extracôtières. On estime que le Nord recèle $3,3 \text{ Tm}^3$ (116 Tpi^3) de gaz, dont 66 % dans la région fleuve Mackenzie-mer de Beaufort, le reste se trouvant dans l'archipel arctique. Selon les estimations, il y aurait $2,6 \text{ Tm}^3$ (91 Tpi^3) de gaz commercialisable au large de la côte Est et 482 Gm^3 (17 Tpi^3) au large de la Colombie-Britannique à la fin de 2012.

28 Voici les zones de gaz de réservoirs étanches dont fait état notre analyse : certaines zones du Crétacé dans le Deep Basin, formations de Milk River, de Medicine Hat et de Second White Specks dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan, formations de Jean Marie et de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

T A B L E A U 6 . 1**Ressources gazières commercialisables restantes au 31 décembre 2012**

	BSOC ^(a)	Côte Ouest	Nord du Canada	Ontario et Québec	Côte Est	Canada
Gm ³	24 390	482	3 286	227	2 578	30 963
Tpi ³	861	17	116	8	91	1093

(a) Le BSOC comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Dans le présent tableau, toutes les ressources et les réserves des territoires figurent sous « Nord du Canada ».

Perspectives de la production de gaz naturel au Canada**Activités de forage et productivité des puits gaziers**

- Le nombre de puits de gaz naturel forés chaque année au Canada est en baisse depuis 2005. Le recul est marqué depuis 2008, situation causée en grande partie par une importante diminution des prix gaziers (figure 6.1). Ces quelques dernières années, l'activité de forage a porté sur les ressources les plus économiques, c'est-à-dire sur les ressources plus profondes en réservoir étanche et en formation schisteuse. Dans l'ensemble, les coûts d'approvisionnement en gaz de réservoirs étanches et de schiste ont régressé grâce aux percées technologiques que représentent le forage horizontal et la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Il faut aussi dire que certaines formations exploitées donnent des LGN avec le gaz naturel, d'où un surcroît de revenu pour les producteurs. En revanche, la mise en valeur des ressources gazières peu profondes a largement été suspendue, car les gisements exploités manquent généralement de LGN et se prêtent mal à l'application de la technologie ayant permis d'abaisser les coûts dans le cas des gisements profonds. L'accent est donc encore mis sur les réservoirs plus profonds pour la période de projection.
- Les puits profonds présentent généralement des taux de production supérieurs à ceux des puits plus superficiels. C'est ce que nous disent les taux plus élevés en moyenne de production initiale²⁹ (PI) dans l'Ouest canadien, lesquels ont grimpé depuis quelques années surtout en raison des améliorations technologiques et des proportions supérieures de puits profonds forés. Le taux PI moyen dans l'Ouest canadien pour l'ensemble des puits forés en 2006 s'est établi à $15,6 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($0,55 \text{ Mpi}^3/\text{j}$) de gaz commercialisable. Pour 2012, la moyenne est de $34,6 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,2 \text{ Mpi}^3/\text{j}$). Le taux moyen en 2035 serait de $55,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1,9 \text{ Mpi}^3/\text{j}$).
- Les zones où la production est plus prometteuse sont généralement celles où l'on fore les premiers puits dans une région donnée. C'est pourquoi le taux de PI moyen pour les nouveaux puits tendrait à baisser à mesure que l'activité passe à des zones moins productives dans un bassin. Cependant, il est possible que le perfectionnement simultané des techniques de forage et de complétion de puits puisse compenser ces baisses et garder constants les taux de PI. Nous supposons donc que ces taux resteront à leurs niveaux actuels dans la plupart des régions de l'Ouest canadien pendant la période de projection. Comme exceptions, il y aurait quelques zones de gaz de réservoirs étanches, où ils ont augmenté, et des zones de réservoirs peu profonds, où ils ont constamment été en recul.
- Nous gardons constants les taux PI de la période de projection pour la zone de réservoirs

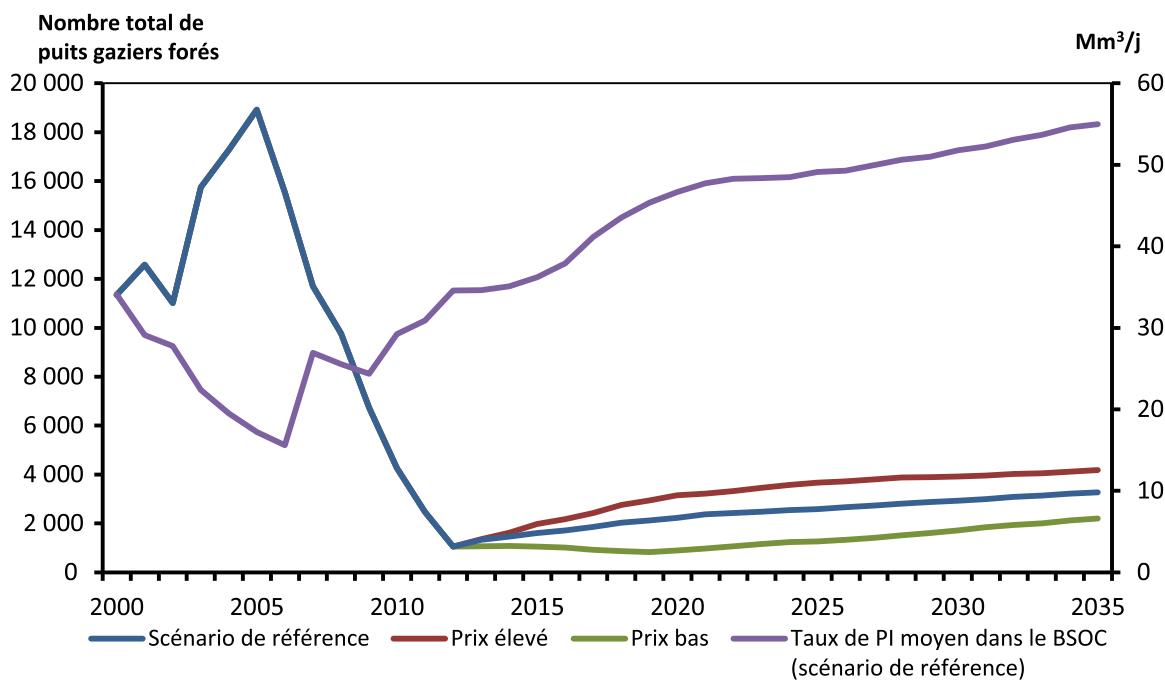
29 Les taux en question se définissent aux fins de notre analyse comme les taux les plus élevés de production mensuelle moyenne pendant les trois premiers mois d'exploitation.

étanches de Montney et pour les formations schisteuses de l'Ouest canadien. Dans la partie de la formation de Montney qui s'étend en Alberta, le taux de PI est de $99,2 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($3,5 \text{ Mpi}^3/\text{j}$). Du côté de la Colombie-Britannique, il est de $127,5 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($4,5 \text{ Mpi}^3/\text{j}$). Dans le cas des formations schisteuses gazifères, les taux s'établissent à $283,3 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($10 \text{ Mpi}^3/\text{j}$) pour Horn River et Liard, à $70,8 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($2,5 \text{ Mpi}^3/\text{j}$) pour Cordova et à $85,0 \text{ } 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ ($3 \text{ Mpi}^3/\text{j}$) pour Duvernay.

- Le nombre de puits gaziers forés chaque année augmente avec le temps dans le scénario de référence, puisque les dépenses en immobilisations s'accroissent en situation d'élévation des prix du gaz naturel. L'activité de forage continue de porter sur les gisements profonds plus économiques en réservoir étanche et en formation schisteuse. Toutefois, le nombre de puits n'atteint pas les sommets de la période 2005-2008, mais les taux de production élevés des puits profonds font progresser la production canadienne, les nouveaux apports de capacité ayant plus de poids que les pertes de production aux vieux puits à partir de 2019. Le nombre de puits forés chaque année monte, de près de 1 100 en 2012 à plus de 3 200 en 2035 (800 à Montney, 112 à Horn River et 170 à Duvernay).
- Dans notre analyse, nous posons des exportations de GNL de $28,3 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($1,0 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2019. De là, les exportations montent à $56,6 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($2,0 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2021 et à $85,0 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($3,0 \text{ Gpi}^3/\text{j}$) en 2023. C'est là une hypothèse plus qu'une projection. Les dépenses d'exploration et de mise en valeur liées aux exportations de GNL portent les dépenses en immobilisations au-delà de ce qu'elles seraient en temps normal, d'où une nouvelle hausse du nombre de puits et de la production de gaz naturel dans le BSOC.
- Dans le scénario de prix élevés, des prix gaziers supérieurs amènent plus de dépenses en immobilisations et, par conséquent, le nombre annuel de nouveaux puits forés passe à plus de 4 000 en 2035. Dans le scénario de prix bas, le nombre correspondant régresse jusqu'en 2020, après quoi les prix se mettent à monter et les dépenses en immobilisations supplémentaires permises par les exportations prévues de GNL contribuent à hausser à presque 2 200 le nombre annuel de puits gaziers forés en 2035.

FIGURE 6.1

Puits de gaz naturel forés, tous les scénarios, et taux moyen de PI^(a)



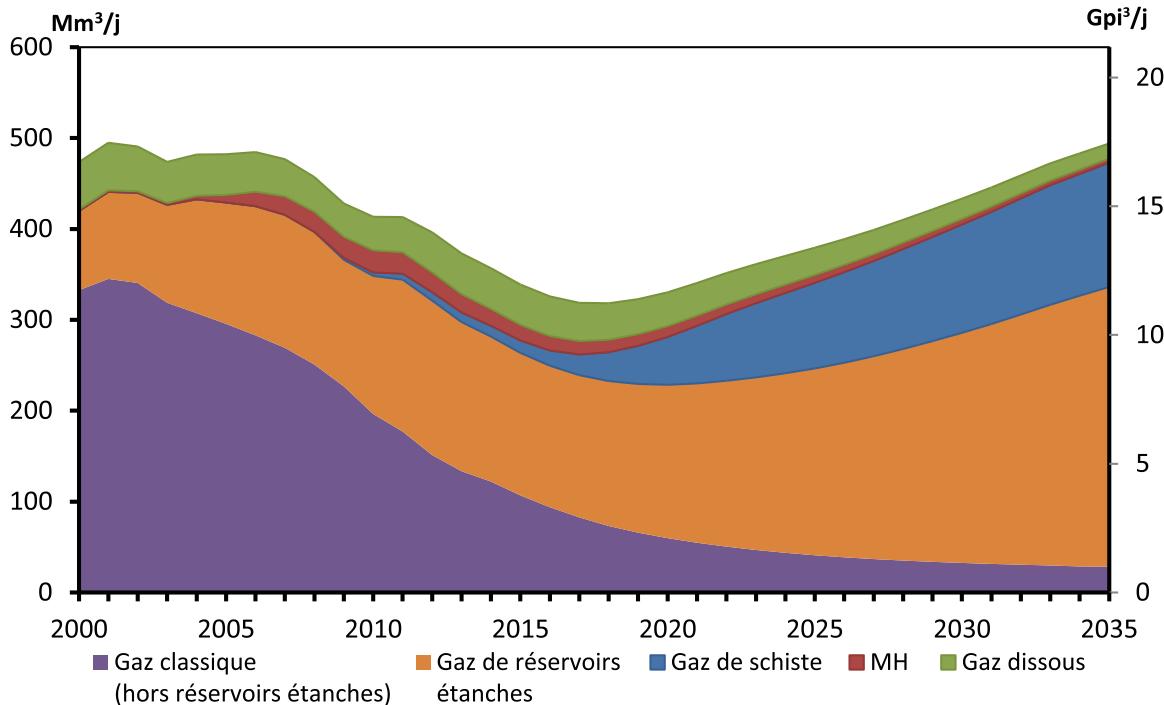
(a) La figure ne tient pas compte des puits de gaz envisagés pour le delta du Mackenzie dans le scénario de prix élevés.

Production de gaz naturel

- Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel commercialisable au Canada tombe de 373,1 à 318,2 Mm³/j (de 13,2 à 11,2 Gpi³/j) de 2013 à 2018 (figure 6.2). À mesure que la hausse des prix et les exportations de GNL soutiennent une plus grande activité de forage, la production est en progression soutenue à partir de 2019 pour atteindre 494,0 Mm³/j (17,4 Gpi³/j) en 2035.

FIGURE 6.2

Production de gaz naturel selon le type, scénario de référence



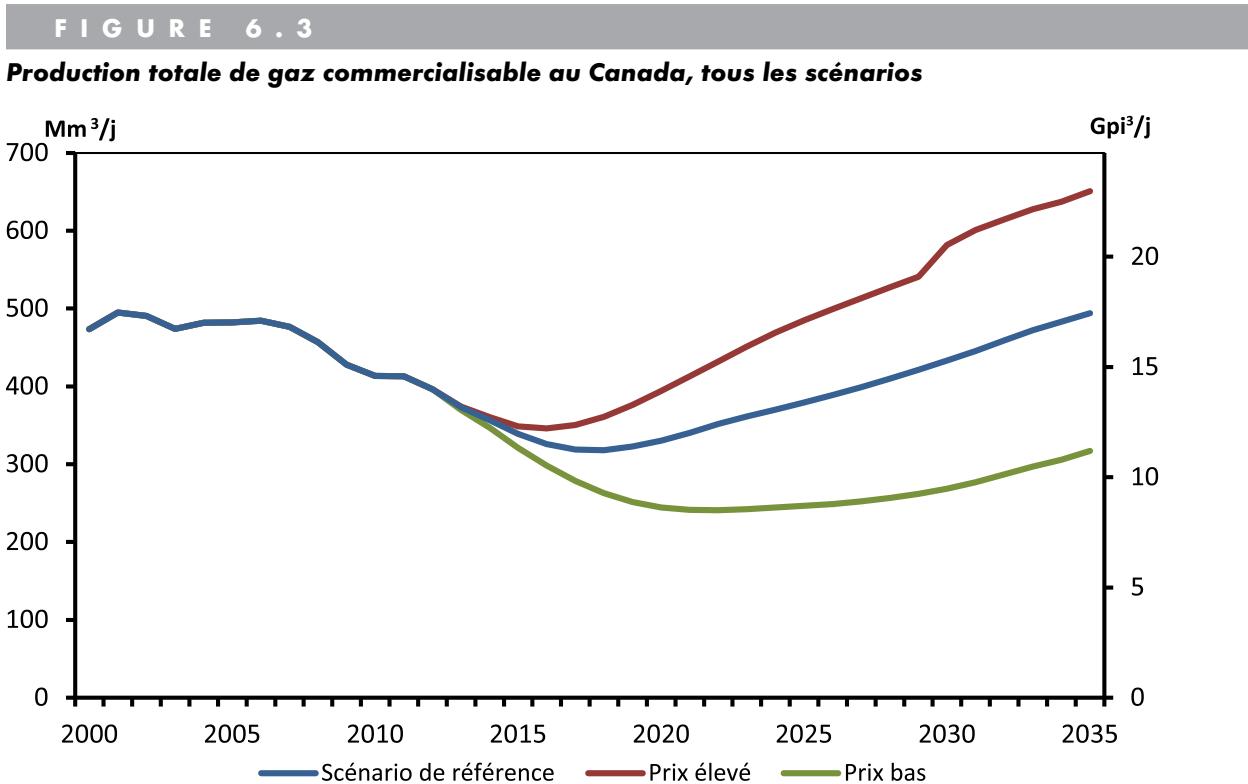
- Dans le BSOC, la production de gaz de réservoirs étanches et de schiste demeure en hausse, alors que la production de gaz classique et de MH continue d'évoluer en baisse. Avant 2009, le gaz classique (ne provenant pas de réservoirs étanches) formait au moins la moitié de la production annuelle au Canada. Comme nous mettons l'accent dans nos projections sur les gisements profonds de gaz de réservoirs étanches et de schiste, le gaz classique ne figure plus que pour 6 % dans la production en 2035 comparativement à 62 % pour le gaz de réservoirs étanches et à 28 % pour le gaz de schiste.
- La production dans la zone de Montney et une partie du reste de la production en réservoir étanche peuvent comporter de grandes quantités de LGN. Les prix des LGN sont normalement liés à ceux du pétrole et, pouvant apporter un surcroît de revenu, viennent améliorer la rentabilité relative de la production. Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel du côté britanno-colombien de la formation de Montney monte entre 2013 et 2035 de 44,1 à 173,8 Mm³/j (de 1,6 à 6,1 Gpi³/j) et, du côté albertain, de 9,0 à 46,5 Mm³/j (de 0,3 à 1,6 Gpi³/j) pendant la même période.
- En Alberta, le Deep Basin donne actuellement de grandes quantités de gaz de réservoirs étanches et nous maintenons cette situation sur la période de projection. Cette zone de ressources est attrayante en raison de la présence de LGN dans la production gazière et de la proximité de l'infrastructure en place de traitement et de transport du gaz. La production de gaz naturel commercialisable est relativement stable avec une légère augmentation dans le scénario de référence (de 71,7 à 72,9 Mm³/j (de 2,5 à 2,6 Gpi³/j) entre 2013 et 2035), la production des nouveaux puits compensant les pertes de production aux vieux puits.
- Dans le bassin de Horn River, l'activité de forage a été faible ces quelques dernières années compte tenu de la baisse des prix gaziers et de l'absence de LGN dans le gaz. Nous prévoyons que l'activité et la production progresseront avec la hausse des prix et les dépenses

en immobilisations permises par les exportations de GNL. Dans le scénario de référence, la production de gaz de schiste commercialisable pour Horn River passe de 8,2 à 102,6 Mm³/j (de 0,3 à 3,6 Gpi³/j) de 2013 à 2035.

- Les formations schisteuses de Duvernay en Alberta et de l'enfoncement de Cordova et du bassin Liard dans le nord-est de la Colombie-Britannique en sont aux premiers stades de leur mise en valeur, mais elles figurent quand même dans nos projections. En 2035, la production de gaz naturel commercialisable sera, selon notre scénario de référence, de 17,3, 6,9 et 6,4 Mm³/j (610, 240 et 225 Mpi³/j) respectivement à Duvernay, à Cordova et dans le bassin Liard.
- Pendant la période de projection, la production de MH régresse, de 20,1 à 4,4 Mm³/j (de 0,7 à 0,2 Gpi³/j), de 2013 à 2035, en raison du délaissement du MH au profit d'autres ressources plus économiques.
- Par ailleurs, la production de gaz dissous (gaz produit avec le pétrole des puits pétroliers) diminue pendant la période de projection. On s'attend à ce que la production de pétrole léger augmente jusqu'en 2016 avant d'évoluer en baisse, mais le gaz supplémentaire ainsi produit ne suffit pas à compenser les pertes de gaz dissous aux vieux puits pétroliers. Dans le scénario de référence, la production de gaz dissous passe de 44,9 à 16,6 Mm³/j (de 1,6 à 0,6 Gpi³/j) de 2013 à 2035.
- En Nouvelle-Écosse, la production progresse à court terme quand le projet de Deep Panuke commence à produire du gaz commercialisable au second semestre de 2013. Après la commercialisation du projet, elle recule progressivement dans cette province tout au long de la période de projection. Ce qui était une petite quantité de gaz naturel produit sur la terre ferme au Nouveau-Brunswick s'effrite ces quelques prochaines années. Le Nouveau-Brunswick offre un potentiel de production de gaz de schiste, mais l'évaluation de ces ressources en est encore à un stade trop hâtif pour que celles-ci soient prises en compte dans nos projections. À Terre-Neuve-et-Labrador, on produit actuellement du gaz naturel avec le pétrole extracôtier, mais on le réinjecte dans le gisement pour maintenir la pression aux fins de la production de pétrole. Compte tenu des hypothèses de notre analyse pour les prix du gaz naturel, il serait peu économique d'amener ce gaz à terre.
- En Ontario, le peu de gaz naturel commercialisable produit diminue encore, et de 0,4 Mm³/j (14 Mpi³/j) en 2013, il devient nul vers la fin de la période de projection. Au Québec, il existe aussi un potentiel de production de gaz de schiste, mais les données disponibles sont insuffisantes, d'où l'absence pour cette province de production de gaz naturel commercialisable dans nos projections.
- Dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, les baisses de production continuent et, entre 2013 et 2035, on passe de 0,5 à 0,1 Mm³/j (de 17 à 3 Mpi³/j). Selon nos hypothèses relatives aux prix gaziers, la production du delta du Mackenzie est commercialisée à compter de 2030 dans le seul scénario de prix élevés. Cette année-là, la production commercialisable s'établit à 27,0 Mm³/j (953 Mpi³/j); elle s'élève à 34,0 Mm³/j (1,2 Gpi³/j) pour le reste de la période de projection. Il existe un potentiel de production de gaz de schiste dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon avec les formations schisteuses des bassins de Horn River et de Liard au nord du 60^e parallèle, et les schistes de Canol dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Il reste que ces ressources en gaz de schiste en sont aux tout premiers stades de leur évaluation par l'industrie et ne figurent donc pas dans nos projections.
- Comme on peut le voir à la figure 6.3, la production de gaz naturel commercialisable au Canada est en moyenne de 650,7 Mm³/j (23,0 Gpi³/j) en 2035 dans le scénario de prix

élevés. La hausse des prix et la commercialisation du gaz du Mackenzie créent des niveaux de production supérieurs à ceux du scénario de référence. Toutefois, dans les premières années de la période de projection, la production diminue à 346,2 Mm³/j (12,2 Gpi³/j) en 2016 selon le scénario de prix élevés pour ensuite s'accroître, la production des nouveaux puits compensant les pertes de production aux vieux puits.

- Dans le scénario de prix bas, la production canadienne continue de régresser jusqu'en 2023, après quoi elle se met à progresser, mais sans jamais atteindre à nouveau les niveaux actuels. La production de gaz commercialisable tombe à 240,8 Mm³/j (8,5 Gpi³/j) en 2022, puis monte à 317,3 Mm³/j (11,2 Gpi³/j) en 2035.



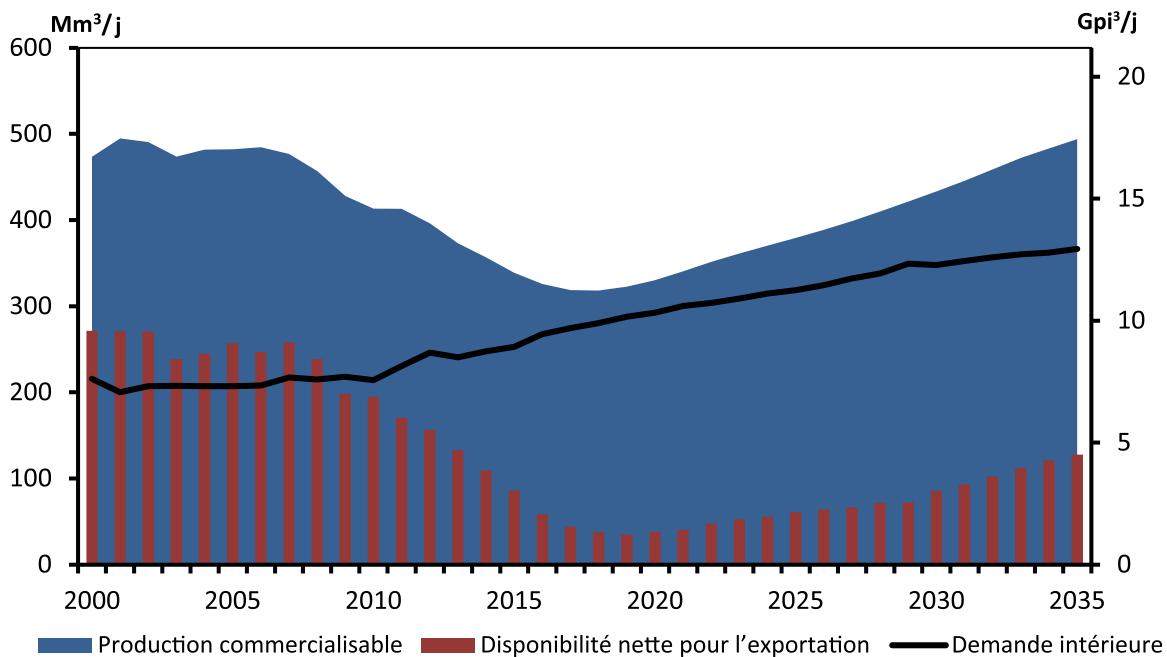
Bilan de l'offre et de la demande

- Les exportations du Canada, toutes à destination des États-Unis, régressent ces quelques dernières années (figure 6.4). Les importations du Canada en provenance des États-Unis sont en hausse depuis que le gaz extrait de la formation schisteuse Marcellus est entré sur le marché ontarien. En 2012, les importations totales du Canada ont été de 80,8 Mm³/j (2,9 Gpi³/j). En guise de contexte, disons qu'il s'agit là d'un niveau proche de toute la consommation ontarienne de gaz naturel. La baisse des exportations et la hausse des importations se sont traduites par une diminution des exportations nettes du Canada depuis 2007 (figure 6.4).
- Dans ces projections, l'écart entre la production et la demande canadiennes correspond au volume net de gaz qui est disponible chaque année pour l'exportation. Dans le scénario de référence, la disponibilité nette pour l'exportation continue de décroître jusqu'en 2019, après quoi elle entre dans une période de croissance soutenue parce que l'augmentation de la production l'emporte sur celle de la demande au pays (figure 6.4). En 2035, la disponibilité

nette de gaz pour l'exportation s'établit à 127,6 Mm³/j (4,5 Gpi³/j).

FIGURE 6.4

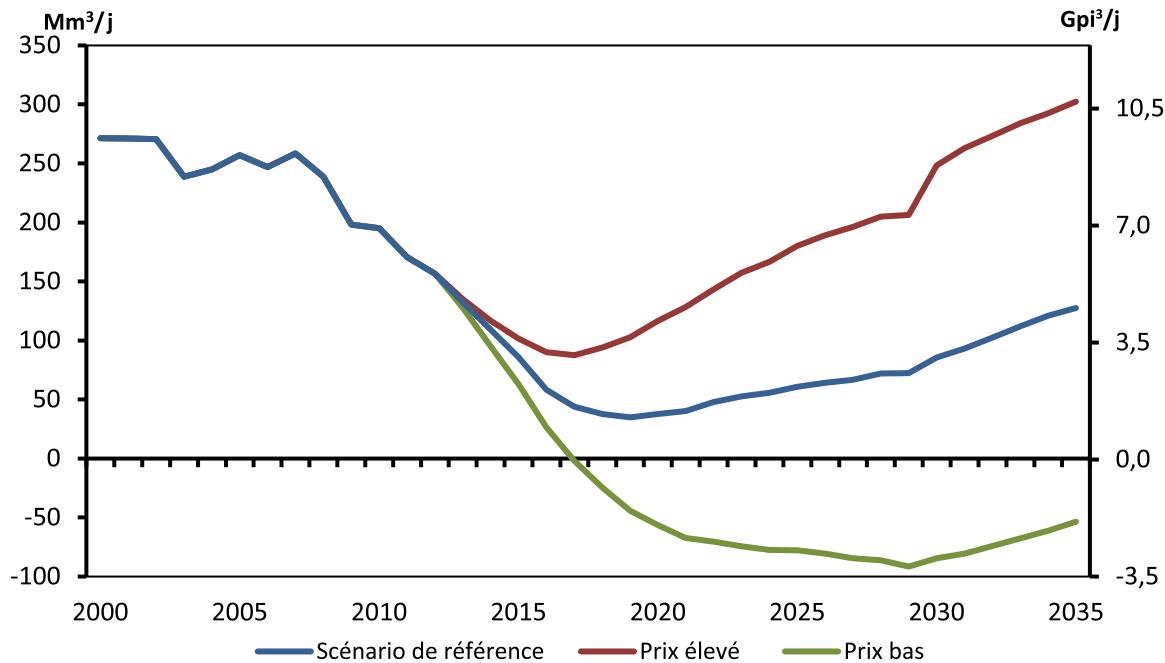
Disponibilité nette de gaz naturel canadien pour l'exportation, scénario de référence



- Dans le scénario de prix élevés, cette disponibilité est de 302,5 Mm³/j (10,7 Gpi³/j) en 2035 avec une production supérieure et une demande légèrement inférieure sous l'effet d'amortissement qu'a le renchérissement du gaz sur la consommation.
- Dans le scénario de prix bas, la production est moindre et la demande plus élevée que dans le scénario de référence, d'où une situation d'importations nettes en 2017. Dans ce scénario de sensibilité, le Canada demeure un importateur net de gaz tout au long de la période de projection.
- Il convient de noter que, si le Canada devient un pays importateur net dans ce même scénario, cela n'implique en rien que les besoins gaziers des consommateurs canadiens ne seront pas comblés. Le marché gazier nord-américain est hautement intégré et les forces du marché feront que l'offre suffira à la demande au Canada à un prix dicté par le marché. Dans une situation de prix bas où la production accuse un retard sur la demande au Canada, il s'importerait suffisamment de gaz à prix bas des États-Unis pour répondre à la demande canadienne. Comme nous l'avons signalé, le pays dispose de ressources gazières abondantes et la production pourrait y être bien plus élevée si les prix montaient, comme en témoignent les valeurs de production dans le scénario de référence et le scénario de prix élevés.

FIGURE 6.5

Exportations nettes de gaz naturel du Canada selon le scénario



Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les prix futurs du gaz naturel constituent un élément d'incertitude de première importance dans nos projections. Les trois scénarios de l'analyse présentent un éventail acceptable de résultats possibles, mais pourraient ne pas appréhender l'irrégularité des prix futurs sur le marché. Depuis 2000, les prix gaziers accusent en moyenne annuelle d'amples variations en Amérique du Nord. Après avoir culminé de 2003 à 2005, les prix sont actuellement inférieurs à la moitié de ceux de 2008. Les fluctuations influent sur les revenus des producteurs et la quantité de capital réinvestie dans l'industrie.
- Le moment et le volume des exportations de GNL sont aussi un grand élément d'incertitude en raison de leur incidence sur l'évolution de l'exploration, de la production, des prix et de l'infrastructure.
- D'éventuelles pénuries de main-d'œuvre, de services ou de matériel pourraient influer sur le rythme de l'activité de forage gazier, plus particulièrement dans la prochaine décennie où une intensification est possible pour la production de GNL à exporter, ainsi que dans l'activité et la production de pétrole de réservoirs étanches.
- Aux États-Unis, la production de gaz naturel a atteint des niveaux record en 2013. Elle a progressé ces quelques dernières années, car la forte montée de la production de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches a plus que compensé les baisses de production aux autres sources gazières. Cela produit un effet d'amortissement sur les prix depuis 2009. La croissance future de la production de gaz de schiste aux États-Unis influera sur les prix gaziers en Amérique du Nord. Si les États-Unis devaient se mettre à exporter de grandes quantités de gaz sous forme de GNL, les prix pourraient augmenter par un surcroît de demande des installations de liquéfaction.

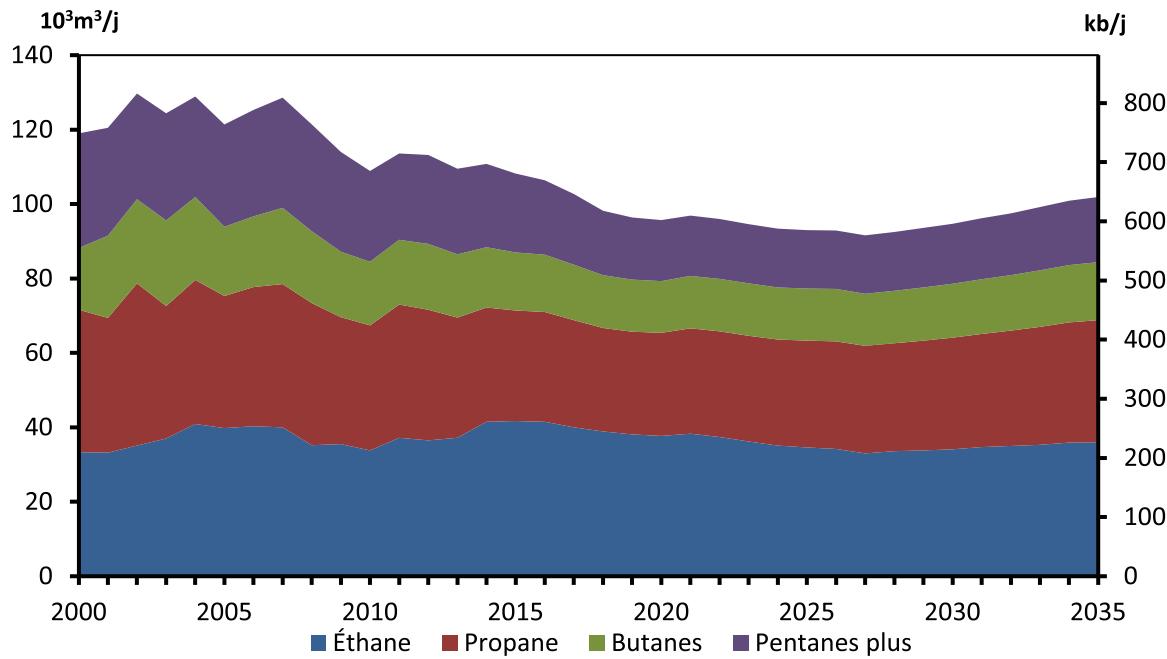
-
- L'industrie, le gouvernement et divers groupes continuent dans bien des secteurs de compétence à surveiller les aspects de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, qu'il s'agisse de la quantité d'eau fraîche injectée, des risques pour la nappe phréatique ou de la composition chimique et de l'élimination sécuritaire des fluides de fracturation. Les changements d'exigences dans ce domaine sont susceptibles d'influer sur le rythme et le niveau de l'activité de forage.
 - En moyenne, les taux de production des puits pourraient être plus élevés ou moins élevés que ceux qui sont envisagés dans la présente analyse. Une autre source d'incertitude est la mise en valeur de nouvelles sources de gaz naturel dans les formations schisteuses canadiennes, à l'extérieur du BSOC par exemple.
 - Dans notre analyse, nous posons que l'infrastructure d'acheminement du gaz canadien vers les marchés intérieurs et extérieurs sera suffisante, tout comme la demande de gaz canadien à l'exportation. Il reste que, s'il devait y avoir insuffisance de l'infrastructure ou de la demande, la production effective en volume pourrait se révéler inférieure aux projections.

PERSPECTIVES DES LIQUIDES DE GAZ NATUREL

- Le gaz naturel brut à la tête de puits est principalement composé de méthane, mais il renferme aussi divers hydrocarbures plus lourds et quelques contaminants. Ces hydrocarbures sont l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus, ce que l'on appelle les LGN.
- Les LGN tiennent une grande place dans le portefeuille énergétique au Canada. L'éthane a de l'importance comme charge d'alimentation pour la pétrochimie canadienne. Le propane sert à chauffer les bâtiments dans les secteurs résidentiel et commercial. Il est exporté largement aux États-Unis. Les butanes ont divers usages en pétrochimie et servent à la fabrication de produits pétroliers raffinés. Ils sont aussi un agent de fluidification ou de dilution qui diminue la viscosité du pétrole lourd et du bitume, ce qui facilite l'acheminement de ces substances par pipeline. La plupart des pentanes plus qui sont produits constituent des agents de dilution du pétrole brut et du bitume. Ils sont de loin la plus grande source de diluant.
- Au Canada, la majeure partie de la production de LGN provient des usines de traitement du gaz, le reste venant comme sous-produit du raffinage du pétrole ou de la valorisation du bitume. Des centaines d'usines de champ gazier dans les régions productrices de l'Alberta et plusieurs usines en Colombie-Britannique sont à l'origine du gros de ce qui se produit comme propane, butanes et pentanes plus. Une partie de la production d'éthane vient d'usines de champ gazier ayant une capacité de séparation de cette substance, mais cette production se concentre largement dans des usines de chevauchement. Ces usines sont de vastes installations érigées le long des gazoducs majeurs, à proximité des centres de consommation ou des points d'exportation, en Alberta et en Colombie-Britannique. En ces lieux, les établissements ont accès à une grande quantité de gaz et peuvent réaliser des économies d'échelle qui compensent l'énorme influx de capitaux que nécessite la séparation de l'éthane (ce que l'on appelle aussi l'extraction des coupes lourdes).
- En 2011, les raffineries ont été à l'origine d'environ 8 % de toute la production de LGN. Elles apportent une partie de la production de propane et de butanes, dans des proportions de 8 % pour l'offre de propane et de 15 % pour celle de butanes en 2011. La séparation des LGN du dégagement gazeux des sables bitumineux a représenté seulement 1 % de toute la production de LGN en 2011, mais le scénario de référence prévoit une progression à 7 % en 2020 avec la hausse de la production bitumineuse et la baisse de la production de LGN dans l'exploitation du gaz naturel.
- Dans le scénario de référence, la production canadienne totale de LGN régresse jusqu'en 2027 avant d'évoluer à nouveau légèrement à la hausse vers la fin de la période de projection. Une diminution de la production de pentanes plus est ce qui contribue le plus à la courbe descendante de la production totale de LGN, la baisse étant de 0,8 % en valeur annuelle entre 2012 et 2035. La production d'éthane, de propane et de butanes est également en recul jusqu'en 2035, mais moins que la production de pentanes plus.

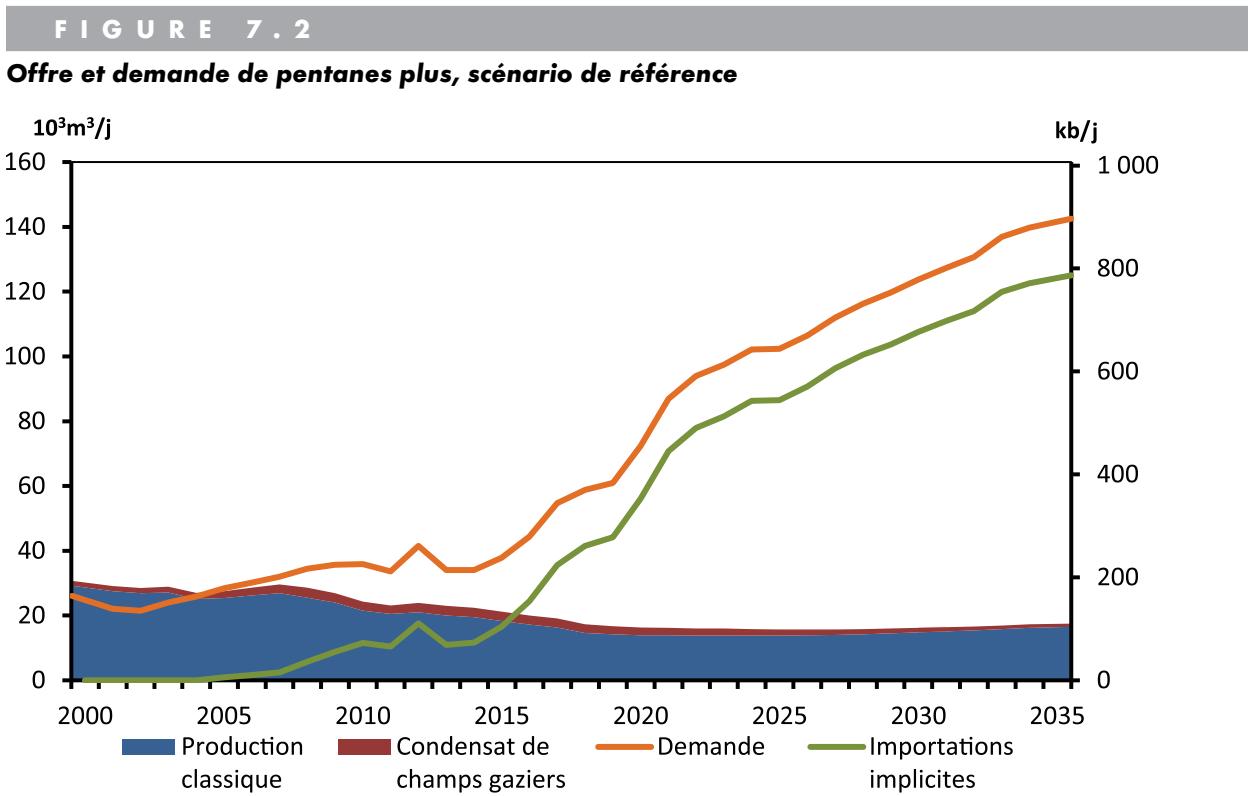
FIGURE 7.1

Production de LGN, scénario de référence



- Dans le scénario de référence, l'offre de propane demeure proche des niveaux actuels pendant une courte période, puis évolue en baisse jusqu'en 2020. Cette année-là, la croissance de la production de gaz de réservoirs étanches en Colombie-Britannique concourt à la progression de la production de propane. Parallèlement, cette production s'accroît à partir du dégagement gazeux des sables pétrolifères. Ces facteurs contrebalancent la décroissance de la production de propane dans les usines de champ gazier en Alberta avec pour effet net une lente montée des niveaux de production totale entre 2020 et 2035. La demande intérieure de propane suit les tendances de l'évolution du PIB et de la croissance démographique. On prévoit qu'elle aura augmenté en valeur annuelle de 0,7 % en 2035, principalement sous l'effet de gains dans les secteurs commercial, industriel et agricole. La hausse de la demande et la baisse de l'offre réduisent la disponibilité de propane pour l'exportation pendant la période de projection.
- Dans le scénario de référence, la production de butanes suit la même tendance que la production de propane avec une diminution jusqu'en 2020 et une augmentation modeste jusqu'en 2035. La production des raffineries est stationnaire sans grand accroissement à long terme de la capacité canadienne de raffinage. La demande s'accroît largement, soit de 1,8 % en valeur annuelle jusqu'en 2035, ce que l'on doit presque entièrement à la progression de l'utilisation de butanes comme agent de dilution favorisant l'acheminement du bitume. La demande de butanes en raffinage et en pétrochimie plafonne pendant la période de projection. La baisse de la production et la hausse de la demande font que le Canada devient un importateur de butanes en 2017 et que les importations de ces produits viennent combler le tiers environ de la demande canadienne en 2035.
- L'offre de pentanes plus et de condensat continue de baisser à long terme dans le scénario de référence. Bien que la production de gaz de réservoirs étanches comme dans la formation de Montney se soit révélée relativement riche en LGN, la progression de la production de pentanes plus en réservoir étanche ne compense pas la baisse en production gazière classique.

- Dans le scénario de référence, la demande de dilution en pentanes plus et en condensat monte de 40,9 à 142,0 $10^3\text{m}^3/\text{j}$ (de 257,3 à 893 kb/j) de 2012 à 2035. Les importations de ces produits s'élèvent de 17,6 à 125,0 $10^3\text{m}^3/\text{j}$ (de 111 à 786 kb/j) pendant la même période. Le fort besoin d'importations de condensat a causé un développement de l'infrastructure en vue de l'accroissement de l'approvisionnement de l'Alberta. En juin 2013, on a donné le feu vert au projet d'inversion de Cochin pour que plus de condensat soit importé des États-Unis en Alberta. On s'attend à ce que l'interconnexion annoncée entre les pipelines Explorer et Southern Lights d'Enbridge accroisse l'approvisionnement en condensat de l'Ouest canadien.



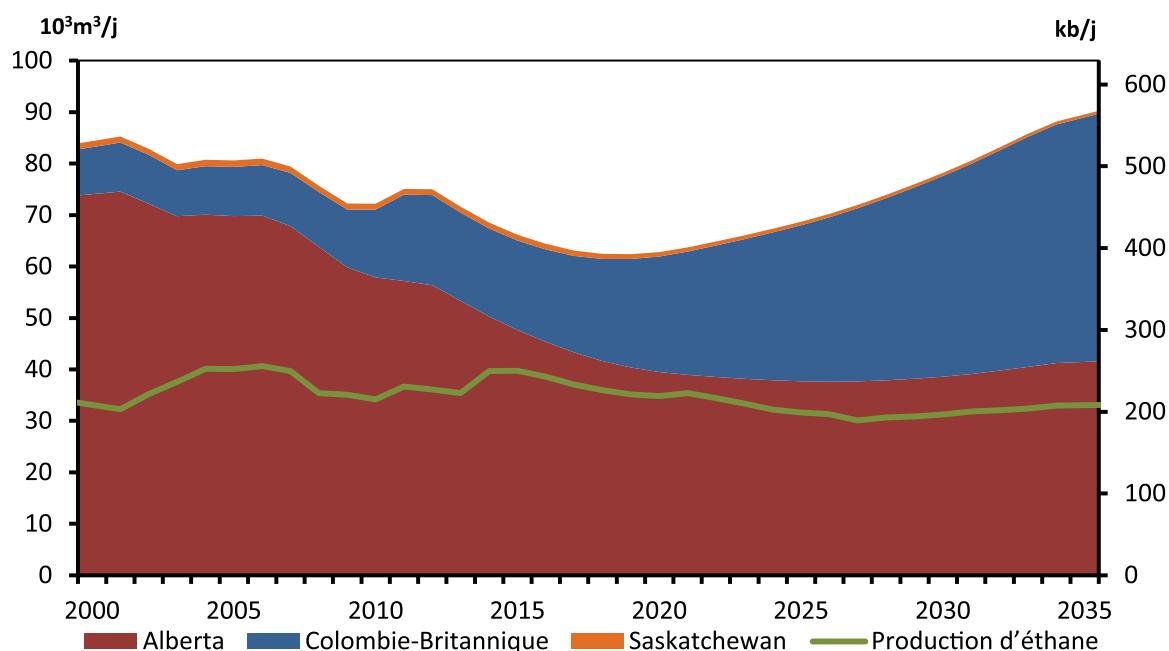
- Dans le scénario de prix élevés, la hausse de la production de gaz naturel et la mise en exploitation du projet de la vallée du Mackenzie en 2030 font monter la production d'éthane, soit de 1,3 % en moyenne annuelle de 2011 à 2035. La production de propane baisse légèrement en Alberta, mais cette diminution est plus que compensée par une augmentation en Colombie-Britannique. C'est ainsi que la production totale de propane s'accroît en valeur annuelle de 0,6 % pendant la période de projection. La production de butanes évolue légèrement en baisse jusqu'en 2020; en 2035, elle atteint des niveaux supérieurs de 13 % à ceux de 2011. La production de pentanes plus dans les usines de champ gazier demeure largement inchangée pendant la période de projection, mais une plus grande demande de diluant pour une production bitumineuse en accélération fait qu'on importe plus de condensat en valeur nette par rapport au scénario de référence.
- Dans le scénario de prix bas, la baisse de la production de gaz naturel se traduit par une diminution en volume des exportations de gaz naturel de l'Alberta. La production d'éthane décroît de 1,2 % par an entre 2011 et 2035. La production de propane et de butanes accuse respectivement en moyenne annuelle une baisse de 1,4 % et de 1,6 %.

Offre et demande d'éthane

- L'approvisionnement canadien en éthane se rétablit à moyen terme, aidé en cela par le développement de cette production dans les usines de champ gazier grâce à une capacité de séparation de l'éthane du gaz riche en liquides et du dégagement gazeux des sables pétrolifères et aussi grâce aux importations de cette substance.
- L'exploitation des ressources gazières de la formation de Montney et du Deep Basin en Alberta a ouvert de nouvelles sources de LGN au Canada. À court et à moyen terme, la production d'éthane culmine en 2016 et, à long terme, elle régresse progressivement dans le scénario de référence à mesure que des sources moins riches en LGN dans la formation schisteuse du bassin de Horn River en viennent à tenir une plus grande place dans la production gazière canadienne. Toutefois, les possibilités d'augmentation des importations de la formation de Bakken, le surcroît de séparation d'éthane du dégagement gazeux et la poursuite de la mise en valeur des gisements riches en liquides en Colombie-Britannique et en Alberta pourraient aider à compenser les pertes de production intérieure d'éthane aux autres sources de gaz naturel.

FIGURE 7.3

Disponibilité d'éthane dans le gaz brut et production d'éthane dans le BSOC, scénario de référence(a)



(a) Cette figure ne tient pas compte de la production d'éthane en raffinerie ni de la séparation de ce produit dans le dégagement gazeux pendant la valorisation du bitume des sables pétrolifères.

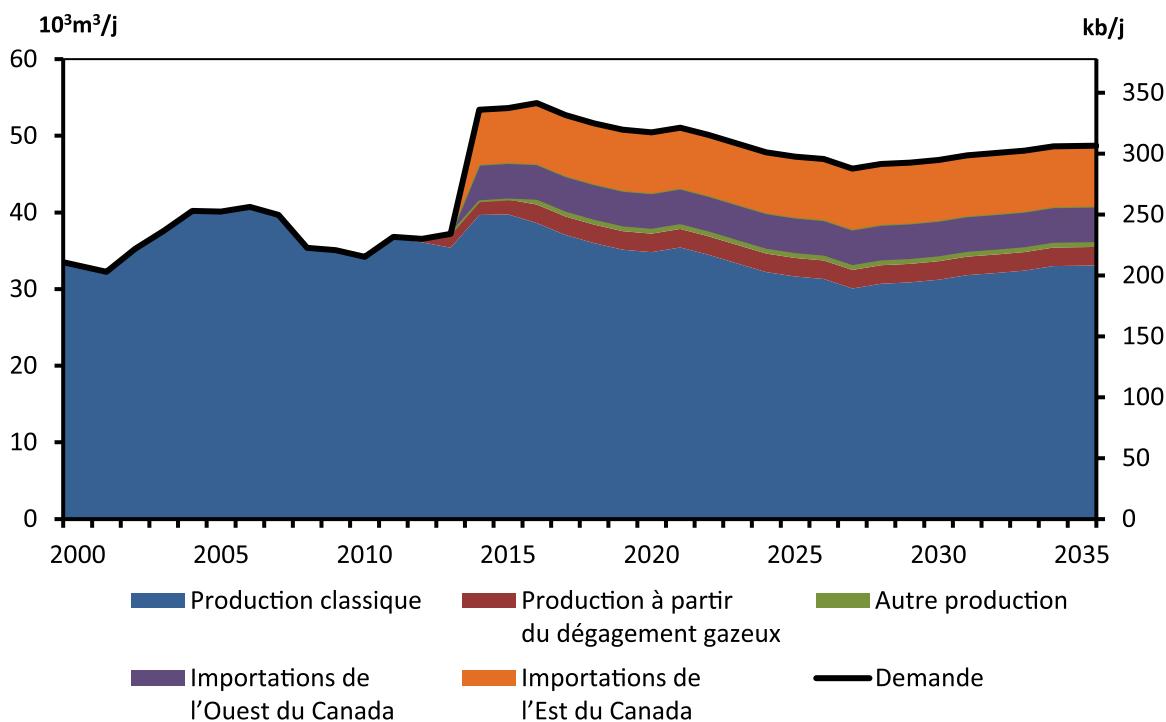
- On prévoit que le pipeline Vantage commencera à importer en Alberta de l'éthane de la région américaine de Bakken au début de 2014, ce qui enrichira largement la disponibilité de cette substance pour l'industrie pétrochimique de la province. La nouvelle production et les importations correspondront à la capacité actuelle des usines pétrochimiques existantes et devraient permettre d'agrandir ces installations dans une certaine mesure. L'annonce du

projet d'agrandissement de l'usine de polyéthylène Joffre de NOVA, dont la mise en service est prévue pour les derniers mois de 2015, indique bien que la pétrochimie albertaine juge l'offre d'éthane suffisante pour l'optimisation de l'utilisation de ses installations.

- On s'attend également à ce que des importations d'éthane aillent vers l'Est du Canada grâce au nouvel apport du bassin schisteux de Marcellus aux États-Unis. Cet éthane supplantera les hydrocarbures plus lourds qui servent actuellement de charge d'alimentation dans la région de Sarnia.

FIGURE 7.4

Bilan de l'offre et de la demande d'éthane, scénario de référence



Principales incertitudes liées aux perspectives

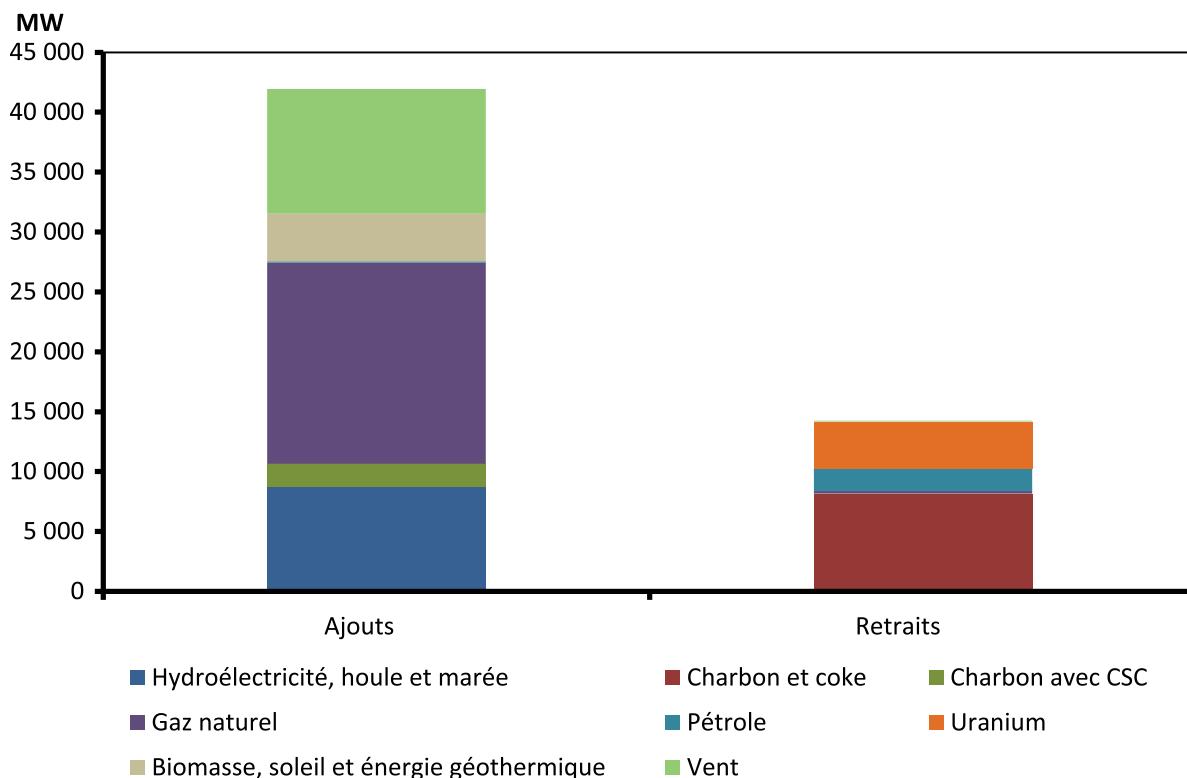
- Les LGN sont un sous-produit du gaz naturel et leur offre demeure sensible aux incertitudes qui subsistent quant à l'approvisionnement canadien en gaz naturel. Puisque la teneur en LGN varie selon les formations géologiques, la répartition des sources de production de gaz naturel se répercute sur l'offre future de LGN.
- Le taux de progression de la production bitumineuse influera sur les niveaux d'importation de butanes et de condensat de fluidification du bitume à acheminer par pipeline vers les marchés.
- Le moment et le niveau des exportations de GNL et leur incidence sur les flux de gaz naturel de l'Ouest canadien et la production de LGN constituent des éléments d'incertitude de première importance.

PERSPECTIVES DE L'ÉLECTRICITÉ

- En 2012, la capacité de production d'électricité a atteint 134 GW au Canada. L'hydroélectricité en demeure la principale source avec 57 % de la capacité totale. Le gaz naturel, le charbon et l'énergie nucléaire forment en gros le reste de cette capacité. La part des énergies renouvelables hors hydroélectricité (vent, soleil, biomasse, etc.) s'établit à 5,5 %.
- Les sources d'approvisionnement en électricité varient grandement selon les provinces et les territoires en fonction de la nature des énergies disponibles, des facteurs économiques et des choix de politique publique. Le Québec, la Colombie-Britannique, le Manitoba, Terre-Neuve-et-Labrador et le Yukon disposent d'abondantes ressources hydroélectriques permettant de répondre à la plupart de leurs besoins. La Saskatchewan et l'Alberta comptent depuis toujours sur le charbon qui est localement abondant. Elles ont toutefois étendu le réseau de leurs centrales au gaz naturel ces dernières années. Les centrales nucléaires constituent environ le tiers de la capacité en Ontario, le reste venant en majeure partie du gaz naturel et de l'hydroélectricité. Les provinces de l'Atlantique s'appuient sur une combinaison d'hydroélectricité, de combustibles fossiles, d'énergie nucléaire et d'énergies renouvelables hors hydroélectricité. Au Nunavut et dans les Territoires du Nord-Ouest, la capacité repose surtout sur des centrales au diesel.
- Pendant la période de projection, la capacité totale de production d'électricité augmente en moyenne annuelle de 1 % pour atteindre 164 GW en 2035. À mesure que les installations de production vieillissent, leur remplacement s'impose pour des motifs de fiabilité et des raisons économiques ou environnementales. Il faut aussi pouvoir augmenter suffisamment la puissance installée pour répondre à une demande en croissance, tout en maintenant une marge de réserve suffisante (figure 8.1).
- En Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, la capacité de production d'électricité croît plus vite que la moyenne nationale, le moteur de la croissance étant la progression de l'exploitation des sables bitumineux, l'activité minière et ce qu'on prévoit en volume comme exportations de GNL. La répartition des combustibles dans la capacité de production de l'Alberta et de la Saskatchewan est en nette évolution, ces deux provinces se convertissant du charbon au gaz naturel pour produire la charge de base d'électricité dont elles ont besoin. La Colombie-Britannique continue de compter sur l'hydroélectricité, mais ajoute le gaz naturel pour l'alimentation des terminaux d'exportation de GNL envisagés. Le Québec et le Manitoba construisent de nouvelles centrales hydroélectriques et développent leur capacité éolienne. En Ontario, on ajoute le gaz naturel et les énergies renouvelables hors hydroélectricité au moment de remplacer les centrales au charbon mises hors service et les centrales nucléaires à remettre en état. Dans les provinces de l'Atlantique, on remplace le pétrole et le charbon par le gaz naturel, les énergies renouvelables (hors hydroélectricité) et l'hydroélectricité du projet de Muskrat Falls au Labrador.

FIGURE 8.1

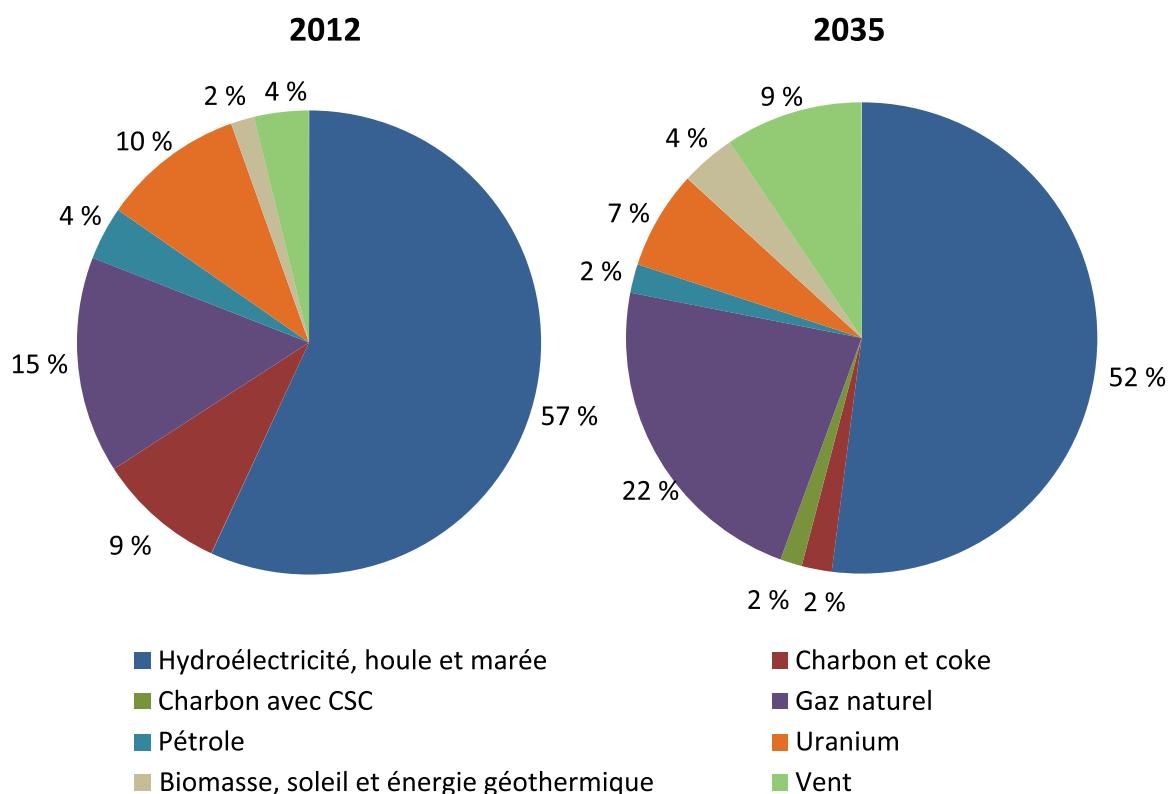
Ajouts de capacité et équipements réformés d'ici 2035, scénario de référence



- La répartition des combustibles au Canada pour la production d'électricité évolue au cours de la période de projection. Les changements traduisent les efforts du gouvernement et de l'industrie en vue de réduire les émissions de GES liées à l'énergie et tiennent compte des stratégies énergétiques provinciales, des projets de construction de services publics et de la rentabilité relative des choix de production électrique. Comme d'autres formes d'énergie sont plus en croissance dans la production d'électricité, la part de l'énergie nucléaire dans la répartition de la capacité totale recule, de 9 % à 7 % entre 2012 et 2035 et celle de l'hydroélectricité régresse, de 57 % à 52 % pendant la même période. En revanche, les énergies renouvelables hors hydroélectricité voient leur part s'accroître, de 6 % à 13 %. Enfin, la part des sources émettrices de CO₂ (gaz naturel, diesel, pétrole, coke et charbon) accuse une légère baisse, passant de 28 % à 26 %.

FIGURE 8.2

Composition de la capacité en combustibles primaires, 2012 et 2035, scénario de référence



- Dans les scénarios de prix élevés et de prix bas, les politiques environnementales et les facteurs technologiques sont les mêmes que dans le scénario de référence. Ainsi, les projections de puissance installée sont inchangées par rapport à ce même scénario de référence. Toutefois, les différences de demande entre les trois scénarios influent sur la production et les flux d'électricité.

FIGURE 8.3

Capacité en combustibles primaires, scénario de référence

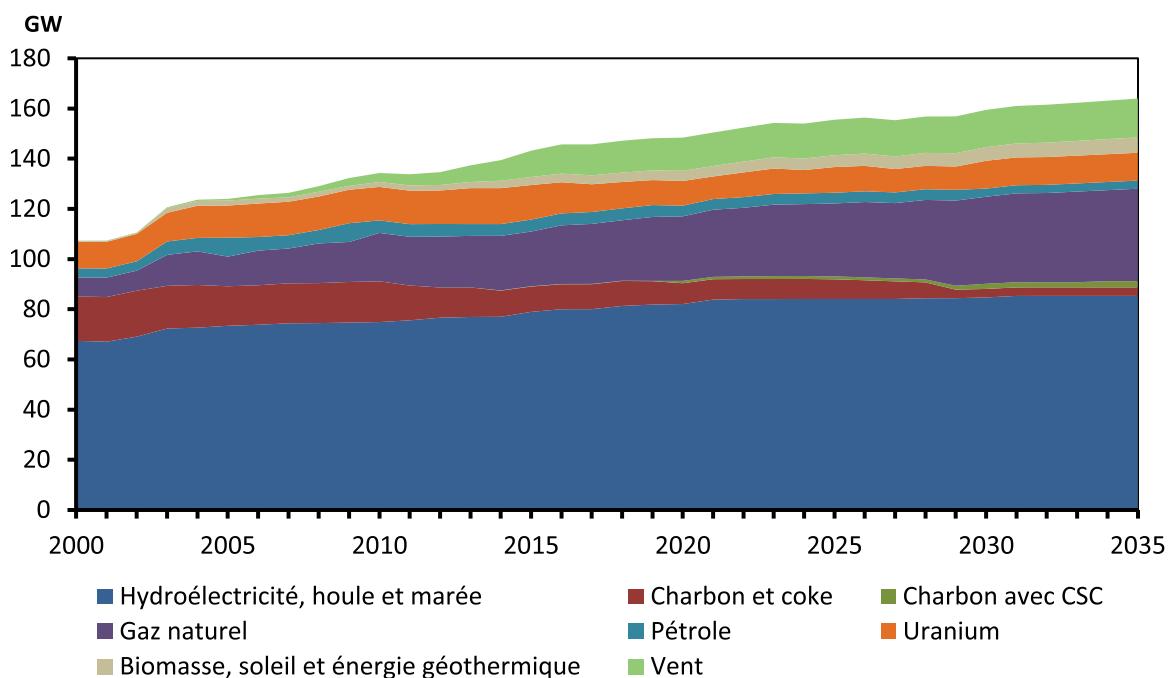
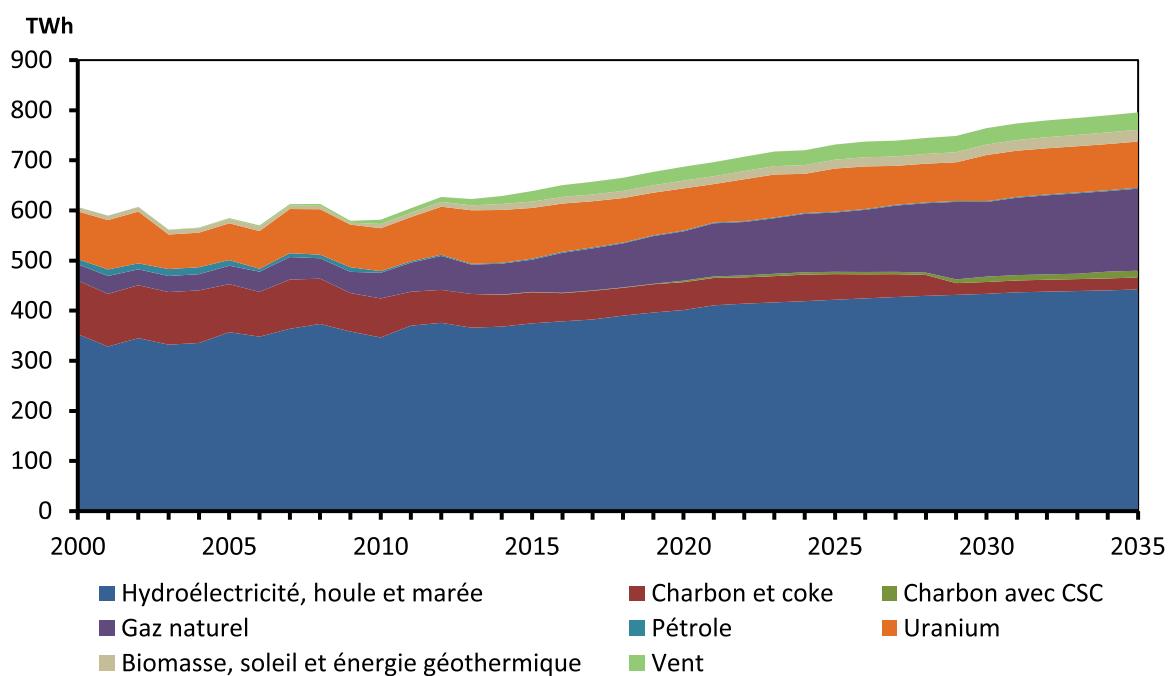


FIGURE 8.4

Production d'électricité selon le combustible, scénario de référence



Hydroélectricité

- L'hydroélectricité domine comme source d'approvisionnement en électricité au Canada pendant la période de projection. Elle offre l'avantage de la souplesse et d'un coût relativement bas. Elle n'émet pas de CO₂, sa production peut se régler rapidement sur les variations de la demande et elle favorise la stabilité des prix, ne connaissant pas l'instabilité des prix des combustibles.
- Compte tenu des projets envisagés par des services publics provinciaux, la capacité hydroélectrique (on prend aussi en compte ici les petites centrales et les centrales au fil de l'eau) monte, de 77 à 85 GW, de 2012 à 2035. Cet accroissement est attribuable à un certain nombre de grands projets hydroélectriques déjà en chantier (La Romaine (1 550 MW) au Québec, Muskrat Falls (824 MW) au Labrador, etc.) ou en planification (Keeyask (695 MW) au Manitoba, site C sur la rivière de la Paix (1 100 MW) en Colombie-Britannique, Petit Mécatina (1 200 MW) au Québec, etc.).
- Grâce à cette hausse de capacité hydroélectrique, la production annuelle augmente, de 376 à 442 TWh, de 2012 à 2035. Comme d'autres sources de production d'électricité augmentent plus rapidement (énergie éolienne, gaz naturel, etc.), la part de l'hydroélectricité dans la production totale diminue, de 60 % en 2012 à 56 % en 2035.

Énergies renouvelables hors hydroélectricité

- Outre ses ressources hydroélectriques abondantes, le Canada possède des ressources renouvelables considérables en énergie éolienne, solaire, marémotrice et houlomotrice et sous forme de biomasse. L'utilisation des technologies en question a progressé ces quelques dernières années malgré des difficultés sur le plan de la disponibilité et des coûts. Les politiques et les encouragements (tarif de rachat garanti en Ontario, cibles et normes adoptées dans d'autres provinces, etc.) ont contribué à cette croissance.
- Entre 2008 et 2012, les énergies renouvelables hors hydroélectricité ont été la source la plus en croissance avec un taux annuel de progression de 16 %. En 2012, le Canada disposait de plus de 7 000 MW de capacité avec le vent, le soleil, la biomasse, la marée et la houle, ce qui représentait 5,5 % de toute sa puissance installée. Les provinces les mieux dotées en capacité éolienne sont l'Ontario, le Québec et l'Alberta. La Colombie-Britannique se situe au premier rang pour la capacité en biomasse.
- Dans nos projections, la capacité en énergies renouvelables hors hydroélectricité connaît une croissance d'au moins 10 % jusqu'en 2016, après quoi les taux annuels s'effritent, plusieurs provinces approchant alors des objectifs fixés pour les énergies renouvelables. Sur la période de projection, le vent est ce qui contribue le plus à la croissance de la puissance installée en énergies renouvelables hors hydroélectricité. La puissance éolienne installée triple dans l'ensemble pendant la période de projection pour atteindre 16 GW en 2035. Les hausses de capacité sont les plus importantes au Québec, en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique. La part de la puissance éolienne monte, de moins de 2 % de la production totale en 2012 à plus de 4 % en 2035. Le parc canadien de réservoirs et de barrages hydroélectriques facilite le développement de l'énergie éolienne avec sa capacité de stocker l'eau et de hausser la production en cas d'indisponibilité de ressources éoliennes intermittentes. La capacité totale en biomasse et en énergie solaire et géothermique augmente également avec des hausses nettes de puissance de près de 4 000 MW pour la période de projection, pour atteindre près de 3 % de la production totale en 2035.

-
- Bien que les énergies renouvelables hors hydroélectricité forment 13 % de la capacité en 2035, elles apportent environ 7 % de la production totale d'électricité parce que les installations éoliennes et solaires présentent des facteurs de puissance inférieurs à ceux des centrales hydroélectriques, nucléaires et gazières en raison de l'intermittence caractéristique du vent et du soleil.

Énergie nucléaire

- En 2012, l'énergie nucléaire a figuré pour 15 % dans la production totale d'électricité au Canada. Si l'on fait abstraction de l'hydroélectricité, elle est actuellement la seule source pouvant fournir la charge de base d'électricité sans émissions de CO₂ à des prix concurrentiels par rapport aux autres sources là où les coûts de remise en état sont bien gérés.
- En valeur annuelle, la production des centrales nucléaires est semblable en 2012 et en 2035 avec des valeurs respectives de 95 et 92 TWh. En cours de période, elle est moindre compte tenu des arrêts prévus pour plusieurs centrales à remettre en état. On ne prévoit pas de construction de nouvelles centrales dans quelque province que ce soit pendant la période de projection.
- L'énergie nucléaire joue un grand rôle en Ontario, ayant été à l'origine de 55 % de la production d'électricité en 2012. Pendant la période de projection, plusieurs centrales nucléaires ontariennes atteindront la fin de leur durée utile et devront être remises en état si on entend poursuivre leur exploitation. Ces remises à niveau débutent en 2016 et se terminent en 2030, car chaque centrale doit être mise en veilleuse de deux à trois ans pour ces travaux.
- Au Nouveau-Brunswick, la centrale nucléaire de Point-Lepreau a été remise en service en 2012 après une mise en veilleuse en 2008. En cette même année 2012, Gentilly 2, qui est la seule centrale nucléaire du Québec, a été mise hors service, Hydro-Québec ayant décidé de ne pas la remettre en état en raison des coûts prohibitifs à prévoir. Il n'y a aujourd'hui que l'Ontario et le Nouveau-Brunswick qui utilisent l'énergie nucléaire pour produire de l'électricité.

Centrales alimentées au charbon

- L'un des points saillants des perspectives relatives à l'offre d'électricité réside dans le rôle de moins en moins grand que joue le charbon dans la production d'électricité. Cette tendance s'explique par diverses initiatives du gouvernement et de l'industrie en vue de réduire les GES, notamment la décision, en Ontario, d'éliminer entièrement le charbon dans la production électrique, et une réglementation plus rigoureuse des émissions de GES des centrales au charbon.
- D'ici la fin de 2013, ce qui reste comme centrales au charbon en Ontario sera déclassé. D'autres mises hors service auront lieu en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse pendant la période de projection. À l'échelle nationale, près de 9 000 MW de puissance installée au charbon seront déclassés de 2013 à 2035; c'est environ les trois quarts de toute la capacité de production des centrales au charbon en 2012. Cette source de production d'électricité tombe de 66 à 37 TWh entre 2012 et 2035.
- En vertu de la nouvelle réglementation fédérale³⁰ exigeant des centrales au charbon qu'elles réduisent leurs émissions de GES à 420 tonnes métriques de CO₂ au plus par GWh, toute

30 Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon (DORS/2012-167).

centrale construite après le 1er juillet 2015 devra être munie de la technologie de CSC pour que son exploitation soit autorisée. Des installations à CSC voient le jour en Alberta et en Saskatchewan pendant la période de projection pour donner près de 2 000 MW de puissance installée en 2035. Le gros de la croissance des installations à CSC s'opère après 2020 en remplacement ou en modernisation de centrales au charbon.

Centrales alimentées au gaz naturel

- Plusieurs facteurs militent en faveur d'un plus grand rôle des centrales au gaz naturel au Canada : faiblesse des prix gaziers à la suite de l'augmentation de la production de gaz de schiste et de réservoirs étanches en Amérique du Nord, émissions de GES inférieures à celles des centrales au charbon, moindre durée des travaux de construction, etc. Ajoutons que les centrales au gaz naturel demandent moins de dépenses d'établissement que les centrales au charbon ou les centrales nucléaires, que les capacités peuvent être formées plus lentement par paliers pour mieux suivre la croissance de la charge requise et que l'infrastructure d'approvisionnement gazier est bien développée au Canada.
- La puissance installée en centrales au gaz naturel monte au Canada, de 20 à 37 GW, de 2012 à 2035 pour représenter 40 % de tout l'accroissement de la capacité pendant la période de projection (on ne tient pas compte ici des remises en état de centrales nucléaires). La production annuelle au gaz naturel fait plus que doubler pendant la période de projection, passant de 68 à 164 TWh entre 2012 et 2035. La part de la production totale d'électricité augmente, de 11 % en 2012 à 21 % en 2035.
- Ce phénomène se manifeste dans plusieurs provinces, mais c'est en Alberta que l'on enregistre la hausse la plus marquée. Cela s'explique par l'utilisation continue du gaz dans les centrales de cogénération rattachées à l'exploitation des sables bitumineux et par le remplacement de centrales au charbon par des centrales au gaz.
- En Colombie-Britannique, les besoins énergétiques des terminaux d'exportation de GNL constituent un facteur d'importance pour le bilan futur de l'offre et de la demande dans cette province. Diverses solutions s'offrent pour fournir l'énergie nécessaire à la liquéfaction du gaz naturel. Dans notre analyse, nous supposons que cette énergie vient de centrales au gaz naturel. Nous posons ainsi qu'une centrale à cycle mixte de 450 MW s'ajoute dans chacune des années 2019, 2021 et 2023 pour chaque hausse prévue des exportations de GNL. Deux autres moyens envisagés d'alimenter en énergie les terminaux de liquéfaction de GNL sont l'entraînement direct (avec un gaz naturel mobilisé directement sans conversion préalable en électricité) et l'achat d'électricité du réseau de la Colombie-Britannique.

Centrales alimentées au pétrole

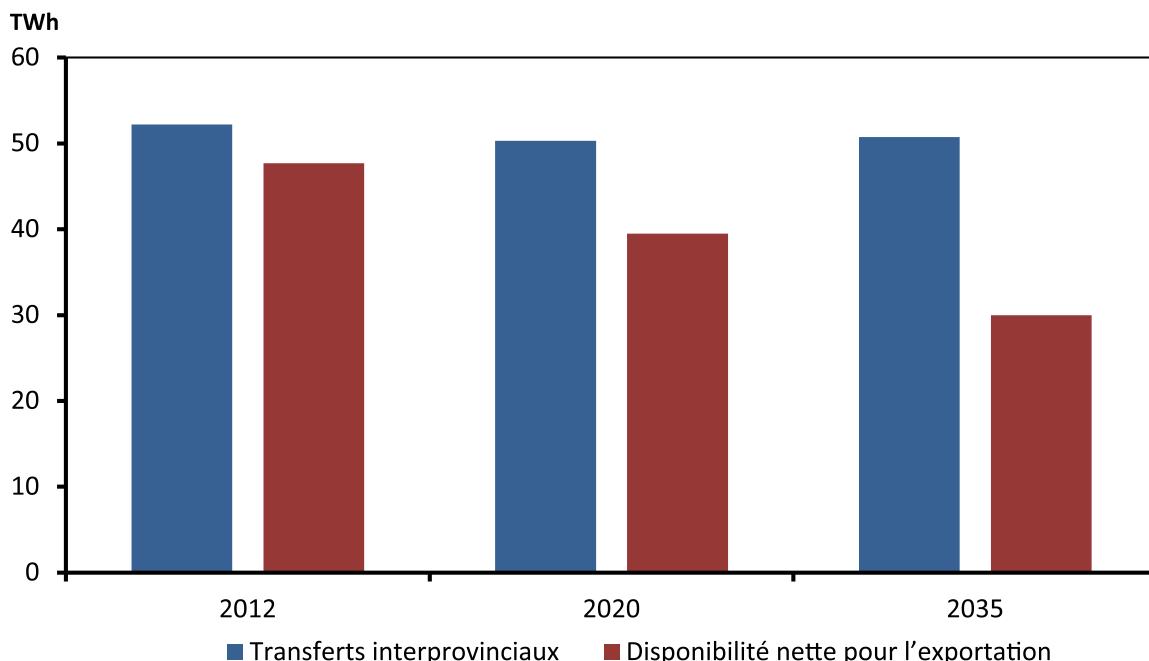
- En 2012, les centrales au mazout ont constitué 4 % de toute la puissance installée au Canada. Elles servent à produire de l'électricité en périodes de pointe de la demande ou dans les régions où d'autres sources ne sont pas largement disponibles comme au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut.
- La capacité totale en centrales au mazout passe de 5 023 à 3 248 MW de 2012 à 2035. Cette baisse s'explique par l'abandon des centrales vieillissantes, qui céderont généralement la place à des centrales utilisant des formes d'énergie renouvelable ou des centrales au gaz naturel quand c'est possible.
- Étant faiblement utilisées, les centrales au mazout sont actuellement à l'origine d'environ la moitié de 1 % de toute la production d'électricité. Leur part de cette production demeure fort modeste au cours de la période de projection.

Exportations, importations et transferts interprovinciaux

- Les exportations nettes d'électricité ont atteint en 2012 le niveau record de 47 TWh grâce en partie aux surplus d'énergie de l'Ontario et du Québec. Cette capacité excédentaire devrait subsister à court terme, et la disponibilité nette d'électricité pour l'exportation prendra de plus grandes proportions encore dans la prochaine décennie. Toutefois, les prix de l'électricité ont glissé à de bas niveaux record ces quelques dernières années sur la plupart des marchés nord-américains surtout par suite de la diminution des prix du gaz naturel, d'où un recul des revenus tirés des exportations. Des revenus en baisse compromettent l'incitation à investir en puissance nouvelle pour les marchés américains, ce qui vient limiter la disponibilité d'énergie pour l'exportation à long terme. C'est pourquoi la disponibilité nette d'électricité pour l'exportation se modère pendant la période de projection et tombe au-dessous de sa valeur de culmination en 2012. Elle est de 30 TWh en 2035 (figure 8.5).
- Les transferts interprovinciaux d'électricité varient légèrement tout au long de la période de projection, évoluant en baisse de 52 à 51 TWh entre 2012 et 2035. Les variations annuelles dépendent des valeurs de la demande et de la production dans les provinces. Un grand changement pour la période de projection est le projet hydroélectrique de Muskrat Falls au Labrador, qui est supposé entrer en exploitation en 2018. Dans une proportion de 20 %, l'énergie produite par cette centrale sera réservée à la Nouvelle-Écosse et jusqu'à 40 % sera transférable aux provinces de l'Atlantique ou exportable aux États-Unis.

FIGURE 8.5

Disponibilité nette d'électricité pour l'exportation et transferts interprovinciaux, scénario de référence



Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les projections relatives à l'approvisionnement en électricité dépendent de la demande, ce qui les rend sensibles aux facteurs qui influent sur les projections de demande d'énergie. Dans l'avenir, les besoins d'approvisionnement pourraient évoluer en fonction de la conjoncture ou de l'évolution des grandes industries énergivores (extraction minière, liquéfaction du gaz naturel pour les terminaux d'exportation, etc.). Les gains d'efficacité ou d'économie d'énergie pourraient aussi réduire la demande sur une longue période.
- Le choix de sources d'approvisionnement subit l'influence des facteurs économiques, stratégiques et environnementaux. La rentabilité relative des nouveaux projets de centrales dépend des prix des combustibles et des coûts en capital dans l'ensemble, lesquels varient en fonction du type de technologie envisagé. Les travaux de construction ou de remise en état de grandes installations hydroélectriques ou nucléaires coûtent cher, mais leurs coûts en combustible sont relativement faibles. On peut construire des centrales au gaz à moindre prix, mais les coûts d'alimentation en combustible seront plus importants. L'incertitude quant aux coûts de construction et d'alimentation en combustible influe sur le type de technologies et de projets à favoriser.
- Des énergies renouvelables hors hydroélectricité comme le vent et le soleil comportent généralement des coûts supérieurs à ceux des sources classiques malgré des coûts nuls en combustible. On encourage financièrement leur déploiement sur certains marchés par des moyens comme les tarifs de rachat garanti. La réduction ou l'élimination des mesures incitatives sans réduction des coûts découlant d'une amélioration de la technologie, ou des questions concernant l'intégration au réseau, peuvent limiter la croissance de ces sources d'énergie. La fiabilité constitue également un enjeu si on se demande dans quelle mesure il est possible d'intégrer une production variable ou intermittente à un réseau électrique.
- Les perceptions populaires des différentes sources et l'acceptabilité sociale des projets d'infrastructure électrique peuvent influer sur la composition de l'approvisionnement en électricité. Les politiques gouvernementales qui agissent sur les investissements et les activités des centrales continuent d'évoluer. La réglementation de l'environnement pourrait venir restreindre l'utilisation de certains combustibles ou modifier la rentabilité relative de différentes sources de production électrique.

PERSPECTIVES DU CHARBON

- Le charbon tient une grande place dans l'éventail mondial des énergies et vient combler la demande d'énergie primaire à l'échelle de la planète dans une proportion approximative de 28 %. D'après l'AIE, il a répondu à près de la moitié de la demande de croissance énergétique depuis dix ans. Cette croissance tient presque entièrement à la montée démographique et à la progression de la consommation d'électricité par habitant dans les pays non membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). La consommation mondiale sert aux deux tiers à la production d'électricité, le reste allant principalement à l'industrie sidérurgique.
- Le charbon compte parmi les sources d'énergie primaire les moins chères. Ce phénomène s'explique par son abondance et l'étendue de sa répartition dans le monde. Selon les chiffres de l'Institut fédéral allemand de géosciences et de ressources naturelles, les réserves mondiales récupérables prouvées sont de 1 038 Gt. Pour épuiser une telle quantité, il faudrait quelque 133 ans aux taux actuels de production dans le monde.
- Le Canada détient environ 6,6 Gt sur ces réserves, ce qui représente 100 ans de production au taux actuel de production au pays. La nette majorité des ressources de charbon au Canada se trouvent dans l'Ouest, mais du charbon a aussi été produit au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. En 2011, on dénombrait 21 mines de charbon en exploitation au pays, toutes dans l'Ouest canadien. Cette année-là, la production canadienne totale de charbon s'est élevée à 67 Mt et, sur cette quantité, plus de 33 Mt, consistant surtout en charbon métallurgique, ont été exportées.
- Les prévisions de demande et de production de ce produit sont sensibles aux hypothèses au sujet des politiques énergétiques et environnementales dans le monde. Dans ses PEM, l'AIE consacre chaque année plusieurs scénarios au futur bilan mondial de l'offre et de la demande.³¹ Dans ses scénarios récents, l'organisme a prévu que la part du charbon dans la demande énergétique mondiale augmenterait ou diminuerait d'ici 2035 selon les hypothèses formulées au sujet des politiques précitées. Les scénarios où les politiques limitent les émissions des industries consommatrices réduisent la part de ce produit dans la croissance future de la demande d'énergie.
- Comme les autres marchés de l'énergie, ceux du charbon ont été touchés par l'augmentation de la production de gaz de schiste en Amérique du Nord. En 2012, les prix du charbon ont diminué en raison de la conversion au gaz naturel comme énergie de production de l'électricité (voir le chapitre 2).
- Suivant l'AIE, le charbon est la plus grande source de production électrique dans le monde; la proportion actuelle est en effet de plus de 40 %. Dans les PEM de cet organisme pour 2013, il est projeté que la proportion tombera à environ 37 % en 2035. L'AIE suppose que les centrales au charbon connaîtront une croissance plus lente que celles alimentées en énergies renouvelables ou au gaz naturel et que les centrales nucléaires, mais qu'elles demeureront la principale source d'électricité dans le monde.

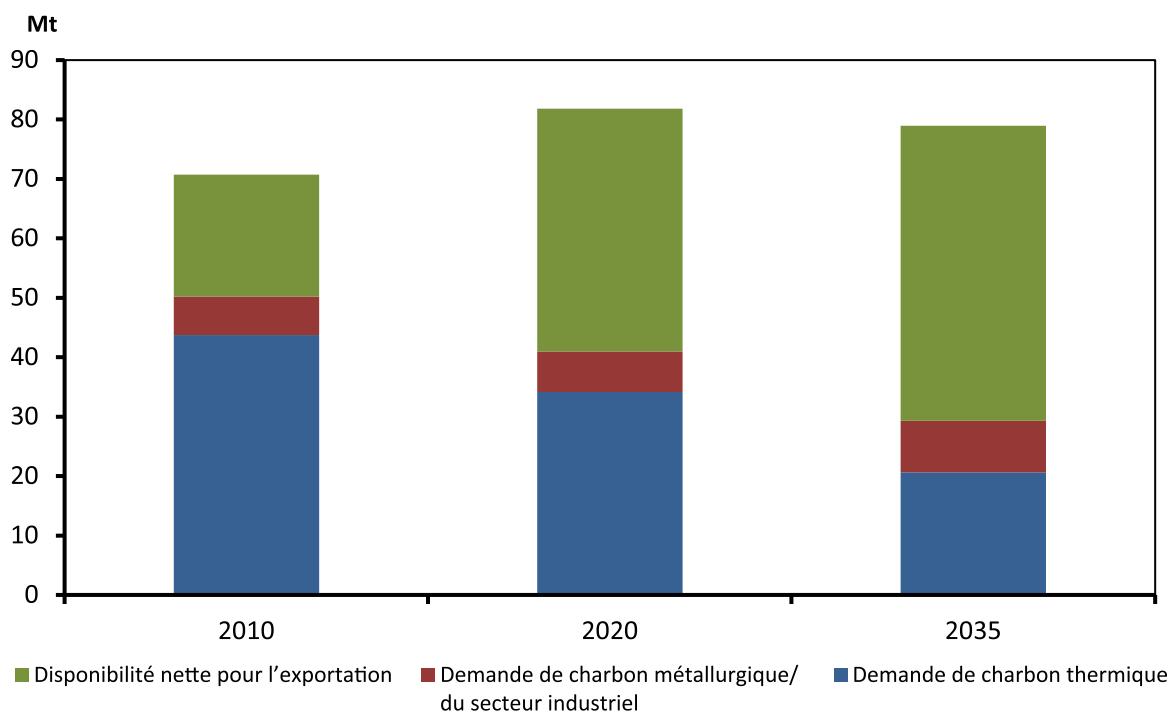
31 Consultation à <http://www.worldenergyoutlook.org>.

- Dans son scénario central « Nouvelles politiques », l'AIE fait voir que la demande mondiale de charbon s'accroîtra en moyenne annuelle de 0,8 % jusqu'en 2035 avec des taux supérieurs de progression dans les années précédant 2020. La presque totalité de cette montée de la demande provient d'économies en développement comme celles de la Chine et de l'Inde, puisque dans les pays membres de l'OCDE la demande devrait régresser en valeur absolue.
- Au Canada, la demande de charbon thermique³² intervient pour 87 % environ de la consommation de charbon, surtout pour la production d'électricité. Dans nos projections, cette demande décroît en moyenne annuelle de 2,6 %, ou 16 Mt. La décroissance fait plus que contrepoids à la demande grandissante de l'industrie sidérurgique et d'autres secteurs industriels pendant la période de projection.
- Un des principaux facteurs de la diminution de la demande intérieure de charbon est l'élimination progressive des centrales au charbon en Ontario d'ici la fin de 2013. C'est avant tout en raison de cette initiative que les importations de charbon du Canada tombent, de 20,5 Mt en 2008 (année de mise en application de la décision) à 7,8 Mt en 2015 (charbon métallurgique exclusivement).
- D'autres provinces voient régresser leur demande de charbon en fonction des mises hors service de centrales et des gains d'efficacité apportés par les modernisations de centrales et la mise en service de nouvelles. En Alberta et en Saskatchewan, la demande culmine respectivement en 2023 et 2015. Dans l'ensemble, la demande canadienne diminue de 50,2 à 27,7 Mt de 2010 à 2035.
- La production de charbon qui n'est pas consommée au pays est disponible pour l'exportation. Dans une proportion approximative de 80 %, les exportations canadiennes consistent en charbon métallurgique de qualité expédié surtout au Japon et en Asie du Sud-Est. De moindres quantités sont envoyées aux États-Unis, en Amérique centrale et en Europe. On exporte du charbon à partir du littoral de la Colombie-Britannique et on en importe en Ontario et dans la région de l'Atlantique.
- Selon les projections, la production de charbon dans l'Ouest canadien croît rapidement de 2014 à 2020 en raison de projets miniers multiples qui entrent en exploitation. L'un de ces projets devrait accroître les exportations de charbon thermique, mais la plupart visent à produire du charbon métallurgique pour exportation.
- Avec la fermeture de la mine Minto au Nouveau-Brunswick, la production de charbon dans les Maritimes se situe maintenant à zéro. On ne prévoit pas que cette région produira du charbon avant 2014, année où une nouvelle mine de charbon métallurgique ouvrira au Cap-Breton.
- Dans l'ensemble, la production canadienne de charbon monte, d'environ 70 à 78,9 Mt de 2010 à 2035. Si on tient compte de la demande intérieure en décroissance, on peut prévoir dans le scénario de référence que la disponibilité nette de charbon pour l'exportation s'accroîtra de 3,6 % en moyenne annuelle.

32 Il s'agit du lignite et du charbon sous-bitumineux ou bitumineux de qualité inférieure.

FIGURE 9.1

Production et consommation de charbon au Canada en 2010, 2020 et 2035, scénario de référence



- En 2035, la production atteint 79,0 Mt dans le scénario de prix élevés et 71,1 Mt dans le scénario de prix bas. Elle est inférieure dans ce dernier cas car on suppose que les exportations croîtront plus lentement avec moins de projets miniers menés à terme.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les hypothèses relatives à l'abandon de centrales au charbon et aux installations de CSC sont des éléments d'incertitude de première importance. Les mesures de réglementation signalées pour les perspectives de l'électricité (chapitre 8) constituent un facteur déterminant dans la baisse de la demande de charbon au Canada. Si des installations de CSC sont rattachées aux centrales au charbon nouvelles ou actuelles, celles-ci pourraient se conformer à la réglementation. Qu'il y ait plus ou moins de centrales à technologie CSC dans nos projections pour l'électricité influerait sur la demande de charbon au Canada.
- Nous supposons que les prix du charbon à l'exportation augmenteront dans cette décennie. Nous posons aussi qu'une partie seulement des projets publiquement annoncés seront menés à terme, car un grand nombre de mines de charbon au pays se situent dans la partie intermédiaire ou supérieure de la plage mondiale des coûts d'approvisionnement en charbon. Il est possible que les prix du charbon baissent si, dans les pays importateurs, les politiques adoptées font délaisser ce produit comme source de combustible.

CONCLUSION

- Le rapport AE 2013 livre des projections de l'offre et de la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2035. Fondées sur l'information actuellement disponible avec les tendances, les politiques et les technologies, les projections donnent un aperçu de ce que sera la filière énergétique canadienne au cours des 23 prochaines années. Pendant la période de projection, de nouveaux renseignements seront disponibles, les tendances, les politiques et les technologies évolueront, ce qui rendra caduques certaines hypothèses posées dans le présent rapport. Le lecteur du rapport AE 2013 est prié de considérer ces projections comme le point de départ d'une discussion sur l'avenir énergétique du Canada, et non comme une prédiction des événements à venir.

Constatations cruciales

- Les résultats découlant du scénario de référence mènent à trois grandes conclusions.
 - **La production totale d'énergie au Canada augmente largement pendant la période de projection.**

L'offre d'énergie au pays continue de croître pendant la période de projection. La production pétrolière constitue le principal apport et la production tirée des sables bitumineux fait plus que doubler de 2012 à 2035. Le gros de la croissance dans l'industrie des sables bitumineux s'opère par la récupération in situ, puisque l'extraction à ciel ouvert s'accroît plus lentement.

Ces dernières années, le progrès technologique a influé sur les perspectives de la production de pétrole et de gaz naturel au Canada. Plus particulièrement, le perfectionnement de la technologie de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes a permis une production bien supérieure à moindre coût d'hydrocarbures en formation schisteuse et en réservoir étanche. L'application de cette technologie à l'extraction pétrolière en est toujours aux premiers stades au Canada. La production de pétrole de réservoirs étanches augmente jusqu'en 2016, année où elle représente le quart de toute la production canadienne hors exploitation des sables bitumineux. Après 2016, la production en réservoir étanche diminue lentement jusqu'à la fin de la période de projection. Cette perspective est incertaine, parce que beaucoup de formations candidates ont été nouvellement découvertes au pays et que l'information disponible est limitée quant aux résultats des activités de forage et de production.

Dans le cas du gaz naturel, le progrès technologique a largement enrichi les ressources qui s'offrent au Canada. Toutefois, des prix qui ne couvrent pas le coût entier de l'approvisionnement nouveau dans bien des régions viennent limiter les hausses de production dans la première partie de la période de projection. En 2019, la montée progressive des prix, jointe aux exportations prévues de GNL à partir du littoral de la Colombie-Britannique, a pour effet d'élever la production. À la fin de la période de projection, la production canadienne de gaz naturel est en progression du

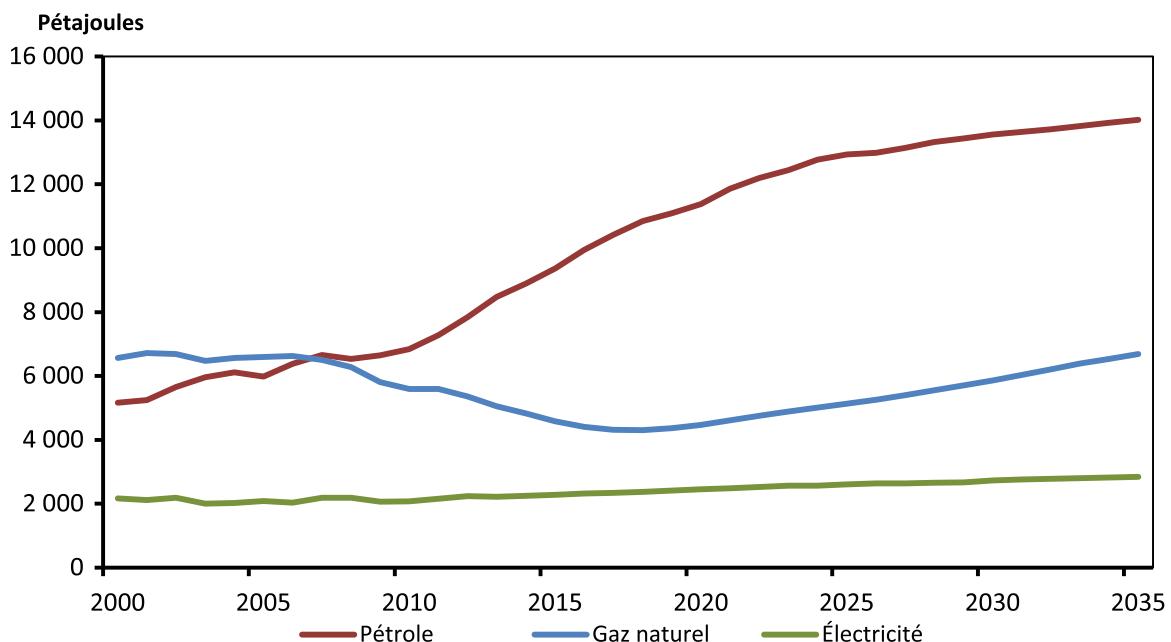
quart par rapport aux niveaux actuels surtout grâce à l'essor de la mise en valeur du gaz de réservoirs étanches et de schiste.

L'approvisionnement en électricité augmente constamment au Canada pendant la période de projection. Les prix du gaz naturel sont assez concurrentiels pour favoriser des hausses importantes de la capacité de production d'électricité par centrales gazières. La puissance installée en centrales au charbon est en décroissance en grande partie sous l'effet de la réglementation fédérale qui restreint rigoureusement la construction de nouvelles centrales de ce type et exige la modernisation ou la mise hors service de celles qui arrivent au terme de leur durée utile. Les énergies renouvelables hors hydroélectricité haussent leur proportion de la capacité de production électrique au Canada, de 6 % à 13 % entre 2012 et 2035, en grande partie grâce aux énergies solaire et éolienne.

La figure 10.1 décrit la production d'énergie au Canada en équivalence énergétique.

FIGURE 10.1

Production de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité, scénario de référence



- o Dans l'ensemble, la consommation d'énergie au Canada est en croissance modérée : elle bat son plein dans les industries de ressources et marque un ralentissement dans les transports.

Selon les projections, la demande totale d'énergie pour utilisation finale au Canada progresse en moyenne annuelle de 1,1 % de 2012 à 2035. Le taux tendanciel est légèrement inférieur à celui de la période 1990-2008 (figure 10.2). Le régime de croissance accueille des variations considérables selon les secteurs d'utilisation finale et aussi en fonction de certains éléments d'évolution intéressants qui tranchent sur les tendances du passé.

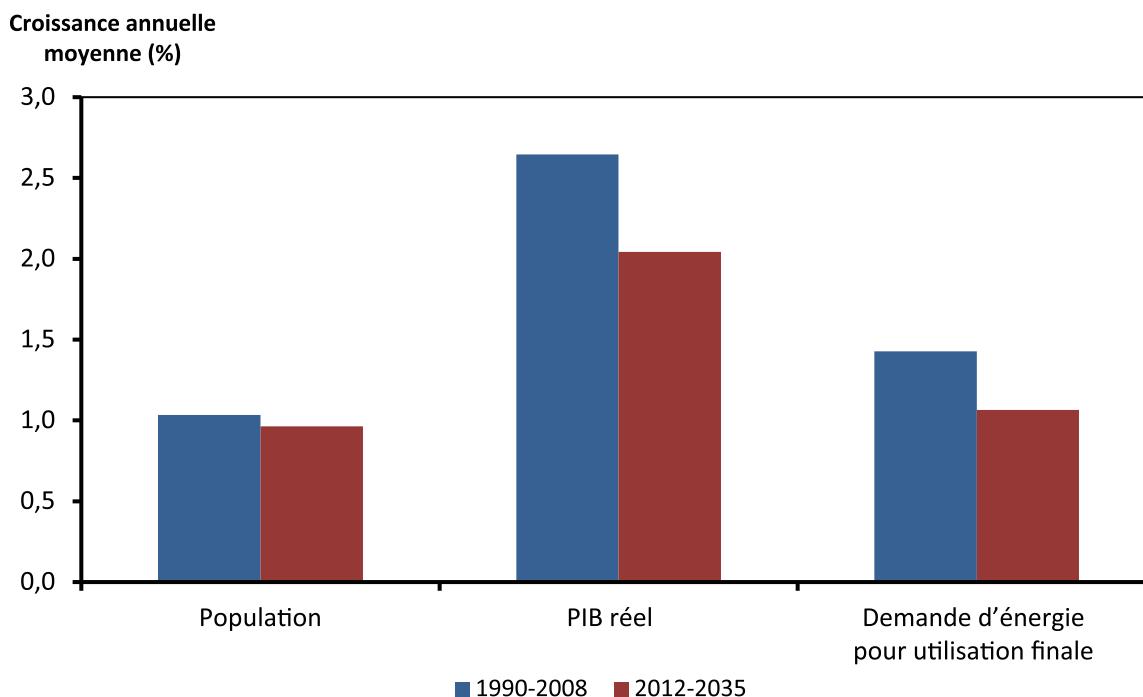
Dans les secteurs résidentiel, commercial et des transports, la croissance de la demande se fait plus lente en moyenne annuelle par rapport à la tendance historique. Dans ces secteurs, les taux de progression sont de moins de 1 % par an (respectivement de 0,7, 0,7 et 0,8 %) pendant la période de projection. Selon les projections, le moteur de la croissance est le secteur industriel où la demande croîtrait à un taux annuel moyen de 1,4 % contre 1,2 % seulement pour la période 1990-2008. Ce régime de croissance supérieur dans l'industrie tient surtout à une forte progression dans des secteurs comme les mines et l'industrie du pétrole et du gaz.

Les projections font notamment voir une diminution digne de mention de 0,6 % par an de la consommation d'énergie des voitures particulières. Ce recul s'explique par des perspectives macroéconomiques de croissance plus modestes et la prise en compte des normes de réduction des émissions des véhicules particuliers neufs pour la période 2017-2025. Ces normes devraient améliorer l'efficacité énergétique des véhicules. C'est un changement à prévoir par rapport à la tendance historique pour la demande énergétique des voitures particulières. On s'écarte aussi des prévisions antérieures du rapport sur l'avenir énergétique où ces normes d'émissions à plus long terme étaient absentes. Cette diminution de la consommation de carburant des véhicules particuliers contrebalance en partie la croissance de la demande de produits pétroliers dans d'autres secteurs.

Si la demande totale d'énergie est en hausse au Canada, l'intensité énergétique générale de l'économie canadienne mesurée en consommation d'énergie par tranche de un dollar du PIB diminue en moyenne annuelle de 1,0 % pendant la période de projection. Cela confirme la tendance à la décroissance de l'intensité énergétique. Celle-ci subit l'influence de divers facteurs, notamment des gains d'efficacité énergétique.

FIGURE 10.2

Comparaison des taux historiques et projetés de croissance de la population, du PIB réel et de la demande d'énergie pour utilisation finale, scénario de référence



- o La disponibilité d'énergie pour l'exportation augmente, mais les tendances du marché et de l'infrastructure de l'énergie sont des éléments d'incertitude de première importance.

Pendant la période de projection, le Canada comptera sur une plus grande disponibilité d'énergie pour exportation. La disponibilité nette de pétrole pour l'exportation s'accroît largement avec une production toujours en hausse et une demande intérieure qui monte lentement. La disponibilité de gaz naturel pour l'exportation diminue à moyen terme à la suite d'un recul de la production et d'une croissance relativement forte de la demande. En 2019, la disponibilité nette de gaz naturel pour l'exportation se met à progresser, la production connaissant alors des hausses plus rapides que celles de la demande intérieure. Pendant la période de projection, la disponibilité nette d'électricité pour l'exportation se modère par rapport aux hauts niveaux record de 2012.

Dans notre analyse, nous supposons que l'infrastructure de transport de l'énergie se développera selon les besoins et que les marchés d'exportation absorberont toute production inutilisée au Canada. Un certain nombre d'observateurs du marché, dont les participants aux consultations sur l'avenir énergétique, ont fait remarquer que la progression récente de la production américaine de pétrole et de gaz naturel a réduit les possibilités pour le Canada d'exporter aux États-Unis et que ce phénomène pourrait continuer dans l'avenir prévisible.

Le marché extérieur le plus important pour le Canada, les États-Unis, a été la scène d'une montée rapide de la production de pétrole de réservoirs étanches et

de schiste. Pendant le plus clair de 2011 et 2012, les hausses de production aux États-Unis et dans les sables bitumineux au Canada ont rendu le marché incapable d'assurer une capacité de transport suffisante et concouru à des engorgements ayant nui à l'accès des producteurs canadiens aux grands débouchés nord-américains. En 2013, la situation s'est quelque peu améliorée, puisqu'on a ajouté des éléments d'infrastructure aux principaux points de blocage et qu'au Canada comme aux États-Unis, les producteurs ont de plus en plus utilisé le rail pour acheminer leur production supplémentaire.

Le progrès technologique a fait considérablement monter la production américaine de gaz naturel comme de pétrole. De plus, la croissance de la production gazière dans ce pays a eu lieu en partie à proximité de marchés d'exportation au Canada (États du Nord-Est, par exemple). Le résultat a été une concurrence accrue pour les parts du marché du gaz naturel. Le principal effet a été une diminution des prix du gaz naturel qui a causé à son tour un recul ces dernières années des activités de forage et de production au Canada. En réaction, l'industrie propose d'exporter le gaz naturel sous forme de GNL sur des marchés en dehors de l'Amérique du Nord. L'exportation de GNL à partir du littoral de la Colombie-Britannique procurerait de nouveaux débouchés au gaz naturel canadien et augmenterait probablement la production et la disponibilité nette pour l'exportation par rapport à un scénario d'absence d'exportations de GNL. Le moment et le niveau de ces exportations sont un élément d'incertitude de première importance dans nos projections relatives au gaz naturel.

La croissance de la production gazière aux États-Unis a également influé sur les échanges canado-américains d'électricité. Des prix gaziers plus bas favorisent la production d'électricité au gaz naturel et, joints à une progression plus lente de la demande d'électricité, viennent réduire les prix de gros de celle-ci. C'est pourquoi les perspectives au Canada de production d'électricité pour l'exportation sont plus incertaines que par le passé.

Comme le marché est en mesure de s'adapter avec le temps à l'évolution des conditions et que nos projections sont à long terme, on peut prévoir que les hypothèses relatives à l'infrastructure et aux marchés d'exportation conviendront dans une perspective à moyen et à long terme, mais on peut aussi dire que ce que nous supposons comme croissance pour les marchés extérieurs et l'infrastructure d'acheminement vers ces marchés demeure un grand élément d'incertitude.

Le rapport AE 2013 fait voir que l'offre d'énergie sera suffisante au Canada dans l'avenir prévisible. Dans le scénario de référence, l'approvisionnement en pétrole, en gaz naturel et en électricité reste solide et le taux de progression de la demande d'énergie pour utilisation finale croît plus lentement que le taux historique. L'énergie des combustibles fossiles demeure la source d'approvisionnement dominante et les technologies ainsi que les énergies émergentes continuent d'accroître leur part de marché. L'efficacité énergétique de l'économie canadienne s'améliore toujours pendant la période de projection, d'où des baisses de l'intensité énergétique.

GLOSSAIRE

Actifs patrimoniaux	Équipement et installations de production (ou de transport) construits il y a longtemps et dont les coûts ont été amortis en grande partie.
Biodiesel	Carburant diesel de remplacement pouvant être extrait de l'huile végétale ou de l'huile de cuisson recyclée.
Biomasse	Matières organiques, telles que le bois, les résidus de récolte, les ordures ménagères, les déchets de bois et la liqueur de cuisson, transformées à des fins énergétiques.
Bitume naturel	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable dans un puits à une échelle commerciale parce que trop visqueux pour s'écouler.
Capacité (électricité)	Quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer un appareil, habituellement exprimée en mégawatts.
Capture et stockage de carbone (CSC)	Processus visant à capturer (et à stocker) le CO ₂ pour éviter qu'il soit rejeté dans l'atmosphère et pour réduire les émissions de GES. Le CO ₂ est comprimé de façon à pouvoir être transporté par pipeline ou citerne en vue de son stockage dans des milieux comme des formations géologiques profondes.
Carrefour Henry (prix)	Point où sont établis les prix à terme du gaz naturel transigé à la New York Mercantile Exchange. Le carrefour se trouve en Louisiane, sur le gazoduc appartenant à Sabine Pipe Line.
Charbon métallurgique	Anthracite ou charbon bitumineux de haute qualité principalement utilisé dans l'industrie sidérurgique.
Charbon thermique	Lignite, charbon sous-bitumineux ou charbon bitumineux de qualité inférieure principalement utilisé pour la production d'électricité ou pour le chauffage.
Charge d'alimentation	Gaz naturel ou autres hydrocarbures employés comme élément essentiel d'un procédé de production.

Charge de base (électricité)	Quantité minimale d'électricité livrée ou exigée durant une période donnée.
Cogénération	Production d'électricité et d'une autre forme d'énergie thermique utile, comme la chaleur ou la vapeur, à partir d'une même source d'énergie. La chaleur engendrée par le produit dérivé peut servir à alimenter un générateur ou le surplus de chaleur de celui-ci peut être utilisé à des fins industrielles.
Combustible fossile	Source de combustible à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les LNG et le pétrole.
Coût d'approvisionnement	Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts en capital liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, les frais d'exploitation, les impôts, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Dégagement gazeux des sables pétrolifères	Mélange d'hydrogène et de gaz d'hydrocarbures légers produit au moment de la valorisation du bitume pour en faire du pétrole brut synthétique.
Demande d'énergie primaire	Totalité des besoins en énergie pour toutes les utilisations, y compris l'énergie utilisée par le consommateur final, les utilisations intermédiaires dans la transformation d'une forme d'énergie en une autre et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir un marché.
Demande de pointe	Charge maximale consommée ou produite au cours d'une période donnée
Diluant	Hydrocarbure léger, habituellement constitué de pentanes plus, ajouté au pétrole brut lourd ou au bitume pour en faciliter le transport par pipeline.
Efficacité énergétique	Technologies et mesures qui réduisent la quantité requise d'énergie ou de carburant en vue d'accomplir une tâche précise.
Énergie géothermique	Utilisation de chaleur géothermique pour produire de l'électricité. Décrit aussi les méthodes utilisant le sol comme source de chaleur et de refroidissement (géothermie ou pompe géothermique).
Énergie houlomotrice / marémotrice	Hydroélectricité produite sous la force du flux et du reflux de la mer pendant les marées ou encore sous l'action des vagues.

Énergie solaire	Énergie produite par des capteurs (actifs et passifs) de chaleur solaire et par des systèmes photovoltaïques.
Exploitation intégrée extraction à ciel ouvert/ valorisation	Exploitation alliant extraction et valorisation; les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert, puis le bitume est séparé du sable et raffiné.
Fiabilité (électricité)	Degré de rendement d'un élément d'un réseau électrique au moyen duquel l'électricité est livrée aux clients selon des normes acceptables et en quantités désirées. La fiabilité peut se mesurer par la fréquence, la durée ou l'ampleur des effets défavorables sur la distribution de l'électricité.
Fracturation hydraulique en plusieurs étapes	Technique d'injection de fluides sous terre en plusieurs étapes afin de créer des fractures dans le roc ou d'élargir celles qui y sont présentes et de permettre l'extraction du pétrole ou du gaz qui se trouve dans la formation ou d'en accélérer la récupération.
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz comme le CO ₂ , le méthane ou l'oxyde d'azote qui contribue directement à l'effet de serre dans l'atmosphère. Font également partie de ce groupe des gaz produits par procédés industriels comme les hydrofluorocarbones, les perfluorocarbones et les hexafluorures de soufre.
Gaz de réservoir étanche	Gaz naturel non classique emprisonné dans l'espace poreux d'une roche ayant une perméabilité ou une capacité de circulation inférieure à la normale.
Gaz de schiste	Gaz non classique emprisonné dans le schiste, c.-à-d. une roche sédimentaire déposée à l'origine sous forme d'argile et de silt et caractérisée par une perméabilité extrêmement faible. Le gaz est présent en majeure partie comme gaz libre ou gaz adsorbé, même si on en trouve à l'état dissous dans la matière organique.
Gaz dissous	Gaz naturel produit parallèlement au pétrole dans les puits de pétrole.
Gaz naturel classique	Gaz naturel que l'on trouve dans un gisement et qui est produit en forant un puits au moyen de techniques connues de dilatation du gaz ou en raison de la pression exercée par un aquifère sous-jacent.

Gaz naturel commercialisable	Volume de gaz pouvant être mis en marché après l'avoir débarrassé de ses impuretés et avoir tenu compte des volumes utilisés pour alimenter les installations en surface. Utilisé dans le présent rapport pour les volumes non découverts, le gaz commercialisable est établi en appliquant la perte moyenne en surface aux gisements existants dans cette formation aux volumes récupérables des gisements non découverts de cette même formation.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel se trouvant dans sa forme liquide. Le gaz naturel est liquéfié par refroidissement à moins 162 degrés Celsius (moins 262 degrés Fahrenheit), processus qui en comprime le volume par un facteur supérieur à 600 et qui permet de le transporter efficacement par citerne.
Gaz naturel non classique	Gaz naturel contenu dans une roche-réservoir non classique nécessitant une force supplémentaire pour le faire circuler. Il peut être piégé dans la matrice rocheuse, composée par exemple de charbon, de glace ou de schiste argileux, ou encore le gisement peut présenter une porosité et une perméabilité anormalement faibles. Dans le présent rapport, le gaz non classique regroupe le MH, le gaz de schiste et les hydrates de gaz.
Gestion de la consommation	Mesures prises par un service public qui se traduisent par un changement ou une réduction soutenue de la demande d'énergie. Ces mesures peuvent réduire ou retarder les nouveaux investissements de capitaux dans des centrales, des pipelines ou d'autres éléments d'infrastructure et améliorer l'efficience globale du réseau.
Injection de CO₂	Processus de RAH au moyen duquel le CO ₂ , sous forme liquide, est injecté dans des formations pétrolifères pour accroître la quantité de pétrole pouvant en être extraite.
Intensité énergétique	Quantité d'énergie utilisée par unité d'une activité. La consommation d'énergie par habitant et la consommation d'énergie par unité du PIB sont deux types courants d'intensité énergétique.
Kilomètres-véhicules parcourus (KVP)	Distance totale parcourue par les véhicules sur les routes.
Liquides de gaz naturel (LGN)	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ces liquides sont notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.

Marge de réserve	Aussi appelée « capacité de réserve », désigne la capacité disponible d'un réseau au-delà de la capacité nécessaire pour satisfaire à la demande de pointe.
Méthane de houille (MH)	Forme non classique de gaz naturel qui est emprisonnée dans la matrice des veines du charbon. Le MH est différent du gaz des gisements classiques habituels, notamment de celui des formations de grès, puisque c'est par un processus dit d'adsorption que le charbon en renferme.
Pétrole brut	Mélange constitué principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds qui se trouve sous forme liquide dans les gisements et qui conserve cette forme aux pressions atmosphériques et aux températures ambiantes. Le pétrole brut peut renfermer de faibles quantités de soufre et de produits autres que des hydrocarbures, mais en sont absents les liquides obtenus par traitement du gaz naturel.
Pétrole brut classique	Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
Pétrole brut léger	Terme désignant le pétrole brut de densité inférieure à 900 kg/m ³ . Terme collectif également valable pour le pétrole brut léger classique, le pétrole brut valorisé et les pentanes plus.
Pétrole brut lourd	Terme désignant généralement le pétrole brut de densité supérieure à 900 kg/m ³ .
Pétrole brut non classique	Pétrole brut qui n'est pas considéré comme du pétrole brut classique (p. ex., le bitume).
Pétrole brut synthétique	Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par valorisation du bitume brut ou du pétrole brut lourd.
Pétrole de réservoirs étanches	Pétrole produit à partir du schiste riche en matière organique ou de grès, de silt, de calcaire et de dolomies de faible perméabilité. Ces réservoirs étanches exigent généralement que l'on combine les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes afin de rendre le pétrole assez liquide pour qu'il puisse être récupéré en quantités rentables.
Potentiel ultime de ressources	Estimation de toutes les réserves récupérables ou commercialisables à un moment donné, compte tenu des caractéristiques géologiques et des progrès technologiques prévus.

Prix réel	Prix maintenus constants à une année de base, de façon à éliminer l'incidence de l'inflation.
Production (électricité)	Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie; quantité d'énergie produite.
Production hydroélectrique	Forme d'énergie renouvelable au moyen de laquelle de l'électricité est produite à partir de l'énergie hydraulique.
Production nette disponible pour l'exportation	Production totale d'un produit minorée de la demande intérieure du même produit. La différence représente la quantité nette (exportations brutes moins importations brutes) du produit disponible pour l'exportation.
Produit intérieur brut (PIB)	Mesure de l'activité économique d'un pays. Il s'agit de la valeur marchande de tous les biens et services produits en un an à l'intérieur des limites géographiques du Canada.
Produit pétrolier	Large éventail de produits tirés du pétrole brut au moyen du procédé de raffinage, par exemple l'essence, le diesel, le mazout de chauffage et le carburateur, pour n'en nommer que quelques-uns.
Récupération assistée des hydrocarbures (RAH)	Récupération de pétrole brut supplémentaire par un procédé de production autre que l'appauvrissement naturel des gisements. Elle comprend les méthodes de récupération secondaire et tertiaire comme le maintien de pression, la réinjection, l'injection d'eau ou de produits chimiques, les méthodes thermiques et le recours à des fluides de déplacement, miscibles ou non.
Récupération in situ	Processus de récupération du bitume au moyen de trous de puits, en général dans des endroits où la profondeur d'enfouissement exclut l'extraction à ciel ouvert.
Régions pionnières	En général, le Nord et les zones extracôtières du Canada.
Réserves	Quantités restantes estimatives de pétrole ou de gaz naturel et de substances connexes pouvant être extraites d'accumulations connues, à partir d'une date donnée, en se fondant sur l'analyse des forages, sur des données géologiques, géophysiques et techniques, sur l'utilisation de la technologie éprouvée, ainsi que sur des conditions économiques particulières, le tout à révéler, et qui sont jugées raisonnables en général.

Réserves prouvées	Réserves recouvrables dont on peut estimer la quantité avec une grande certitude. Selon toute probabilité, les quantités restantes réelles pouvant être récupérées surpasseront les réserves prouvées estimatives.
Ressources (pétrole et gaz naturel)	Dans le présent rapport, volume total restant de pétrole et de gaz naturel récupérable dont on croit connaître l'existence. Les ressources comprennent des accumulations dont l'extraction n'est pas économiquement envisageable compte tenu des prix actuels du pétrole et du gaz, mais qui peuvent le devenir dans l'éventualité où les prix augmenteraient. Sont également comprises les ressources non découvertes que les puits actuels peuvent avoir contournées ou qui n'ont pas encore été détectées. Les ressources peuvent aussi inclure les autres gisements de pétrole et de gaz que l'on pourrait éventuellement exploiter si la technologie future évolue.
Ressources commercialisables	Volume de pétrole ou de gaz naturel en place qui est récupérable dans les conditions économiques et technologiques prévisibles et qui est prêt à être consommé par le marché.
Sables bitumineux	Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.
Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)	Technique d'injection de vapeur qui emploie, par paires, des puits horizontaux dans lesquels le bitume est drainé par gravité dans le trou de forage producteur après avoir été réchauffé au moyen de vapeur. Contrairement à la stimulation cyclique par la vapeur, l'injection de vapeur et la production de pétrole sont continues et simultanées.
Stimulation cyclique par la vapeur	Technique reproductible de récupération in situ par des méthodes thermiques nécessitant une injection de vapeur qui permet de récupérer le pétrole à partir des puits d'injection. L'injection de vapeur rend le pétrole plus mobile et permet au bitume, une fois réchauffé, de s'écouler dans un puits.
Taux de production initial (PI)	Taux de production le plus élevé en moyenne mensuelle dans les trois premiers mois de production d'un puits de pétrole ou de gaz.

Technologies émergentes ou de remplacement	Technologies nouvelles et émergentes moins dommageables pour l'environnement qui servent à remplacer des méthodes existantes de production d'énergie exigeant une utilisation intensive de ressources. Les technologies de remplacement consomment moins de ressources et comprennent notamment les piles à combustible et les technologies d'épuration du charbon.
Usine de chevauchement	Usine de retraitement traversée par un gazoduc. Elle permet d'extraire des LGN au passage de gaz déjà traité.
Usine de coupes lourdes	Usine à gaz disposée à proximité ou à même une usine de champ gazier ou des gazoducs en vue d'extraire l'éthane ou d'autres LGN au moyen d'un turbodétendeur ou de techniques d'absorption.
Valorisation (bitume)	Brut de meilleure qualité résultant de la transformation du bitume ou du pétrole brut lourd par extraction de carbone (cokéfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).
West Texas Intermediate (WTI)	Pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et qui sert de référence pour les prix du pétrole brut en Amérique du Nord.

TABLES DE CONVERSION

Conversion du système métrique au système impérial

Unité		Équivalent
m	mètre	3,28 pieds
m ³	mètre cube	6,3 barils (pétrole); 35,3 pieds cubes (gaz)
t	tonne métrique	2 200 livres

Équivalents de contenu en énergie

Mesure de l'énergie		Teneur en énergie
GJ	gigajoule	0,95 million de BTU
PJ	pétajoule	1 000 000 GJ

Électricité

W	watt	1 joule par seconde
MW	mégawatt	Un million de watts
GWh	gigawattheure	3 600 GJ ou 1 000 MWh
TWh	térawattheure	3,6 PJ ou 1 000 GWh

Gaz naturel

Kpi ³	millier de pieds cubes	1,05 GJ
Gpi ³	milliard de pieds cubes	1,05 PJ
Tpi ³	billion de pieds cubes	1,05 EJ

Liquides de gaz naturel

m ³	éthane	18,36 GJ
m ³	propane	25,53 GJ
m ³	butane	28,62 GJ

Pétrole brut

m ³	léger	38,51 GJ
m ³	lourd	40,90 GJ
m ³	pentanes plus	35,17 GJ

Charbon

t	anthracite	27,70 GJ
t	bitumineux	27,60 GJ
t	subbitumineux	18,80 GJ
t	lignite	14,40 GJ

Produits pétroliers

m ³	essence aviation	33,52 GJ
m ³	essence	34,66 GJ
m ³	charge d'alimentation pétrochimique	35,17 GJ
m ³	utilisations spéciales du naphte	35,17 GJ
m ³	carburateur	35,93 GJ
m ³	kérosène	37,68 GJ
m ³	diesel	38,68 GJ
m ³	mazout léger	38,68 GJ
m ³	lubrifiants	39,16 GJ
m ³	mazout lourd	41,73 GJ
m ³	gaz de distillation	41,73 GJ
m ³	asphalte	44,46 GJ
m ³	coke de pétrole	42,38 GJ
m ³	autres produits	39,82 GJ

