



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Avenir énergétique du Canada

OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2035



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE NOVEMBRE 2011

Canada



Office national
de l'énergie

National
Energy Board

Avenir énergétique du Canada

OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2035

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE NOVEMBRE 2011

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 2011

N° de cat. NE23-15/2011F-PDF
ISBN 978-1-100-98122-2

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 2011

Cat. No. NE23-15/2011E-PDF
ISBN 978-1-100-19464-6

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

Listes de figures et des tableaux	iii
Liste des sigles et abréviations	v
Liste des unités	vi
Avant-propos	vii
Résumé	ix
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Déterminants clés	2
Prix de l'énergie	2
Croissance économique	5
Principales incertitudes liées aux perspectives	6
Chapitre 3 : Perspectives de la demande d'énergie	8
Consommation d'énergie selon le secteur	9
Principales incertitudes liées aux perspectives	17
Chapitre 4 : Perspectives de l'offre de pétrole brut	18
Ressources de pétrole brut et de bitume	18
Perspectives de production de pétrole brut canadien	19
Équilibre entre l'offre et la demande	26
Principales incertitudes liées aux perspectives	27
Chapitre 5 : Perspectives pour le gaz naturel	30
Ressources de gaz naturel	30
Perspectives de production du gaz naturel canadien	31
Équilibre entre l'offre et la demande	36
Principales incertitudes liées aux perspectives	38
Chapitre 6 : Perspectives pour les liquides de gaz naturel	40
Offre et utilisation des liquides de gaz naturel	40
Principales incertitudes liées aux perspectives	44
Chapitre 7 : Perspectives de l'offre d'électricité	45
Capacité et production	45
Exportations, importations et transferts interprovinciaux	50
Principales incertitudes liées aux perspectives	51
Chapitre 8 : Perspectives de l'offre de charbon	53
Principales incertitudes liées aux perspectives	55

Chapitre 9 : Conclusions	56
Glossaire	58
Tableaux de conversion	66
Guide des annexes	68

LISTE DES FIGURES

R.1	Croissance des prix et du PIB jusqu'en 2035 – Tous les scénarios	ix
R.2	Production de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité – Scénario de référence	x
R.3	Comparaison des taux de croissance historiques et projetés – Population, produit intérieur brut (PIB) et demande pour utilisation finale – Scénario de référence	xii
2.1	Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Tous les scénarios	2
2.2	Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Tous les scénarios	3
2.3	Produit intérieur brut réel – Tous les scénarios	5
3.1	Demande d'énergie par secteur – Scénario de référence	8
3.2	Demande d'énergie en 2020 et en 2035 – Tous les scénarios	10
3.3	Demande d'énergie du secteur résidentiel selon le combustible – Scénario de référence	10
3.4	Demande commerciale d'énergie selon le combustible – Scénario de référence	12
3.5	Demande industrielle d'énergie selon le combustible – Scénario de référence	13
3.6	Demande d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Scénario de référence	15
3.7	Demande d'énergie dans le secteur des transports selon le combustible – Scénario de référence	16
4.1	Production totale de pétrole au Canada – Scénario de référence	19
4.2	Production tirée des sables bitumineux – Scénario de référence	21
4.3	Gaz naturel acheté pour l'exploitation des sables bitumineux – Scénario de référence	23
4.4	Production de pétrole classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien – Scénario de référence	23
4.5	Production de pétrole dans l'Est du Canada – Tous les scénarios	25
4.6	Production totale de pétrole au Canada – Tous les scénarios	25
4.7	Offre nette disponible de pétrole – Scénario de référence	26
4.8	Équilibre entre l'offre et la demande, pétrole brut léger – Scénario de référence	27
4.9	Équilibre entre l'offre et la demande, pétrole brut lourd – Scénario de référence	28
5.1	Prix du gaz naturel et nombre de puits de gaz naturel forés – Tous les scénarios	32
5.2	Production de gaz naturel selon le type – Scénario de référence	33
5.3	Régions de gaz naturel productives dans l'Ouest canadien	34
5.4	Production totale de gaz commercialisable au Canada – Tous les scénarios	36
5.5	Disponibilité de gaz naturel canadien pour l'exportation – Scénario de référence	37
5.6	Volume net de gaz naturel canadien disponible pour l'exportation – Tous les scénarios	38

6.1	Production de liquides de gaz naturel – Scénario de référence	41
6.2	Offre et demande de pentanes plus – Scénario de référence	42
6.3	Disponibilité d'éthane provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien dans la production de gaz brut et d'éthane – Scénario de référence	42
6.4	Bilan de l'offre et de la demande d'éthane – Scénario de référence	44
7.1	Capacité de production d'électricité – Scénario de référence	46
7.2	Production d'électricité par combustible – Scénario de référence	46
7.3	Portefeuille canadien de production d'électricité en 2010 et en 2035 – Scénario de référence	47
7.4	Production d'électricité au Canada – Tous les scénarios	47
7.5	Quantité nette d'électricité disponible pour l'exportation et transferts interprovinciaux – Scénario de référence	51
8.1	Production canadienne de charbon et utilisation – Scénario de référence	54

LISTE DES TABLEAUX

4.1	Coûts d'immobilisation initiaux et prix seuils ^(a) estimatifs de nouveaux projets d'exploitation de sables bitumineux	22
5.1	Ressources gazières commercialisables restantes au 31 décembre 2009	30

L I S T E D E S S I G L E S E T A B R É V A T I O N S

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
ACTL	Alberta Carbon Trunk Line
AIE	Agence internationale de l'énergie
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CCRHP	Conseil canadien des ressources humaines de l'industrie du pétrole
CNÉB	Code national de l'énergie pour les bâtiments
CO ₂	dioxyde de carbone
CSC	capture et stockage de carbone
DGMV	drainage par gravité au moyen de la vapeur
EGM	ÉnerGuide pour les maisons
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
ERCB	Alberta Energy Resources Conservation Board
GES	gaz à effet de serre
GNC	gaz naturel comprimé
GNL	gaz naturel liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
MH	méthane de houille
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Office	Office national de l'énergie
PB	production brute
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
PIB	produit intérieur brut
RAH	récupération assistée des hydrocarbures
SCV	stimulation cyclique par la vapeur
THAI ^{MC}	injection d'air verticale puis horizontale
VE	véhicule électrique
VEHR	véhicule électrique hybride rechargeable
VGN	véhicule au gaz naturel
WTI	West Texas Intermediate

\$ ou \$CAN	dollars canadiens
\$US	dollars américains
b	baril
b/j	barils par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GW	gigawatt
GWh	gigawattheure
kg	kilogramme
km	kilomètre
m ³	mètre cube
m ³ /j	mètres cubes par jour
MBTU	million de BTU
Mpi ³	million de pieds cubes
Mt	mégatonne
MW	mégawatt
PJ	pétajoule
Tpi ³	billion de pieds cubes
TWh	térawattheure

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un organisme de réglementation fédéral indépendant dont la raison d'être est de promouvoir la sécurité et la sûreté, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, dans l'intérêt public canadien¹, 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.

La réglementation de la construction et de l'exploitation des oléoducs et des gazoducs internationaux et interprovinciaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées compte au nombre des principales responsabilités de l'Office. Il réglemente en outre les droits et les tarifs des pipelines qui sont de son ressort. Par ailleurs, au chapitre des produits énergétiques eux-mêmes, l'Office réglemente les exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel 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.

L'Office surveille également les marchés de l'énergie et s'exprime sur les besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays.² Dans le cadre de cette surveillance, l'Office publie périodiquement des évaluations de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel au Canada. Ces évaluations traitent de nombreux aspects des marchés de l'énergie au Canada. La présente évaluation du marché de l'énergie, intitulée *L'avenir énergétique du Canada : projections de l'offre et de la demande énergétique jusqu'en 2035*, figure parmi ces évaluations. Elle propose une perspective de l'offre et de la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2035.

En plus de s'appuyer sur sa propre analyse quantitative réalisée pour la présente étude, l'Office a sollicité les points de vue de spécialistes du domaine de l'énergie au Canada et d'autres parties prenantes intéressées dans le cadre de consultations qui ont été menées au printemps 2011. L'ONÉ profite de l'occasion pour remercier tous ceux et celles qui ont pris part à ce processus. Les points de vue recueillis ont contribué à définir les hypothèses et analyses qui servent d'assises au présent rapport.

Si quelqu'un souhaite utiliser le contenu du présent rapport 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 peut devoir répondre à des questions portant sur celle-ci.

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

2 Cette activité s'inscrit dans le mandat de l'Office aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la décision GHR-1-87 de l'Office.

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

Le lecteur est prié de transmettre à la personne suivante tout commentaire ou toute question au sujet du rapport :

Abha Bhargava, gestionnaire de projet, à l'adresse abha.bhargava@neb-one.gc.ca

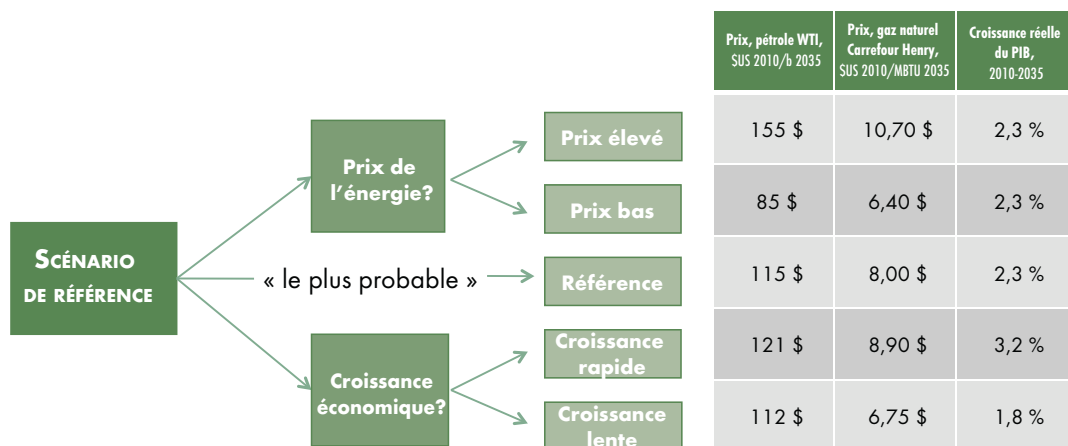
RÉSUMÉ

Contexte

- Le présent rapport fait partie d'une série d'analyses produites par l'ONÉ sur l'avenir énergétique du Canada. Le dernier rapport détaillé, intitulé *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'en 2030*, remontait à 2007. Il a été suivi d'une mise à jour intitulée *Scénario de référence 2009 : Offre et demande énergétique au Canada jusqu'en 2020*, qui actualisait le scénario de référence de 2007 en tenant compte de la conjoncture économique alors très changeante.
- *L'avenir énergétique du Canada : projections de l'offre et de la demande énergétiques jusqu'en 2035* comprend un scénario de référence et quatre scénarios de sensibilité projetant l'offre et la demande jusqu'en 2035³. Le scénario de référence propose une projection de base et doit être perçu comme la situation « la plus probable » en ce qui a trait à l'avenir énergétique du Canada, compte tenu des hypothèses retenues.
- Tous les scénarios de sensibilité diffèrent du scénario de référence puisqu'une hypothèse importante est modifiée (figure R.1). Les divers modèles de l'ONÉ s'emploient ensuite à mesurer l'incidence des hypothèses sur le système énergétique et sur l'économie. Une analyse de sensibilité est un moyen simple et efficace d'étudier l'incertitude en isolant les

FIGURE R.1

Croissance des prix et du PIB jusqu'en 2035 – Tous les scénarios



3 L'année 2009 est la dernière année pour laquelle des données complètes sur la demande énergétique sont disponibles. Par conséquent, dans le présent rapport, les projections concernant la demande énergétique commencent en 2010. De façon générale, les données historiques sur les indicateurs économiques, les prix et la production sont disponibles pour 2010; dans ce cas, les projections commencent en 2011.

répercussions d'un changement apporté à l'une des variables. Cette démarche se distingue de celle préconisée dans le rapport de 2007, où l'on examinait trois scénarios présentant chacun une situation globale possible pour l'avenir énergétique du Canada. À l'époque, tous les scénarios avaient été préparés en vase clos et comprenaient des hypothèses propres qui étaient reprises tout au long de l'analyse.

- Comme c'était le cas dans les versions antérieures, le rapport intitulé *L'avenir énergétique du Canada : projections de l'offre et de la demande énergétiques jusqu'en 2035* procure à l'Office une précieuse occasion de dialoguer avec les Canadiens et Canadiennes sur les perspectives actuelles et émergentes en matière d'énergie.
- Pour préparer cette perspective énergétique, l'Office a rencontré divers spécialistes du domaine de l'énergie et des parties prenantes intéressées, notamment des représentants de l'industrie et d'associations liées à celle-ci, des gouvernements, des milieux universitaires et d'organismes non gouvernementaux voués à l'environnement, pour qu'ils lui fournissent avis et commentaires sur les projections préliminaires. Les renseignements obtenus dans le cadre de ces consultations ont aidé à façonner les principales hypothèses et les projections définitives.

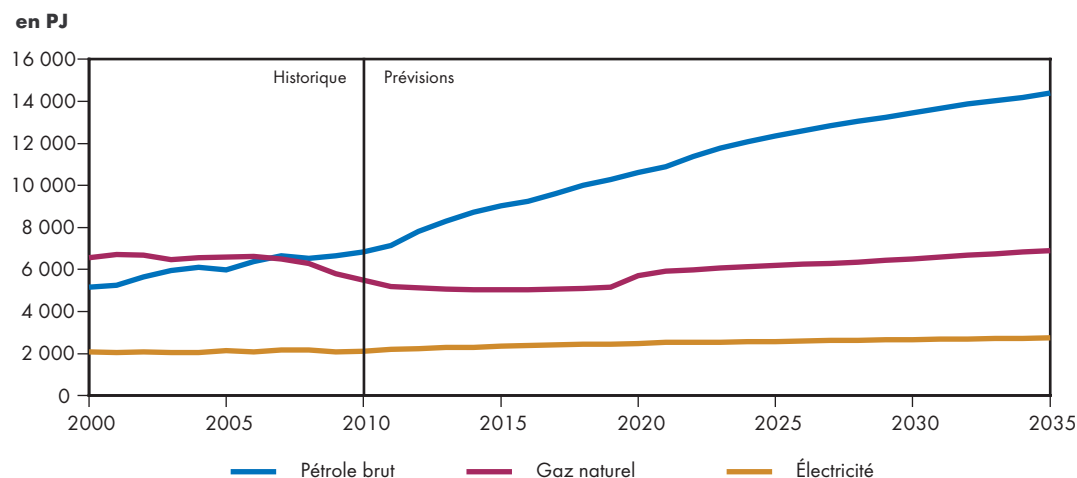
Constatations clés

- Suivent les principales constatations de *L'avenir énergétique du Canada : projections de l'offre et de la demande énergétiques jusqu'en 2035* :
 - **L'offre d'énergie continue d'augmenter pour atteindre des niveaux records**

L'émergence des sources d'énergie non classiques, sur lesquelles s'appuie la majeure partie de la croissance de l'offre durant la période à l'étude, mène à cette conclusion (figure R.2). Selon les hypothèses utilisées, la production de pétrole tirée des sables bitumineux triple d'ici 2035, et la part qu'elle représente de la production totale de pétrole au Canada, actuellement de 54 %, passe à 86 %. La diminution que connaît la production de pétrole classique depuis quelques années se poursuit au cours de période à l'étude. À court terme, toutefois, elle augmente, résultat des forages ciblant le pétrole et de l'utilisation de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes dans les

FIGURE R.2

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



gisements de pétrole de réservoirs étanches. La production de pétrole dans les champs pétrolifères de la côte Est se maintient aux niveaux actuels jusqu'en 2025, en raison de la construction de nouvelles installations. Ensuite, elle baisse progressivement jusqu'à la fin de la période étudiée.

D'ici 2016, l'exploitation accrue du gaz de réservoirs étanches et du gaz de schiste au Canada renverse la tendance à la baisse actuelle de la production canadienne de gaz naturel observée depuis quelques années. Cette nouvelle tendance persiste pour mener aux niveaux records de 2001 vers la fin de la période de projection. La majeure partie de l'approvisionnement supplémentaire provient de la Colombie-Britannique, où la mise en valeur de plusieurs zones de gaz de réservoirs étanches et de gaz de schiste est déjà commencée. Beaucoup de ressources schisteuses prometteuses ont été répertoriées en Alberta, et on a noté un intérêt accru des producteurs ces derniers temps. Toutefois, étant donné le stade précoce des travaux, l'activité dans ces zones a été incluse dans la catégorie englobant le gaz classique et le gaz de réservoirs étanches dans les projections. Une mise en valeur plus soutenue dans ces zones pourrait avoir une incidence à la hausse sur les futures projections.

L'offre d'électricité continue aussi d'augmenter pour atteindre des niveaux records. Cette situation tient à l'accroissement de la capacité de production pour répondre à la demande sans cesse croissante. Un certain nombre de politiques et de règlements, tant au palier fédéral que provincial, encouragent la production d'électricité à partir de procédés plus propres au Canada. L'ajout d'un plus grand nombre d'installations utilisant les énergies renouvelables, comme le vent, l'hydroélectricité et la biomasse, ainsi que le recours à la technique de capture et stockage du carbone (CSC) réduit l'intensité des émissions provenant du secteur de l'électricité.

- **La demande d'énergie croît à un rythme plus lent que par le passé**

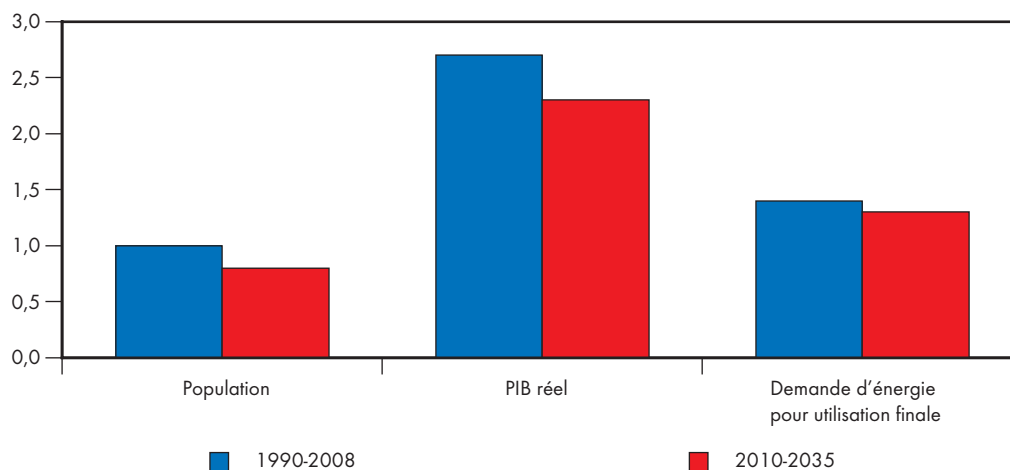
La demande totale d'énergie pour utilisation finale ralentit, passant de 1,4 % par année entre 1990 et 2008⁴ à 1,3 % par année au cours de la période étudiée. Malgré le modeste ralentissement de la croissance globale de la demande, un examen plus poussé des résultats révèle un recul de nombreux déterminants clés dans la demande d'énergie (figure R.3). Parmi ceux-ci, on note le ralentissement de la croissance démographique, des prix plus élevés de l'énergie, une croissance économique inférieure aux années passées et des programmes améliorés en matière d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie. Par rapport aux taux de croissance historiques, la croissance de la demande d'énergie dans le secteur commercial et celui des transports ralentit considérablement. En ce qui a trait au secteur commercial, la croissance annuelle moyenne chute de son taux historique de 2,0 % à 1,0 % durant la période analysée, tandis que celle du secteur des transports fléchit de 1,9 % à 1,4 %. Par ailleurs, sous l'impulsion des programmes fédéraux et provinciaux, on constate une percée notable du biodiesel et de l'éthanol dans ce secteur. La croissance de la demande du secteur résidentiel recule de 0,7 % par année qu'elle était de 1990 à 2008 à 0,6 % de 2010 à 2035.

Le secteur industriel, qui représentait près de la moitié de la demande d'énergie en 2010, fait bande à part, puisqu'il affiche une hausse. La croissance soutenue de nombreuses industries neutralise la baisse de l'intensité énergétique que

4 Dans le présent rapport, on a utilisé la période 1990-2008 comme période de référence. Bien que les données de 2009 aient été disponibles, on a jugé qu'en raison des répercussions considérables de la récession mondiale de 2009 sur l'économie et la demande d'énergie, la période 1990-2008 était plus représentative lorsqu'il fallait établir des comparaisons entre les tendances passées et futures.

FIGURE R.3**Comparaison des taux de croissance historiques et projetés – Population, produit intérieur brut (PIB) et demande pour utilisation finale – Scénario de référence**

Croissance annuelle moyenne (en %)



connaît ce secteur durant la période à l'étude. La demande d'énergie du secteur industriel augmente à un rythme annuel de 1,6 % au cours de la période à l'étude, comparativement à 1,2 % pendant la période de référence, soit de 1990 à 2008.

- **L'offre et la demande se répercuteront sur le commerce et l'infrastructure**

Les tendances émergentes liées à l'offre et à la demande d'énergie auront une incidence marquée sur le commerce de l'énergie et les besoins en matière de nouvelles infrastructures. La croissance de la production de pétrole provenant de l'exploitation des sables bitumineux ainsi qu'une croissance modeste de la demande de produits pétroliers auront comme effet de tripler l'offre nette de pétrole brut disponible pour l'exportation à l'horizon 2035. Parallèlement, on prévoit que la demande accrue de gaz naturel au Canada réduira progressivement l'offre nette de gaz naturel disponible pour l'exportation jusqu'en 2020. Par la suite, l'offre demeure stable jusqu'à la fin de la période. Pour ce qui est de l'offre nette d'électricité disponible pour l'exportation, elle double durant la période à l'étude.

- Dans le présent rapport, quatre hypothèses simplificatrices importantes ont été retenues :
 - Les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite, et l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins. Le présent rapport ne se penche pas sur ces facteurs.
 - Les facteurs économiques jouent un rôle déterminant dans l'offre et la demande d'énergie. D'autres, comme les répercussions environnementales et socio-économiques, ont une grande importance dans l'avenir énergétique du Canada, mais leurs effets dépassent le cadre de la présente analyse.
 - 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, il n'a pas été tenu compte des politiques à l'étude ou susceptibles d'être mises en place après que les projections ont été faites.

-
- Les marchés de l'énergie sont en perpétuelle évolution. L'analyse présentée dans le présent rapport repose sur la meilleure information disponible au moment de sa préparation.
 - Dans l'ensemble, il ressort de l'étude intitulée *L'avenir énergétique du Canada : projections de l'offre et de la demande énergétiques jusqu'en 2035* que les marchés énergétiques au Canada continueront de bien fonctionner, de sorte que les Canadiens et Canadiennes bénéficieront d'un approvisionnement suffisant en énergie. Selon le scénario de référence, l'offre de pétrole, de gaz naturel et d'électricité demeure ferme, tandis que la croissance de la demande d'énergie pour utilisation finale progresse à un rythme légèrement plus lent que par le passé. Bien que les combustibles fossiles demeurent la source d'énergie dominante, la multitude de programmes et de politiques encourageant l'émergence d'autres combustibles et technologies fait en sorte qu'ils accapareront une part grandissante du marché.

INTRODUCTION

- Le présent rapport propose une projection de l'offre et de la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2035. Il comprend un scénario de référence, c'est-à-dire 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. Il s'agit du scénario « le plus probable » quant à l'avenir énergétique du Canada, compte tenu des hypothèses retenues.
- Outre le scénario de référence, le rapport examine quatre scénarios de sensibilité, offrant une vision plus large et illustrant l'incertitude entourant les prix de l'énergie et la croissance économique. Les quatre scénarios de sensibilité sont désignés ainsi : prix bas, prix élevé, croissance rapide et croissance lente.
- Les chapitres qui suivent traitent des principaux facteurs qui agissent sur les scénarios de référence et de sensibilité et font ressortir les principaux changements que subit la demande d'énergie au Canada. Les tableaux de données ayant servi de base au présent exposé peuvent être consultés sur le site Web de l'ONÉ.

DÉTERMINANTS CLÉS

- Le présent rapport examine cinq scénarios : un scénario de référence, qui constitue une vision modérée des prix de l'énergie et de la croissance économique futurs, et quatre scénarios de sensibilité. Ceux-ci proposent un éventail de situations possibles pour le système énergétique canadien durant la période visée par les projections. Les deux premiers scénarios s'intéressent à des prix plus élevés et plus bas du pétrole et du gaz naturel, tandis que les deux autres envisagent une croissance plus ou moins rapide de l'économie. Ces quatre scénarios sont désignés ainsi : prix bas, prix élevé, croissance rapide et croissance lente.

Prix de l'énergie

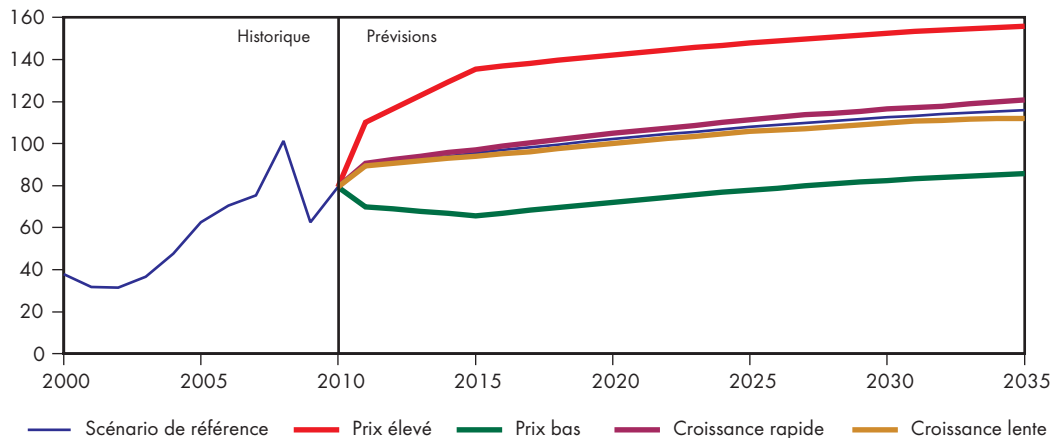
Prix du pétrole brut

- Le scénario de référence repose sur une hypothèse de prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) de 90 \$US/b en moyenne. Le prix réel augmente lentement durant la période à l'étude, pour atteindre 115 \$US/b en 2035 (en dollars américains de 2010) (figure 2.1). Cette hausse progressive s'opère à mesure que l'économie mondiale se remet de la récession qui a touché la planète entière en 2009 et que l'accès aux ressources devient de plus en plus difficile. Les perspectives de hausse des prix du pétrole sont influencées par les paramètres fondamentaux de l'offre et de la demande mondiales d'énergie, qui dénotent un resserrement à long terme du marché du pétrole brut.

FIGURE 2.1

Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Tous les scénarios

en \$US 2010/b



- Pour le scénario de prix bas, on a supposé que le prix du pétrole brut WTI est 30 \$US/b sous le prix du scénario de référence, soit légèrement au-dessus de 85 \$US/b en 2035. Dans le cas du scénario de prix élevé, le prix est 40 \$US/b plus élevé que celui du scénario de référence et atteint 155 \$US/b à l'horizon 2035.
- Pour les scénarios de croissance rapide et lente, le prix du pétrole ne varie que de quelques dollars au-dessus et en dessous du prix du scénario de référence. Une croissance économique plus rapide ou plus lente au Canada et aux États-Unis ne devrait avoir qu'un effet relativement mineur sur la demande mondiale de pétrole et le prix du pétrole brut. Selon le scénario de croissance rapide, le prix monte à près de 121 \$US/b le baril en 2035, tandis que dans le scénario de croissance lente, il est fixé à 112 \$US/b.
- Au début de 2011, le pétrole brut WTI de référence en Amérique du Nord se vendait beaucoup moins cher que le pétrole Brent, indicateur important du prix du pétrole en Europe. Traditionnellement, les deux prix demeurent très près l'un de l'autre. Cet écart, qui était de 20 \$US/b en 2011, s'explique en grande partie par le surplus de pétrole brut disponible dans le Midwest américain. Cette situation est la conséquence de l'augmentation de la production de pétrole brut au Canada et aux États-Unis et au manque de capacité pipelinière pour transporter le pétrole à partir de Cushing, en Oklahoma (endroit où sont fixés les prix à terme du WTI). L'hypothèse selon laquelle l'infrastructure nécessaire sera construite en fonction des besoins laisse croire que ce surplus de stock n'est que provisoire, et que l'écart entre le Brent et WTI disparaîtra avec le temps.

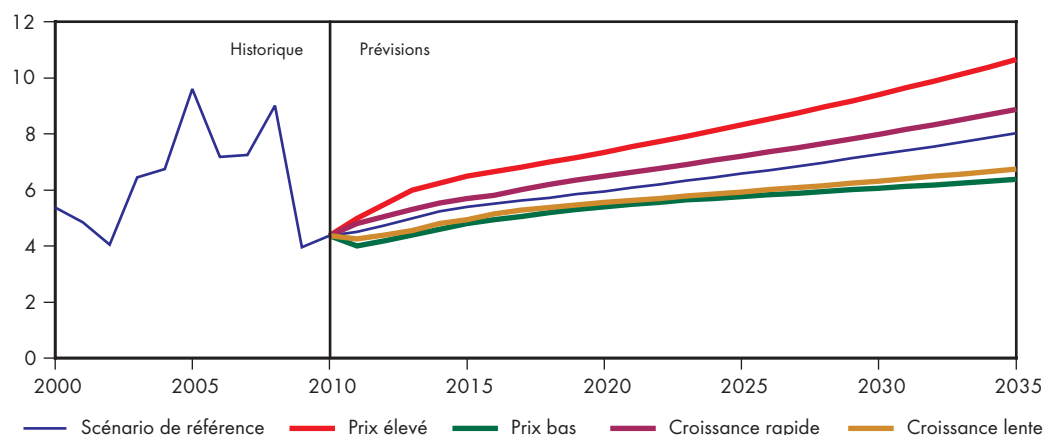
Prix du gaz naturel

- Selon le scénario de référence, le prix du gaz naturel au carrefour Henry passe de 4,50 \$US/MBTU en 2011 à 8,00 \$US/MBTU en 2035 (en dollars américains de 2010) (figure 2.2). L'augmentation du prix réel reflète la hausse de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord et l'augmentation graduelle des coûts liés à la prospection et à la production du gaz.
- Historiquement, le prix du gaz naturel suit le cours du pétrole brut, tout en demeurant un peu en retrait sur la base d'une équivalence énergétique de 6 : 1 (le prix du pétrole est coté en \$US/b et celui du gaz, en \$US/MBTU). Ces dernières années, ce ratio a augmenté pour atteindre 18 : 1 en 2010. Ce phénomène tient au potentiel considérable des nouvelles

FIGURE 2.2

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

en \$US 2010/MBTU



sources d'approvisionnement créé par l'utilisation accrue de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes ainsi qu'au nombre restreint d'occasions de se convertir des combustibles utilisant le pétrole au gaz naturel. Dans le scénario de référence, le ratio diminue lentement pour se fixer à 14 : 1 à l'horizon 2035, selon les projections de prix pour le pétrole et le gaz naturel. Compte tenu de l'incertitude énorme entourant la relation entre le prix du pétrole brut et celui du gaz naturel, les projections de prix de ces deux produits ont été préparées de manière indépendante.

- Dans le scénario de prix bas, le prix du gaz naturel grimpe à 6,40 \$US/MBTU en 2035, et à 10,70 \$US/MBTU pour scénario de prix élevé.
- Contrairement aux prix du pétrole, qui sont fixés sur le marché mondial, le prix du gaz naturel au carrefour Henry est surtout établi à l'échelle continentale. Cela est attribuable au fait qu'il n'existe pas de raccords importants entre l'Amérique du Nord et les marchés mondiaux du gaz naturel. L'incidence de la croissance économique continentale sur le prix du gaz naturel est donc plus marquée que sur le prix du pétrole. Par conséquent, le prix du gaz naturel s'écarte davantage de celui du scénario de référence selon les scénarios de croissance rapide et lente, où on le situe à 8,90 \$US/MBTU et 6,75 \$US/MBTU, respectivement, en 2035.

Prix de l'électricité

- Les prix de l'électricité sont fixés sur les marchés régionaux. Les prix à la consommation tiennent surtout compte des coûts de production, de transport et de distribution. Ils sont généralement plus bas dans les provinces qui produisent de l'hydroélectricité (comme la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec), où il existe une proportion importante d'actifs patrimoniaux à faible coût, notamment constitués de centrales hydroélectriques qui, souvent, ont plusieurs dizaines d'années et dont les coûts de construction sont 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 préconisé par l'ensemble des provinces et territoires, sauf l'Alberta et l'Ontario. En Alberta, le prix de l'électricité est fixé par les conditions des marchés de gros concurrentiels. L'Ontario marie les deux méthodes avec un mélange de prix réglementés et de prix en fonction du marché.
- Généralement, les prix sont plus élevés pour les clients du secteur résidentiel, et plus bas pour les clients à fort volume des secteurs commercial et industriel, ce qui reflète le coût pour desservir ces marchés. En outre, les gros clients peuvent avoir accès directement aux marchés de gros, où les coûts peuvent être moins élevés que ceux offerts par les services publics d'électricité. Cette possibilité⁵ exige un libre accès aux réseaux de transport (ou un accès aux marchés de gros). Un accès aux marchés de gros existe sous une forme ou une autre dans toutes les provinces.
- Dans le scénario de référence, le prix moyen de détail de l'électricité (qui comprend les prix pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel) augmente, en chiffres absolus,

5 Dans le présent rapport, le libre accès au réseau de transport signifie que les participants admissibles sur le marché (p. ex. les services publics, les clients directs, les exportateurs) peuvent utiliser les lignes de transport d'électricité, à certaines conditions et selon certains tarifs. Le libre accès est essentiel aux marchés de gros concurrentiels de l'électricité, car il permet aux acheteurs admissibles de faire l'acquisition d'électricité auprès de la plupart des sources de production concurrentielles.

de 42 % d'ici 2035, par rapport à 2010. Cette hausse rend compte de l'augmentation des coûts d'approvisionnement auprès de nouvelles sources de production, ainsi que des améliorations prévues aux réseaux de transport. Les prix de l'électricité dans les scénarios de sensibilité varient par rapport à ceux utilisés dans le scénario de référence.

Prix du charbon

- Au Canada, les prix du charbon destiné à la production d'électricité varient grandement selon la région et sont généralement plus bas dans l'Ouest, où les coûts d'intégration de l'extraction minière et de la production d'électricité (centrales à proximité de la mine) sont moindres. Les prix du charbon importé en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et en Ontario réagissent à la concurrence sur les marchés internationaux.
- Dans tous les scénarios de sensibilité, les prix du charbon restent relativement stables, en chiffres absolus, pendant toute la période à l'étude, par rapport aux niveaux de 2011.

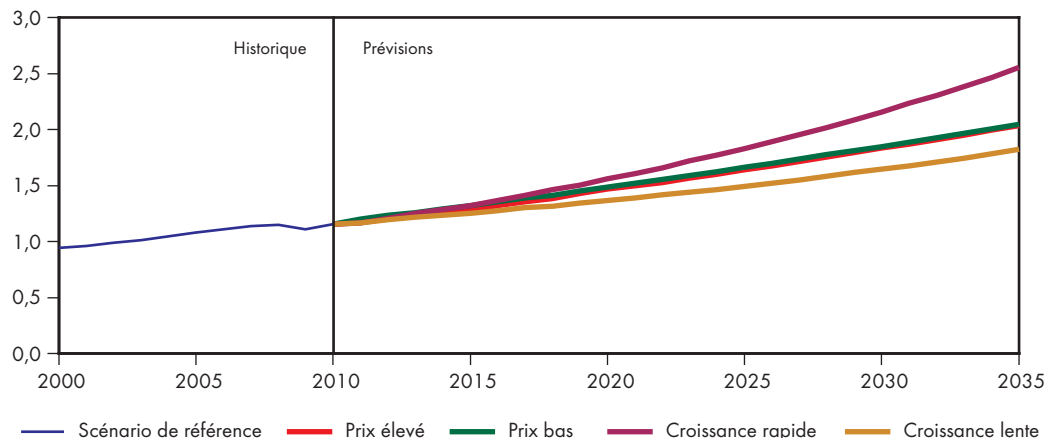
Croissance économique

- L'économie canadienne joue un rôle clé dans le portrait énergétique, et cela, dans tous les scénarios analysés (figure 2.3). 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.
- Dans l'ensemble, l'économie mondiale continue de se rétablir de la récession de 2009, et les pays en développement reprennent leur rythme soutenu de croissance. En comparaison, dans les pays développés, la reprise a été plus lente, mais la majorité d'entre eux sont revenus à une croissance positive du PIB. On prévoit que cette tendance se poursuivra et que le rôle d'économies comme la Chine, l'Inde et le Brésil sera de plus en plus déterminant dans la croissance économique mondiale. Les perspectives macroéconomiques du scénario de référence reflètent ces tendances mondiales sous-jacentes.
- On estime que la croissance réelle du PIB au Canada atteindra 2,6 % en 2011, une indication que la reprise économique se poursuit.

FIGURE 2.3

Produit intérieur brut réel – Tous les scénarios

en T\$CAN 1997



-
- À long terme, celle-ci est liée à l'augmentation de la population, de la main-d'œuvre et de la productivité. Une hausse de cette dernière améliorerait les résultats par rapport aux projections du scénario de référence, alors que le ralentissement de la croissance démographique et de la main-d'œuvre produirait l'effet contraire. Entre 2010 et 2035, on prévoit que la croissance annuelle du PIB se situera en moyenne à 2,3 %.
 - Les prix de l'énergie influent sur la conjoncture économique du Canada. De façon plus précise, le prix du pétrole brut à l'échelle mondiale s'est répercuté sur le taux de change, surtout au cours des dernières années. À mesure que le prix du pétrole brut augmentait, comme cela s'est produit au premier semestre de 2008, le dollar canadien s'est apprécié par rapport à la devise américaine. De la même façon, quand les prix du pétrole brut ont chuté, la valeur du dollar canadien a suivi. Les scénarios de prix élevé et de prix bas examinent les phénomènes liés à l'économie et à l'énergie qui découlent des diverses hypothèses de prix utilisées.
 - Le rythme futur de la croissance économique constitue un élément d'incertitude important en ce qui a trait à l'offre et à la demande énergétiques au Canada. Les scénarios de croissance rapide et de croissance lente en font l'analyse. Selon celui de croissance rapide, l'économie progresse annuellement de 3,2 % en moyenne, alors que le rythme est de 1,8 % pour le scénario de croissance lente. La croissance économique aux États-Unis, le taux d'activité de la population et la productivité de la main-d'œuvre du scénario de référence ont été modifiés pour créer les deux scénarios de sensibilité liés à la croissance économique.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les variations futures du prix mondial du pétrole brut constituent une incertitude importante. Même si les scénarios de prix élevé et de prix bas dénotent cette incertitude, il ne faut pas pour autant exclure la possibilité que les prix soient plus hauts ou plus bas, ni qu'ils fluctuent brusquement à court terme. Dans un cas comme dans l'autre, il y aurait des répercussions.
- La conjoncture économique peut agir fortement sur le système énergétique canadien, comme l'ont démontré les fortes variations de l'offre, de la demande et des prix de l'énergie causées par la récession mondiale en 2009. Les scénarios de croissance rapide et de croissance lente proposent un large éventail de possibilités, mais des périodes de croissance se situant à l'extérieur de la plage étudiée dans la présente analyse restent vraisemblables.
- Depuis quelques années, le perfectionnement de la technique de fracturation hydraulique en plusieurs étapes a permis d'exploiter de façon rentable des ressources de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches jusque-là intouchées. Résultat : une augmentation marquée de la production et l'ajout de nouvelles ressources aux États-Unis et, de plus en plus, au Canada. Ces ajouts moins coûteux ont partiellement neutralisé le déclin à long terme observé dans la production de gaz classique en Amérique du Nord et contribué, ces dernières années, à faire baisser les prix.

L'exploitation à grande échelle de ces ressources de gaz naturel est un phénomène relativement nouveau au Canada, et plusieurs facteurs environnementaux se rattachant au processus ont été soulevés par les observateurs. Par conséquent, il n'est pas certain qu'il sera possible d'atteindre des niveaux de production élevés de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches aux prix indiqués dans la présente analyse. Cela s'applique plus particulièrement à l'Alberta, où l'exploitation des zones schisteuses ne fait que commencer et où la production pourrait s'écarter des projections proposées dans l'analyse.

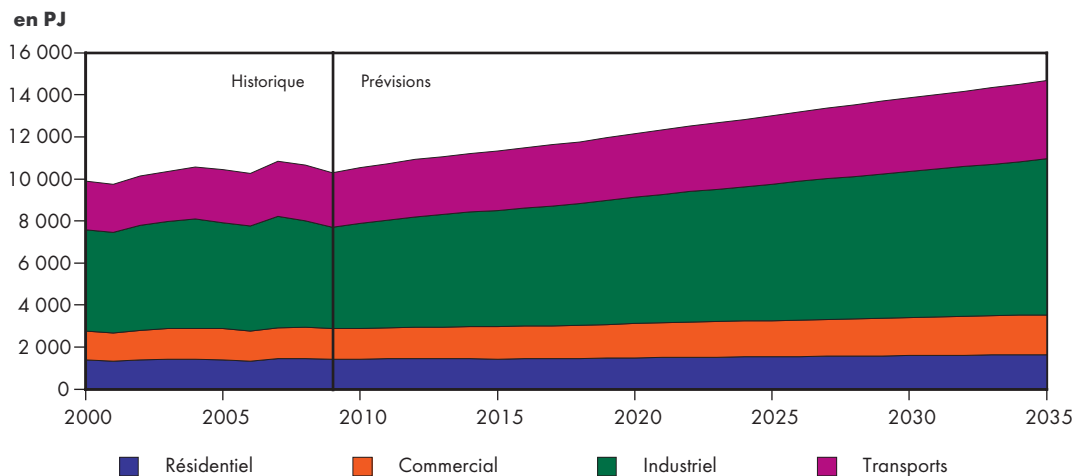
-
- L'exploitation du pétrole de réservoirs étanches à partir de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes débute seulement. Si cette technologie devait s'étendre, comme cela a été le cas pour l'exploitation du gaz de réservoirs étanches et du gaz de schiste, la production de pétrole classique pourrait dépasser celle envisagée dans le scénario de référence.
 - Comme cela a été mentionné déjà, le scénario de référence et les quatre scénarios de sensibilité ne tiennent compte que des politiques et des programmes en vigueur ou sur le point de l'être au moment de la préparation du présent rapport. Par conséquent, les politiques actuellement à l'étude ou susceptibles de l'être après que les projections ont été faites n'ont pas été prises en compte dans l'analyse.
 - Au cours des 25 années visées par la présente étude, il se produira inévitablement des événements imprévisibles qui s'écartent des attentes normales, par exemple des événements géopolitiques ou des percées technologiques. Par ailleurs, de nouvelles informations deviendront disponibles, et les tendances, les politiques et la technologie évolueront. Les lecteurs du présent rapport sont invités à considérer les projections comme le point de départ d'une discussion sur l'avenir énergétique du Canada, et non une prédiction des événements à venir.

PERSPECTIVES DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE

- Dans le présent rapport, l'énergie pour utilisation finale, ou secondaire, désigne l'énergie consommée par quatre secteurs : résidentiel, commercial, institutionnel et industriel et transports.⁶
- Selon le scénario de référence, la demande totale d'énergie pour utilisation finale augmente, en moyenne, de 1,3 % par année (figure 3.1). Le secteur industriel, avec un taux annuel moyen de 1,6 %, et celui des transports, dont le taux est de 1,4 %, contribuent le plus à cette croissance. La demande des secteurs résidentiel et commercial progresse à un rythme annuel moyen de 0,6 % et de 1,0 % respectivement.
- Dans l'ensemble, la croissance de la demande d'énergie ralentit quelque peu par rapport aux années passées, alors qu'elle était en moyenne de 1,4 % par année de 1990 à 2008. Le secteur industriel, dont la croissance est plus rapide que la moyenne annuelle de 1,2 % enregistrée de 1990 à 2008, est largement responsable de ce phénomène. Cette croissance est liée à celle, forte, des industries manufacturières grandes consommatrices d'énergie et au secteur pétrolier et gazier. Les projections de croissance de la demande des secteurs résidentiel et commercial et du secteur des transports sont inférieures aux niveaux historiques. De 1990 à 2008, la demande d'énergie dans le secteur résidentiel a augmenté de 0,7 % par année en moyenne, tandis que celle du secteur commercial était de 2,0 % et celle du secteur des transports, de 1,9 %.

FIGURE 3.1

Demande d'énergie par secteur – Scénario de référence



⁶ La demande d'énergie pour utilisation finale ne comprend pas l'énergie consommée pour produire de l'électricité. Les données sur lesquelles la présente analyse repose proviennent principalement de Statistiques Canada, de l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada et d'Environnement Canada.

- L'intensité énergétique totale, c'est-à-dire la consommation d'énergie par dollar de PIB brut canadien, diminue à un taux annuel moyen de 1,1 % au cours de la période à l'étude. Cette baisse confirme la tendance observée de 1990 à 2008, alors que le déclin moyen de l'intensité énergétique a été de 1,2 %.⁷
- Le scénario de référence prend en considération plusieurs nouveaux programmes, politiques et normes qui n'étaient pas inclus dans les perspectives antérieures de l'ONÉ. Le récent *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers*⁸ et le *Règlement sur les carburants renouvelables*⁹ en sont deux exemples. Les politiques et les règlements actuellement en préparation, mais non définitifs, n'ont pas été pris en compte.
- Dans le scénario de prix bas, la demande totale d'énergie pour utilisation finale progresse à un rythme annuel moyen de 1,4 %. Selon le scénario de prix élevé, la croissance annuelle moyenne se situe à 1,2 %.
- Dans le scénario de croissance rapide, la demande totale d'énergie pour utilisation finale augmente de 1,9 % par année en moyenne. Enfin, selon le scénario de croissance lente, elle s'élève à 1,1 % par année en moyenne.
- En 2035, la demande d'énergie pour utilisation finale du scénario prévoyant la croissance de la demande la plus forte (croissance rapide) est 22 %, ou plus de 3 000 pétajoules (PJ), plus élevée que celle du scénario envisageant la croissance de la demande la moins forte (croissance lente) (figure 3.2).

Consommation d'énergie selon le secteur

Secteur résidentiel

- La consommation résidentielle d'énergie englobe l'énergie consommée par les ménages canadiens, notamment pour le chauffage des bâtiments et de l'eau, la climatisation, le fonctionnement des gros appareils ménagers et d'autres appareils de consommation finale, comme les téléviseurs et les ordinateurs.
- En 2009, la demande résidentielle d'énergie au Canada a totalisé 1 419 PJ, soit 14 % de la demande totale d'énergie au pays. Au cours de la période à l'étude, la demande résidentielle progresse à un rythme moyen de 0,6 % par année, pour atteindre 1 664 PJ en 2035 (figure 3.3). Le secteur résidentiel est celui dont la croissance est la plus lente, et sa part de la demande totale d'énergie chute à 11 % à l'horizon 2035.

7 L'intensité énergétique tient compte, d'une part, de l'amélioration de l'efficacité énergétique et, d'autre part, de facteurs comme la structure industrielle et les types de services entraînant une consommation d'énergie qui sont exigés. La croissance économique alimentée par les secteurs grands consommateurs d'énergie exercera des pressions à la hausse sur l'intensité énergétique, tandis que l'amélioration de l'efficacité énergétique et la croissance dans les secteurs moins énergivores (comme le secteur des services) freineront la croissance de l'intensité énergétique. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les tendances en matière d'intensité énergétique au Canada, visiter le site de l'Office de l'efficacité énergétique rattaché à Ressources naturelles Canada, à l'adresse <http://oe.e.nrcan.gc.ca/>. Pour en savoir davantage sur les tendances relatives à la demande d'énergie et à l'intensité énergétique, consulter les rapports sur la demande d'énergie de l'ONÉ, disponibles à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfimt/nrgyrprt/nrgdmnd/nrgdmnd-fra.html>

8 Gazette du Canada, *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers*, Le 23 septembre 2010. Disponible à l'adresse <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2010/2010-10-13/html/sor-dors201-fra.html>

9 Gazette du Canada, *Règlement sur les carburants renouvelables*, Le 23 septembre 2010. Disponible à l'adresse <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2010/2010-09-01/html/sor-dors189-fra.html>

- Les programmes et les politiques en matière de gestion de la demande contribuent à cette faible croissance. Des programmes fédéraux, par exemple écoÉNERGIE Rénovation – Maison, ont été utilisés de concert avec divers programmes des gouvernements provinciaux. La nouvelle réglementation fédérale concernant les fournaies et les chaudières améliorera l'efficacité énergétique du chauffage des bâtiments. En 2009 et 2010, des modifications ont été apportées à la *Loi sur l'efficacité énergétique* du gouvernement fédéral afin de relever les normes de rendement énergétique minimales de plus d'une dizaine d'appareils d'utilisation courante. On a également constaté un engagement renouvelé des services publics envers les programmes de gestion axée sur la demande.
- Toutes les provinces et tous les territoires ont mis en place des programmes volontaires visant à accroître l'efficacité énergétique des nouvelles maisons et des nouveaux appareils. Nombre de ces programmes offrent des incitatifs aux consommateurs, par exemple des

FIGURE 3.2

Demande d'énergie en 2020 et en 2035 – Tous les scénarios

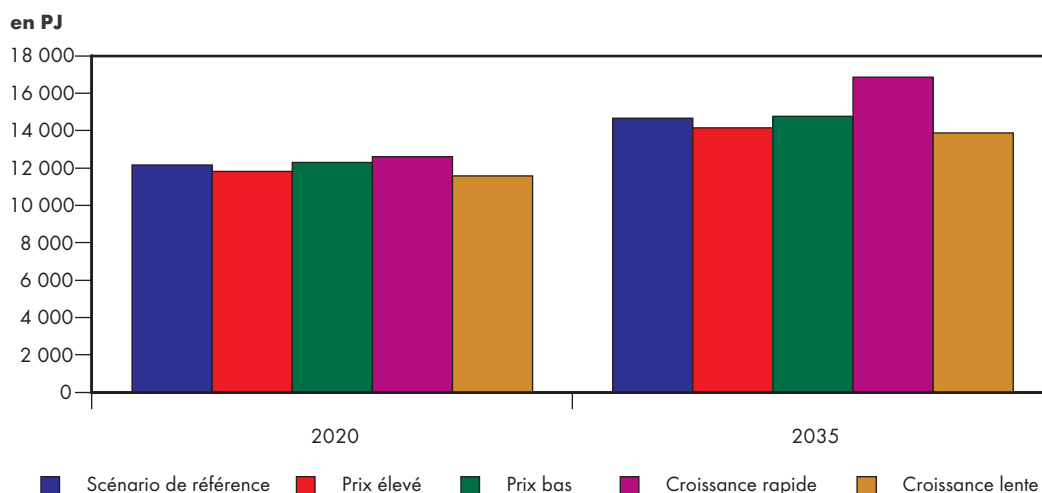
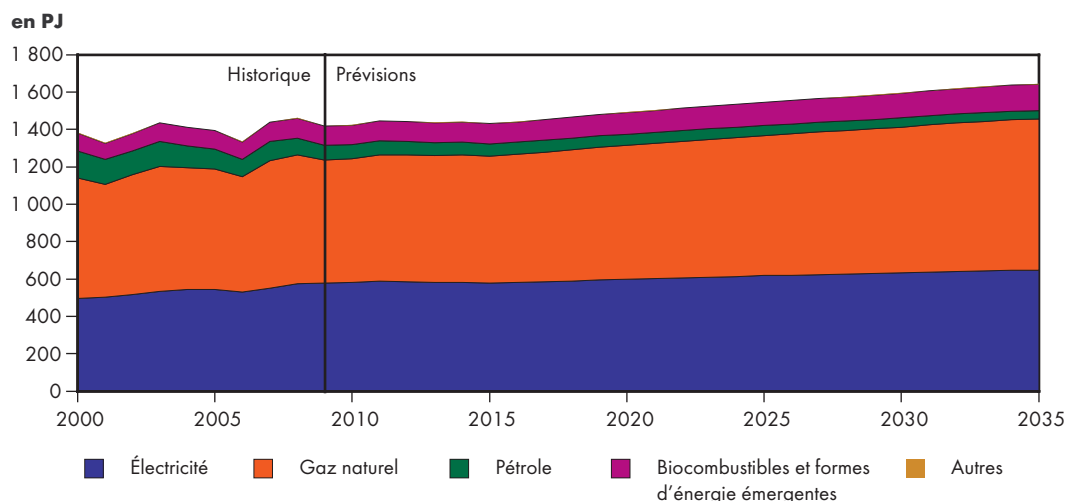


FIGURE 3.3

Demande d'énergie du secteur résidentiel selon le combustible – Scénario de référence^(a)



(a) Les biocombustibles et les formes d'énergie émergentes comprennent le bois, les biocombustibles ajoutés au mazout et le chauffage de l'eau au moyen de l'énergie solaire et géothermique.

rabais et des prêts à faible taux d'intérêt, et prévoient des campagnes d'éducation et de sensibilisation. Par ailleurs, plusieurs provinces ont récemment adopté des codes du bâtiment qui renferment des normes minimales plus strictes en matière de rendement énergétique. S'inspirant du système de cote ÉnerGuide pour les maisons (EGM) du gouvernement fédéral, l'Ontario, la Colombie-Britannique, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont essentiellement mis en place une exigence équivalant à la cote EGM 80 pour les maisons neuves.¹⁰ Il n'est pas rare, comme c'est le cas de la Clean Energy Act de la Colombie-Britannique et de la Loi sur l'Énergie verte de l'Ontario, que le rendement énergétique des nouvelles maisons fasse partie d'une stratégie plus vaste qui englobe la réduction des émissions polluantes et de la consommation d'énergie.

- En 2009, le gaz naturel et l'électricité étaient les deux formes d'énergie les plus utilisées dans le secteur résidentiel, représentant 87 % de la consommation. Au cours de la période à l'étude, la part de l'électricité demeure stable à 40 %, alors que celle du gaz naturel augmente quelque peu, de 47 % à 50 %. En ce qui a trait au mazout de chauffage, le recul déjà constaté dans le secteur résidentiel se poursuit. Cela s'accroît avec l'adoption, récemment, de modifications au Règlement sur les carburants renouvelables qui exigent que le mazout contienne au moins 2 % de carburant renouvelable. Le chauffage de l'eau au moyen de l'énergie solaire et géothermique gruge une mince part supplémentaire du marché durant la période à l'étude et représente 0,2 % de la demande résidentielle totale d'énergie à l'horizon 2035, soit 3 PJ.
- La variété des combustibles utilisés à l'échelle canadienne dépend des prix de l'énergie, de la demande pour utilisation finale et de la disponibilité des combustibles au niveau régional. Dans le Canada atlantique, compte tenu de l'accès très limité au gaz naturel dans le passé, ce sont l'électricité, le pétrole et la biomasse qui servent surtout à répondre à la demande résidentielle. Au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique, les coûts relativement bas de l'hydroélectricité font en sorte que ces provinces comptent fortement sur cette forme d'énergie. L'Alberta et la Saskatchewan sont les deux provinces où l'utilisation du gaz naturel est la plus intense.
- L'expansion des infrastructures gazières en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick a permis au gaz naturel de faire sa place dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Dans le scénario de référence, la part du gaz naturel dans la demande résidentielle totale passe de 1,1 % à 2,2 % en Nouvelle-Écosse et de 1,6 % à 3,2 % au Nouveau-Brunswick.
- Selon le scénario de prix bas, la demande résidentielle totale d'énergie progresse à un rythme annuel moyen de 0,62 %. Pour le scénario du prix élevé, elle est de 0,50 % en moyenne.
- Pour ce qui est du scénario de croissance rapide, la demande résidentielle totale d'énergie croît à un taux annuel moyen de 0,64 %, et de 0,56 % selon le scénario de croissance lente.
- En 2035, la demande d'énergie du scénario prévoyant la croissance de la demande la plus forte (croissance rapide) est 4 % plus élevée que celle du scénario de la croissance de la demande la moins forte (prix élevé), ce qui se traduit par une différence de 60 PJ.

¹⁰ Une cote énergétique de 80 indique qu'il s'agit d'une maison neuve efficace au plan énergétique. Aux fins de comparaison, une nouvelle maison type, en 2002, aurait obtenu une cote se situant autour de 70 ou 71, alors que la cote énergétique d'une maison construite dans les années 1970 aurait été d'environ 65. Pour de plus amples renseignements, consulter le document intitulé *Codes, règlements et normes influençant la demande énergétique – Note d'information sur l'énergie*, 2008 de l'Office national de l'énergie, disponible à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrngvfmtn/nrgyrprt/nrgdmnd/cdstndrdrgltn2008/cdstndrdrgltn-fra.html>

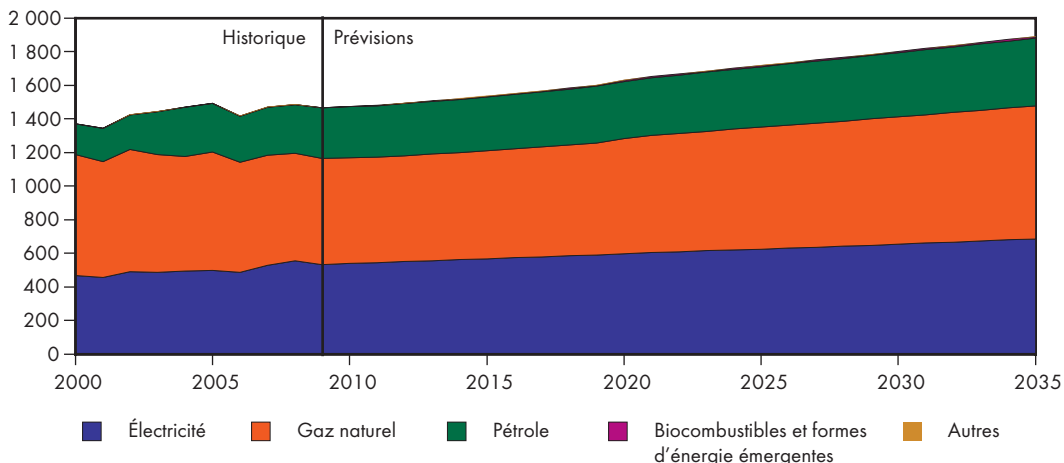
Secteur commercial

- 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 les autres industries du secteur tertiaire. On y inclut aussi la consommation d'énergie pour l'éclairage des voies publiques et les oléoducs et gazoducs. Dans les bâtiments, une composante du secteur commercial, l'énergie sert à chauffer les locaux et l'eau, la climatisation, l'éclairage et l'alimentation de la charge de branchement. Pour les pipelines, on l'utilise pour alimenter les pompes et les compresseurs assurant le transport du pétrole et du gaz naturel sur le réseau.
- En 2009, la demande commerciale d'énergie au Canada a totalisé 1 466 PJ, soit 14 % de la demande totale d'énergie au pays. Au cours de la période à l'étude, cette demande augmente en moyenne de 1,0 % par année dans le scénario de référence, pour atteindre 1 891 PJ en 2035 (figure 3.4). Sa part de la demande totale diminue à 13 % en 2035.
- Au printemps 2011, on a mis la touche finale à une version revue en profondeur du Code national de l'énergie pour les bâtiments (CNÉB). Ce compagnon du Code national du bâtiment met davantage l'accent sur le rendement énergétique dans les bâtiments que par le passé. On estime que les modifications apportées au code se traduiront par une amélioration du rendement énergétique de 25 % par rapport à l'ancienne version (qui remonte à 1997) dans les nouveaux édifices commerciaux, institutionnels et résidentiels à unités multiples. L'adoption du nouveau CNÉB relève des autorités provinciales, territoriales et, dans certains cas, municipales. Toutefois, compte tenu de l'approche consensuelle préconisée lors de la révision du code, exercice auquel ont participé de nombreuses parties intéressées, dont les provinces, son adoption est probable.
- Plusieurs provinces ont choisi d'être proactives et ont prescrit des normes de rendement énergétiques pour les bâtiments avant même l'adoption des nouvelles normes nationales. La Colombie-Britannique, l'Ontario, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont ainsi introduit de telles exigences prenant effet entre 2010 et 2012.
- Dans la projection de la demande commerciale d'énergie, on a aussi tenu compte de l'incidence des règlements plus stricts en matière d'efficacité énergétique pour le chauffage, la ventilation, la climatisation et l'équipement électronique au cours de la période 2010-2012.

FIGURE 3.4

Demande commerciale d'énergie selon le combustible – Scénario de référence

en PJ



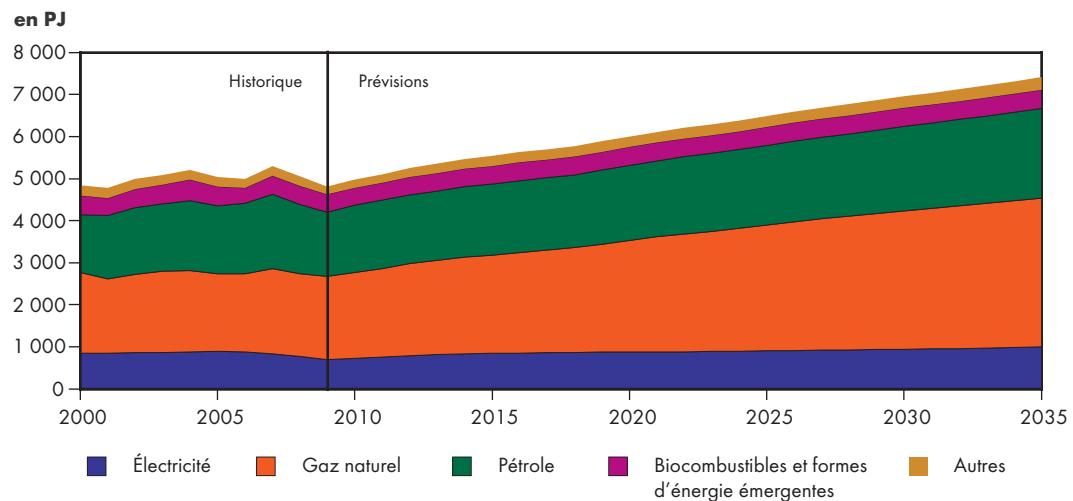
- Selon le scénario de prix bas, la demande commerciale d'énergie augmente de 1,0 % par année en moyenne. Pour le scénario de prix élevé, la croissance est un peu moins forte et se situe, en moyenne, à 0,9 % par année.
- Pour ce qui est du scénario de croissance rapide, la demande commerciale totale d'énergie croît à un taux annuel moyen de 1,2 %, alors qu'elle est de 1,0 % par année pour le scénario de croissance lente.
- En 2035, la demande d'énergie du scénario prévoyant la croissance de la demande la plus forte (croissance rapide) est 6 % plus élevée que celle du scénario de la croissance de la demande la moins forte (prix élevé), ce qui se traduit par une différence de 110 PJ.

Secteur industriel

- Le secteur industriel englobe les industries manufacturière et forestière, les pêches, l'agriculture, la construction et les mines. La plus grande partie de la consommation industrielle d'énergie est concentrée dans quelques industries énergivores, comme les fonderies, les aciéries, les alumineries et les cimenteries, les fabricants de produits chimiques et d'engrais et le secteur des pâtes et papiers, de même que celui du raffinage des produits pétroliers et de l'extraction gazière et pétrolière.¹¹
- Le secteur industriel prend la part du lion de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada, représentant 47 % de celle-ci en 2009, soit 4 803 PJ. Il s'agit aussi du secteur dont la croissance est la plus rapide au cours de la période à l'étude, avec un taux annuel moyen de 1,6 %, pour atteindre 7 413 PJ en 2035 (figure 3.5). Selon le scénario de référence, cette part monte à 51 % de la demande totale en 2035.
- La projection de la demande industrielle d'énergie au Canada est étroitement liée aux projections de croissance économique traitées au chapitre 2, ainsi qu'à celles de la

FIGURE 3.5

Demande industrielle d'énergie selon le combustible – Scénario de référence



11 En 2009, les industries énergivores ont représenté 78 % de la demande industrielle d'énergie. Si la consommation des autres industries – industrie légère, agriculture, industrie forestière et construction – représente individuellement une faible proportion de l'utilisation industrielle totale, elle constitue tout de même, collectivement, 22 % de la consommation industrielle totale.

production de pétrole et de gaz. La reprise économique mondiale et l'augmentation de la production tirée des sables bitumineux sont deux facteurs clés de cette projection.¹²

- Ces dernières années, plusieurs programmes de gestion axée sur la demande visant le secteur industriel et programmes fédéraux et provinciaux d'économie d'énergie ont été maintenus ou élargis. Ces programmes sont pris en considération dans la projection du scénario de référence.
- Plusieurs provinces ont pris des engagements ou ont adopté des lois habilitantes en vue de participer au système de plafonnement et d'échange de la Western Climate Initiative. Cependant, il n'a pas été tenu compte des effets éventuels de ce système sur la demande dans les projections, puisque la réglementation n'est toujours pas définitive.
- Dans le secteur industriel, la demande d'énergie du scénario de prix élevé augmente légèrement plus vite que celle du scénario de prix bas (croissance annuelle moyenne de 1,51 % et 1,49 % respectivement). Il s'agit d'une tendance contraire à celle des autres secteurs, où la croissance de la demande du scénario de prix élevé est inférieure à celle du scénario de prix bas. La production de pétrole et de gaz dans le secteur industriel explique cet écart. Selon le scénario de prix élevé, la production pétrolière et gazière est supérieure, tout comme la consommation d'énergie servant à cette production (et l'inverse pour le scénario de prix bas). Dans les autres secteurs industriels énergivores, une hausse du prix de l'énergie fait baisser la demande, puisque l'énergie utilisée pour la fabrication des marchandises coûte plus cher. Ces tendances ressortent davantage lorsqu'on examine les résultats à l'échelle régionale. En Alberta, province productrice d'énergie, par exemple, la croissance annuelle de la demande industrielle du scénario de prix élevé est environ 0,5 % plus rapide que celle du scénario de prix bas. À l'opposé, la croissance de la demande industrielle en Ontario est environ 0,7 % plus lente par année que celle du scénario de prix bas.
- Pour ce qui est du scénario de croissance rapide, la demande industrielle totale d'énergie croît à un taux annuel moyen de 2,3 %, alors qu'elle est de 1,4 % par année en moyenne pour le scénario de croissance lente.
- En 2035, la demande d'énergie du scénario prévoyant la croissance de la demande la plus forte (croissance rapide) est 25 % plus élevée que celle du scénario de la croissance de la demande la moins forte (croissance lente), une différence de 1 800 PJ.

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.¹³
- En 2009, la consommation d'énergie du secteur des transports représentait 25 % de la demande totale pour utilisation finale, ou 2 611 PJ. Au cours de la période à l'étude, cette demande croît à un taux annuel moyen de 1,4 % pour le scénario de référence, pour atteindre 3 729 PJ en 2035 (figure 3.6). Sa part de la demande totale reste inchangée à 25 % pendant toute la période visée.

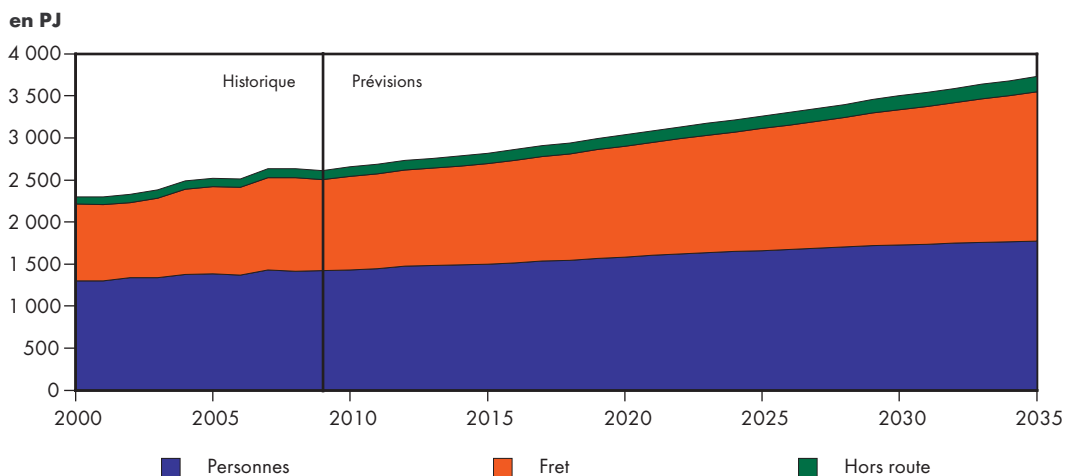
12 Pour obtenir de plus amples renseignements sur la consommation d'énergie pour l'exploitation des sables bitumineux, se reporter au chapitre 4, Perspectives de l'offre de pétrole brut.

13 La demande pour le transport de personnes et du fret comprend la consommation de combustible des compagnies aériennes étrangères et les utilisateurs de produits nautiques. La demande pour les usages non industriels hors route comprend les véhicules tous terrains, les tondeuses à gazon et le petit équipement divers. Ensemble, ils représentent moins de 5 % de la demande pour le transport. La demande industrielle hors route est incluse dans le secteur industriel.

- Le transport de fret est la principale composante de la croissance de la demande dans le secteur des transports, avec un taux de croissance annuel moyen de 1,9 % durant la période analysée. Pour ce qui est du transport de personnes, on estime que la croissance sera inférieure de moitié, soit 0,9 % par année (figure 3.6). L'activité dans le transport des marchandises est très étroitement liée à la vigueur du secteur industriel, d'où la croissance plus forte de la consommation d'énergie dans le fret.
- À la fin de 2010, le gouvernement fédéral a mis la touche finale à la réglementation sur les émissions des véhicules légers. Le *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers* introduit progressivement, de 2012 à 2016, des normes d'émissions de plus en plus rigoureuses pour les nouveaux véhicules. Le règlement est fondé sur la composition du parc automobile des constructeurs à partir de 2011. On s'attend à ce qu'une grande partie de la réduction des émissions coïncide avec l'amélioration de l'efficacité énergétique, laquelle exercera des pressions à la baisse sur la demande énergétique des véhicules.
- La stratégie de réduction des émissions dans le secteur des transports harmonise les normes canadiennes et américaines en la matière. La réglementation relative aux véhicules lourds qui prendra effet de 2014 à 2018¹⁴ et celle visant les véhicules légers après 2016 sont en préparation. Par conséquent, elles n'ont pas été prises en considération dans cette projection.
- En 2009, l'essence et le diesel représentaient 87 % des carburants utilisés dans le transport. Selon le scénario de référence, cette proportion diminue à 81 % à l'horizon 2035. La part de l'essence passe de 55 % en 2009 à 46 %, en raison de la croissance lente du secteur du transport de personnes (principal consommateur d'essence) et de la pénétration grandissante d'autres combustibles durant la période à l'étude. En ce qui a trait au diesel, sa part passe de 31 % en 2009 à 35 % en 2035 (figure 3.7). Cette progression tient à la forte croissance du secteur du transport de fret, qui est le plus gros consommateur de ce type de carburant.

FIGURE 3.6

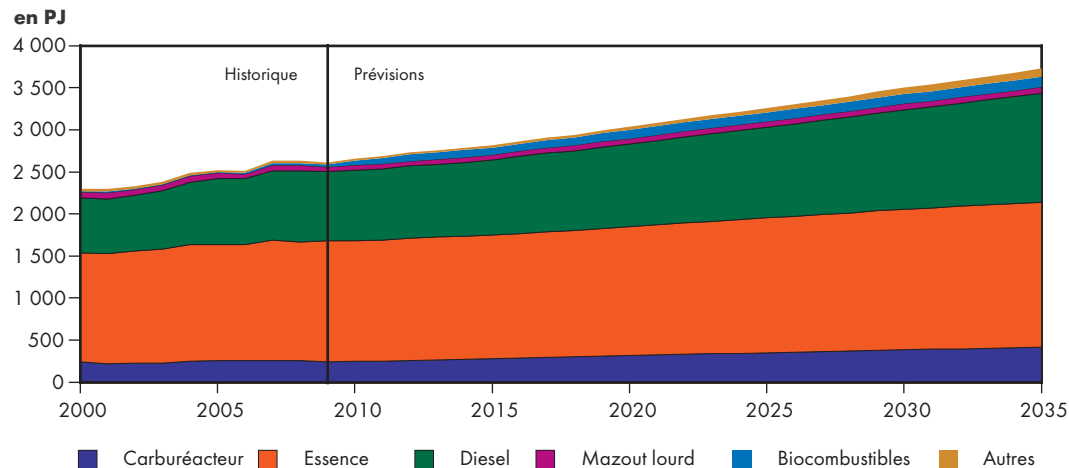
Demande d'énergie dans le secteur des transports selon le mode – Scénario de référence



14 Environnement Canada, *Document de consultation sur les éléments principaux du projet de règlement, pris en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999), visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre provenant des nouveaux véhicules lourds routiers et leurs moteurs*, 9 août 2011. (le règlement proposé est attendu au début de 2012). Disponible à l'adresse <http://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=Fr&n=A7A02DDF-1>

FIGURE 3.7

Demande d'énergie dans le 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. Les autres combustibles sont le gaz naturel, l'électricité et le propane.

- Le *Règlement sur les carburants renouvelables* du Canada fixe à au moins 5 % la teneur obligatoire en carburant renouvelable dans l'essence à partir de décembre 2010. Une modification apportée récemment au règlement exige qu'à compter de juillet 2011, le diesel et le mazout de chauffage aient une teneur d'au moins 2 % de carburant renouvelable. Cette mesure, combinée aux divers règlements adoptés par les provinces, se traduit par une augmentation de la part des biocombustibles dans le secteur des transports de 1,1 % de la demande totale en 2009 à 3,3 % en 2035, selon le scénario de référence.
- Plusieurs provinces appuient les technologies de substitution pour les véhicules et les combustibles de remplacement. Ainsi, le Québec, l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique ont mis en place des programmes et des politiques favorables aux véhicules électriques (VE) et aux véhicules électriques hybrides rechargeables (VEHR), entre autres des rabais et des projets-pilotes. En 2035, les VE et les VEHR consomment 7,5 PJ d'électricité, soit 0,5 % de la demande totale d'énergie du secteur du transport de personnes. Cela correspond à environ 700 000 VE et VEHR sur les routes.¹⁵
- On dénote un intérêt croissant pour les véhicules au gaz naturel (VGN), en particulier dans les provinces de l'Ouest. Les véhicules moyens et lourds, en particulier les parcs automobiles, semblent être le principal débouché pour le gaz naturel dans ce secteur. Au moment de la préparation du présent rapport, il n'existe aucun stimulant ni aucune subvention précis favorisant l'émergence des VGN à grande échelle. Toutefois, l'écart de prix entre le pétrole et le gaz naturel dans la projection laisse entrevoir une augmentation graduelle de la part du marché de ce type de véhicules. En 2035, les VGN utilisés pour le transport des marchandises consomment 60 PJ de gaz naturel, soit 3,5 % de la demande

15 Fondé sur une hypothèse de 200 Wh/km par véhicule électrique parcourant 15 000 km par année. Ces données sont conformes à la Feuille de route technologique du Canada sur les véhicules électriques, Comité directeur de l'industrie, 2010. Disponible à l'adresse http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-rncan.gc.ca/fra/transports/vehicules_hybrides_electriques/frtve.html

totale. Cela se traduit par la présence de 56 000 véhicules moyens et lourds utilisés pour le transport de fret qui fonctionnent au gaz.¹⁶

- L'exigence de la Colombie-Britannique relative aux carburants renouvelables et aux carburants à faible teneur en carbone impose une réduction de l'intensité des émissions de carbone dans les carburants de transport à l'horizon 2020. Le scénario de référence suppose que cet objectif sera atteint en partie par la diminution de la part qu'occupent l'essence et le diesel et par l'augmentation de celle de l'éthanol, du biodiesel, des VE/VEHR et des VGN entre 2012 et 2020.
- Dans le scénario de prix bas, la demande d'énergie dans le secteur des transports augmente à un rythme annuel moyen de 1,7 %. Pour celui de prix élevé, elle est plus lente, s'établissant en moyenne à 1,1 % par année.
- Pour ce qui est du scénario de croissance rapide, la demande totale d'énergie dans le secteur des transports croît à un taux annuel moyen de 2,1 %, alors qu'elle est de 1,0 % par année en moyenne pour le scénario de croissance lente.
- En 2035, la demande d'énergie du scénario prévoyant la croissance de la demande la plus forte (croissance rapide) est 33 % plus élevée que celle du scénario de la croissance de la demande la moins forte (croissance lente), ce qui se traduit par une différence de plus de 1 100 PJ.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les gouvernements fédéral, provinciaux, territoriaux et municipaux élaborent sans cesse des politiques, des programmes et des règlements pour les aider à respecter leurs engagements et à atteindre leurs objectifs et leurs cibles. La mise en œuvre de politiques actuellement en préparation ou la modification des cibles existantes peuvent avoir des répercussions énormes sur la demande d'énergie. Ces effets peuvent consister en une réduction de la croissance de la demande d'énergie, ou un changement dans les types d'énergies que les Canadiens et Canadiennes utilisent.
- L'industrie du pétrole et du gaz est l'une des principales sources de la croissance de la demande d'énergie dans le secteur industriel. Au cours des dernières années, l'industrie a subi des transformations rapides, tant dans les types de ressources exploitées que dans les technologies utilisées pour cette exploitation. Selon l'évolution de ces ressources et de ces technologies dans les années à venir, la consommation d'énergie de l'industrie pourrait être supérieure ou inférieure à la projection.

16 Fondé sur des véhicules lourds parcourant 200 000 km par année et ayant une efficacité énergétique de 62 l/100 km et des véhicules moyens parcourant 60 000 km par année et ayant une efficacité énergétique de 39 l/100 km. Ces chiffres sont conformes au document préparé par la Table ronde sur l'utilisation du gaz naturel dans les transports intitulé *L'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport canadien*. On prévoit qu'il y aura beaucoup plus de véhicules électriques que de VGN, mais la consommation d'électricité est moindre. L'écart tient au fait que les véhicules à passagers électriques consomment relativement moins d'énergie par kilomètre parcouru et que leur kilométrage annuel est moins élevé.

PERSPECTIVES DE L'OFFRE DE PÉTROLE BRUT

Ressources de pétrole brut et de bitume

- Les ressources canadiennes de pétrole brut sont abondantes, comme l'indique le potentiel ultime restant estimatif de 54,5 milliards de mètres cubes (343 milliards de barils). De ce volume, le bitume des sables pétrolifères représente 90 %, le pétrole brut classique constituant les 10 % restants. À l'heure actuelle, la totalité des ressources en bitume provient de l'Alberta. On s'emploie en ce moment à évaluer les ressources de bitume en Saskatchewan, mais aucune estimation de la taille de celles-ci n'est encore officielle. Pour ce qui est du pétrole brut classique, on trouve 72 % des ressources restantes estimatives dans les régions pionnières, comme au large de la côte Est, dans le Nord canadien et dans d'autres bassins pionniers encore relativement inexplorés.¹⁷ Les gisements plus exploités de pétrole léger et lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) regroupent les 28 % restants.
- Les ressources ne sont considérées comme des réserves qu'une fois qu'il a été démontré qu'il était économiquement possible d'en faire l'exploitation. Les réserves restantes de pétrole du Canada totalisent 27,5 milliards de mètres cubes (173 milliards de barils), dont 98 % se trouvent dans les sables bitumineux. Le reste provient des sources de pétrole classique.¹⁸ Selon le Oil & Gas Journal,¹⁹ le Canada se classe au troisième rang mondial pour les réserves de pétrole prouvées et n'est devancé que par l'Arabie Saoudite et le Venezuela.
- Le potentiel pour accroître les réserves de pétrole au Canada est énorme. La formation carbonatée de Grosmont renferme 21 % des sables bitumineux en Alberta, et cette ressource n'est pas encore incluse dans les réserves. De nouvelles technologies de séparation sont actuellement à l'état de projets-pilotes; s'il s'avérait que l'exploitation de cette ressource est possible sur le plan économique, les réserves de sables bitumineux monteraient en flèche. Parallèlement, des ressources de sables bitumineux en Saskatchewan pourraient s'ajouter aux réserves.
- L'application au pétrole des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes a donné une seconde vie à des gisements du BSOC peu ou pas productifs. Ces techniques pourraient éventuellement être utilisées dans de nombreuses régions au Canada. Puisqu'on en n'est encore qu'aux premiers stades de développement de cette technique de séparation, il est impossible de connaître sa véritable incidence sur la ressource potentielle.

¹⁷ Pour de plus amples renseignements sur les ressources pétrolifères du Canada, voir l'annexe 3.1

¹⁸ Pour de plus amples renseignements sur les réserves pétrolifères du Canada, voir l'annexe 3.2

¹⁹ Oil & Gas Journal, le 6 décembre 2010

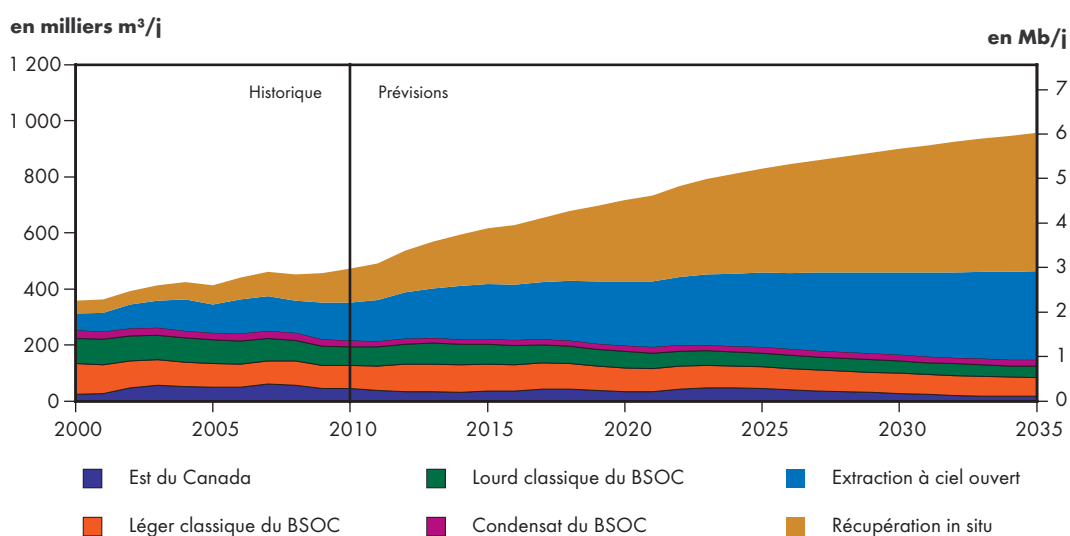
- Grâce à la participation financière des gouvernements fédéral et provinciaux à plusieurs projets dans l'Ouest canadien visant à capturer le dioxyde de carbone des gros émetteurs à le distribuer à des gisements de pétrole candidats, les perspectives de récupération assistée des hydrocarbures, c'est-à-dire par injection de dioxyde de carbone, se sont grandement améliorées. Puisqu'il s'agit d'une initiative encore embryonnaire, on ne connaîtra pas les débouchés possibles avant un certain temps.

Perspectives de production de pétrole brut canadien

- À la fin de la période visée, en 2035, la production de pétrole brut du scénario de référence atteint 958 milliers m³/j (6,0 millions b/j), soit environ le double de la production de 2010. En 2035, la production de pétrole provenant des sables bitumineux atteint 85 % de la production totale, comparativement à 54 % en 2010. La figure 4.1 présente les perspectives de production de pétrole du scénario de référence. Trois facteurs importants pourraient entraîner une augmentation de la production de pétrole :
 - les prix plus élevés du pétrole et plus bas du gaz naturel ont favorisé les forages ciblant le pétrole qui ont représenté 63 % de tous les forages réalisés au premier trimestre de 2011, les autres visant le gaz naturel;
 - l'exploitation des sables bitumineux reprend, à mesure que se dissipent les effets de la récession qui a frappé l'économie mondiale en 2009 et qu'augmentent les investissements canadiens et étrangers dans ce secteur;
 - la tendance à la baisse de la production de pétrole brut classique dans le BSOC des dernières années s'est inversée. La production augmente grâce à l'utilisation réussie des techniques du forage horizontal et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes pour le pétrole de réservoirs étanches²⁰. Étant donné que cette technologie est toute nouvelle, il est encore trop tôt pour connaître les véritables répercussions

FIGURE 4.1

Production totale de pétrole au Canada – Scénario de référence



20 Le pétrole de réservoirs étanches provient de zones schisteuses ou de gisements de grès, de siltite, de calcaire ou de dolomie riches en matière organique. Habituellement, l'exploitation de ce type de réservoir exige que l'on combine les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes pour assurer un débit de liquide suffisant pour permettre des taux de récupération rentables.

qu'elle aura sur la production future. Les augmentations prises en compte dans la projection sont limitées. La production devrait recommencer à baisser autour de 2015-2016.

- Dans l'Est du Canada, la production provient en grande partie des champs pétrolifères extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador. La production dans cette région diminue sans cesse, mais cette baisse sera freinée par l'ajout de deux gisements importants, dont le gisement Hebron, où la production commencera en 2017. Le scénario de référence suppose aussi qu'on découvrira un autre gisement et que son exploitation commencera à l'horizon 2022.

Production de sables bitumineux

- Dans le scénario de référence, on a supposé que le prix du pétrole (90 \$US/b de WTI en 2011) suffirait à encourager une hausse de la production des sables bitumineux. Plusieurs projets qui avaient été suspendus durant la récession mondiale de 2009 ont été relancés. Par ailleurs, plusieurs grandes sociétés ont dévoilé des projets d'agrandissement, et 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.
- À la fin de la période visée, la production de pétrole provenant des sables bitumineux du scénario de référence atteint 811 milliers m³/j (5,1 millions b/j), le triple de la production de 2010. L'essentiel de cette augmentation provient de la récupération in situ. Les projets de ce type sont d'envergure plus limitée et moins coûteux, ce qui réduit le coût d'entrée. De plus, on estime que 80 % des réserves de sables bitumineux peuvent être exploitées grâce à la méthode de séparation in situ, tandis que les 20 % qui restent nécessiteront des méthodes d'extraction à ciel ouvert.²¹
- Les prévisions de production des sables bitumineux dévoilées par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP)²² et l'Energy Resources Conservation Board (ERCB)²³ sont présentées à la figure 4.2. L'ERCB prévoit que la production en 2020 sera environ 6 % plus élevée que celle du scénario de référence de l'ONÉ, alors que celle de l'ACPP se situe à 2 % au-dessus de celle de l'ONÉ.
- Les quatre ou cinq premières années de la période à l'étude se caractérisent par des projets dont la construction est déjà entreprise ou dans les dernières étapes de la planification. À plus long terme, les projets actuellement envisagés, qui sont, dans bien des cas, aux premiers stades de la planification, portent la production de bitume à 1,3 million m³/j (8,3 millions b/j).²⁴ On peut raisonnablement s'attendre à ce qu'une partie seulement de ces projets se concrétisent. Bien que la présente analyse étudie 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.

21 Energy Resources Conservation Board, *ERCB ST-98 2011, Alberta's Energy Reserves 2010 and Supply / Demand Outlook 2011-2020*, Juin 2011. Disponible à l'adresse www.ercb.ca

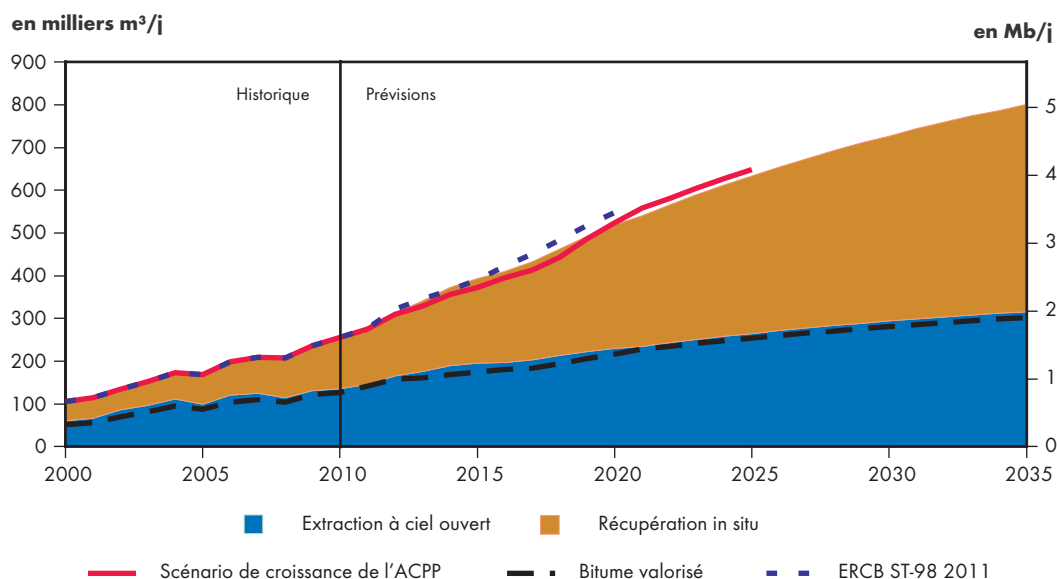
22 Association canadienne des producteurs pétroliers, *Crude Oil Forecast, Markets & Pipelines*, Juin 2011. Disponible à l'adresse www.capp.ca

23 Energy Resources Conservation Board, *ERCB ST-98 2011, Alberta's Energy Reserves 2010 and Supply / Demand Outlook 2011-2020*, Juin 2011. Disponible à l'adresse www.ercb.ca

24 Strategy West, *Existing and Proposed Canadian Commercial Oil Sands Projects*, Janvier 2011. Disponible à l'adresse www.strategywest.com

FIGURE 4.2

Production tirée des sables bitumineux – Scénario de référence



- Dans le scénario de référence, le taux annuel de croissance prévu de 2010 à 2020 est d'environ 9 % pour les projets in situ et d'environ 5 % pour ceux d'extraction à ciel ouvert. Vers la fin de la période à l'étude, les taux de croissance diminuent, du fait qu'une production accrue entraîne une augmentation des investissements de maintien et réduit le nombre de gisements de grande qualité encore inexploités. Ainsi, le taux de croissance annuel moyen de 2025 à 2035 est d'environ 3 % pour les projets in situ et d'environ 2 % pour ceux d'extraction à ciel ouvert.

Valorisation des sables bitumineux

- Au début de 2011, le gouvernement de l'Alberta a conclu une entente avec la société North West Upgrading Inc. en vue d'assurer la transformation du bitume dans la province dans le cadre d'une initiative de redevances en nature sous forme de bitume.²⁵ Les volumes de bitume devant être valorisés durant la première phase du projet de North West Upgrading, en 2014, et durant les phases subséquentes, en 2021 et en 2027, ont été pris en compte dans le scénario de référence.
- Le tableau 4.1 présente des estimations, fondées sur des renseignements émanant de l'industrie qui sont accessibles au public, des coûts de construction d'un type donné de projet d'exploitation des sables bitumineux et d'un prix pour le pétrole suffisant pour inciter un producteur à réaliser un tel projet. Par exemple, on estime que la construction de projets d'extraction et de valorisation intégrées coûterait entre 85 000 \$US et 105 000 \$US le baril de capacité (en dollars canadiens de 2010) et que le prix du pétrole nécessaire pour rendre un nouveau projet rentable oscillerait entre 85 \$US et 95 \$US le baril (en dollars américains de 2010).
- L'extraction à ciel ouvert et la récupération in situ fournissent toutes les deux une charge d'alimentation en bitume aux installations de valorisation. En 2010, la quasi-totalité de la production par extraction à ciel ouvert a été valorisée, tandis qu'environ 11 % de la

25 Communiqué de presse du 16 février 2011 de Northwest Upgrading. Disponible à l'adresse http://www.northwestupgrading.com/images/pdf/press_releases/BRIK_Announcement_News_Release_Feb_16.2011.pdf

T A B L E A U 4 . 1

Coûts d'immobilisation initiaux et prix seuils^(a) estimatifs de nouveaux projets d'exploitation de sables bitumineux

	Coûts d'immobilisation (\$/CAN/b de capacité, \$/CAN 2010)	Seuil économique (prix WTI en \$US/b, \$US 2010)
Extraction à ciel ouvert/séparation et valorisation	85 000 \$ à 105 000 \$	85 \$ à 95 \$
Extraction à ciel ouvert et séparation seulement (aucune valorisation)	60 000 \$ à 75 000 \$	65 \$ à 75 \$
Drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV)/ Stimulation cyclique par la vapeur d'eau (CSS)	25 000 \$ à 40 000 \$	50 \$ à 60 \$

(a) Comprend un rendement après impôt réaliste, soit de 10 % à 15 %.

récupération in situ l'a été.²⁶ Dans la projection du scénario de référence, on a supposé que le volume de bitume valorisé double pour atteindre 302 milliers m³/j (1,9 million b/j) en 2035, sans pour autant suivre la même courbe de croissance que la production totale de bitume. La proportion de la production totale de bitume valorisée passe de 49 % en 2010 à 37 % en 2035. De 2008 à 2010, l'écart entre les prix du pétrole brut léger et lourd était relativement mince; on prévoit qu'il en sera ainsi à court et à moyen terme. Cette constatation, combinée à des coûts en immobilisation très élevés pour construire les installations de valorisation, ne favorise pas la construction de nouvelles installations du genre.

Gaz naturel pour l'exploitation des sables bitumineux

- L'exploitation des sables bitumineux requiert beaucoup d'énergie, notamment de grands volumes de gaz naturel utilisé comme combustible et comme charge d'alimentation. Les nouvelles technologies²⁷ et les améliorations d'efficacité énergétique devraient mener à une réduction de l'intensité d'utilisation du gaz avec le temps. En outre, à mesure que les exploitants acquièrent de l'expérience avec leurs projets, leur efficacité énergétique augmente. Le scénario de référence prévoit que l'intensité de l'utilisation du gaz s'améliorera de 0,5 % par année pour les projets d'extraction à ciel ouvert seulement, d'extraction intégrée et de valorisation. Dans le cas des projets de récupération in situ, on prévoit une amélioration de l'intensité de 1,5 % par année.
- Dans le scénario de référence, les besoins d'achat de gaz naturel, y compris pour la cogénération liée aux projets d'exploitation des sables bitumineux, augmentent pour atteindre 104 millions m³/j (3,7 Gpi³/j) à l'horizon 2035 (figure 4.3).

Production de pétrole classique

- La figure 4.4 présente la production historique et projetée de pétrole brut classique dans le BSOC. Pour la Saskatchewan et le Manitoba, on note un nouvel essor de la production

26 Energy Resources Conservation Board, *ERCB ST-98 2011, Alberta's Energy Reserves 2010 and Supply / Demand Outlook 2011-2020*, Juin 2011. Disponible à l'adresse www.ercb.ca

27 À titre d'exemple, beaucoup de procédés déjà utilisés misant sur l'ajout de solvants et d'autres au stade du projets-pilotes consistant à ajouter de petites quantités de solvants comme du butane et du propane à la vapeur injectée pour les projets recourant aux procédés de DGMV et de CSC augmentent l'efficacité de la récupération. Un grand nombre d'autres projets s'emploient aussi à tester des méthodes de stimulation électrique. Enfin, la méthode de récupération par injection d'air verticale puis horizontale (THAIMC) est une technique de combustion in situ qui nécessite très peu de gaz naturel et qui gagne sans cesse des adeptes.

FIGURE 4.3

Gaz naturel acheté pour l'exploitation des sables bitumineux – Scénario de référence
 en milliers m³/j

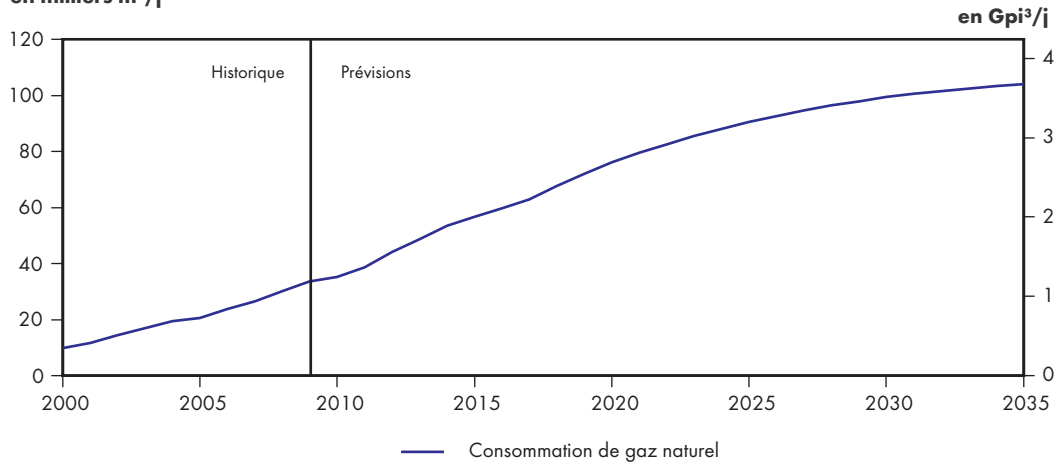
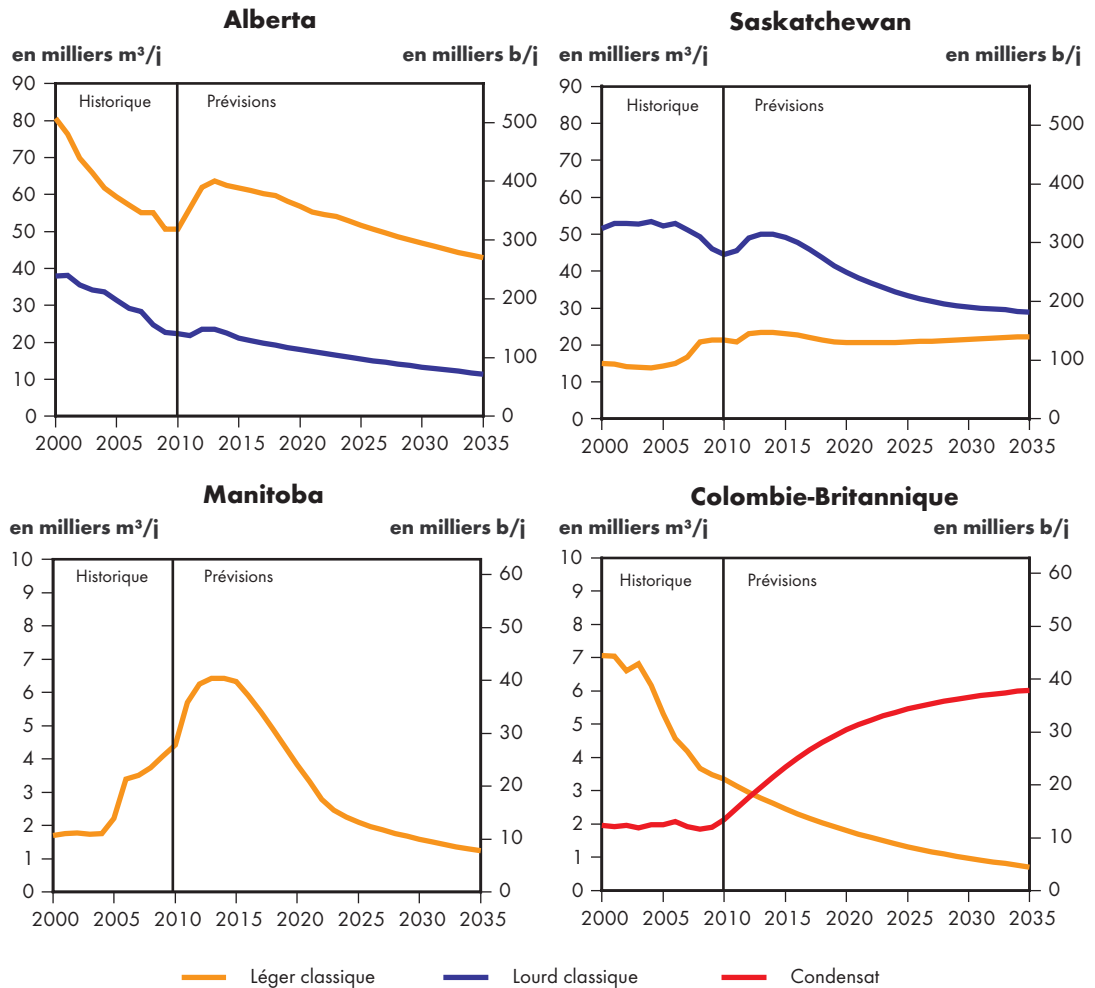


FIGURE 4.4

Production de pétrole classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien – Scénario de référence



de 2006 à 2015. Dans le cas de l'Alberta, la période de production accrue s'étend de 2009 à 2014. Ces données s'expliquent en partie par l'intensification de l'activité attribuable aux prix plus élevés du pétrole. 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 du Bakken, en Saskatchewan. D'autres formations, comme celles de Viking, du Shaunavon inférieur, de Cardium et de l'Amaranth inférieur, affichent aussi une hausse de production. Ces puits sont généralement plus productifs que les puits verticaux.

- En 2010, les forages ont été plus nombreux qu'en 2009. Près de 60 % des puits forés ciblent le pétrole et les 40 % restants, le gaz naturel. Il s'agit d'un renversement de la tendance à long terme. Les forages horizontaux dans l'Ouest canadien, aussi bien pour le pétrole que pour le gaz, ont atteint de nouveaux sommets en 2010.
- Depuis 2006, la production n'a pas cessé d'augmenter au Manitoba et elle devrait atteindre 6,5 milliers m³/j (41 milliers b/j) vers 2014, puis elle diminuera.
- L'exploitation du pétrole de réservoirs étanches au Canada ne fait que commencer, et il est très possible que les estimations des ressources et les projections de la production doivent être revues dans les analyses futures.
- Les projections tiennent également compte de la récupération assistée des hydrocarbures par injection de dioxyde de carbone en Saskatchewan et en Alberta. À l'heure actuelle, deux projets sont en cours en Saskatchewan, ceux des gisements pétroliers de Weyburn et de Midale, et un troisième a été annoncé. En Alberta, le gouvernement provincial a autorisé une demande présentée par Enhance Energy Inc. et son partenaire, North West Upgrading Inc., pour la réalisation de l'Alberta Carbon Trunk Line (ACTL), un pipeline destiné au captage et au stockage du carbone.²⁸ Le projet bénéficiera d'une aide financière du gouvernement de l'Alberta (495 millions \$) et du gouvernement fédéral (63 millions \$). Dans le scénario de référence, on a supposé que la production de RAH de ce projet commencerait en 2015.
- En Colombie-Britannique, la production de pétrole classique est en constante baisse. Toutefois, la quantité de condensats augmente, résultat de la production accrue de gaz naturel riche en liquides dans cette province.
- Bien qu'elle comprenne de petites quantités de pétrole produit en Ontario, la production de l'Est du Canada touche surtout les gisements extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador (figure 4.5). La production de cette région est en baisse depuis 2006. L'ajout récent du champ North Amethyst et de plusieurs autres gisements satellites au large de Terre-Neuve, qui seront raccordés entre 2012 et 2015, repousse le moment où la production fléchira.

Production totale de pétrole au Canada

- Les écarts de production de pétrole dans les projections des cinq scénarios prennent en compte les hypothèses de prix du pétrole et les succès remportés récemment avec le forage horizontal et la fracturation hydraulique en plusieurs étapes appliquées aux gisements du BSOC (figure 4.6). Dans tous les scénarios, on constate une augmentation de la production classique entre 2010 et 2015 environ, en raison principalement de l'accroissement de la production du pétrole de réservoirs étanches. Cependant, la plus grande partie de l'augmentation de la production provient des sables bitumineux.

28 L'ACTL vise à capter le dioxyde de carbone auprès de plusieurs sources dans le cœur industriel de l'Alberta (près d'Edmonton) et à le transporter vers des gisements de pétrole matures disséminés à la grandeur du sud et du centre de l'Alberta, afin de faciliter la RAH.

FIGURE 4.5

Production de pétrole dans l'Est du Canada – Tous les scénarios

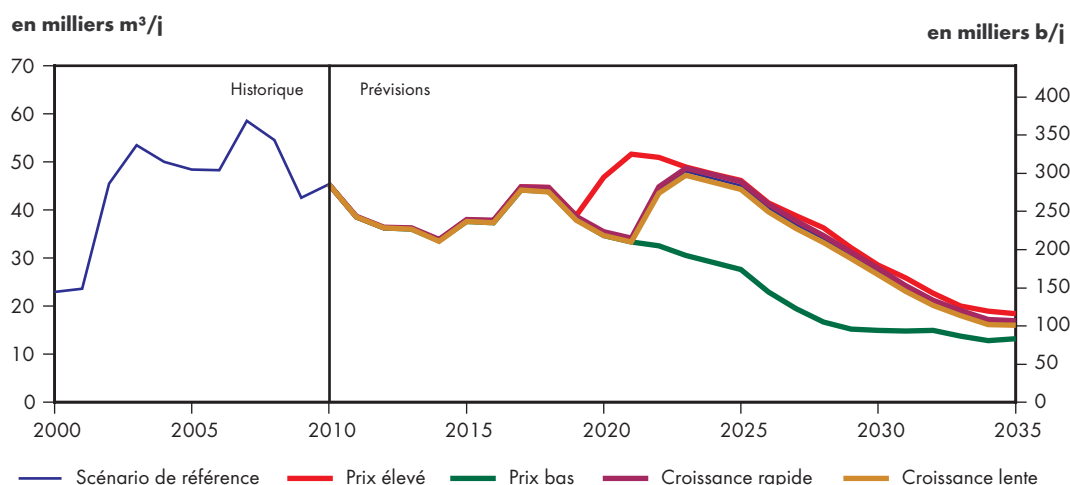
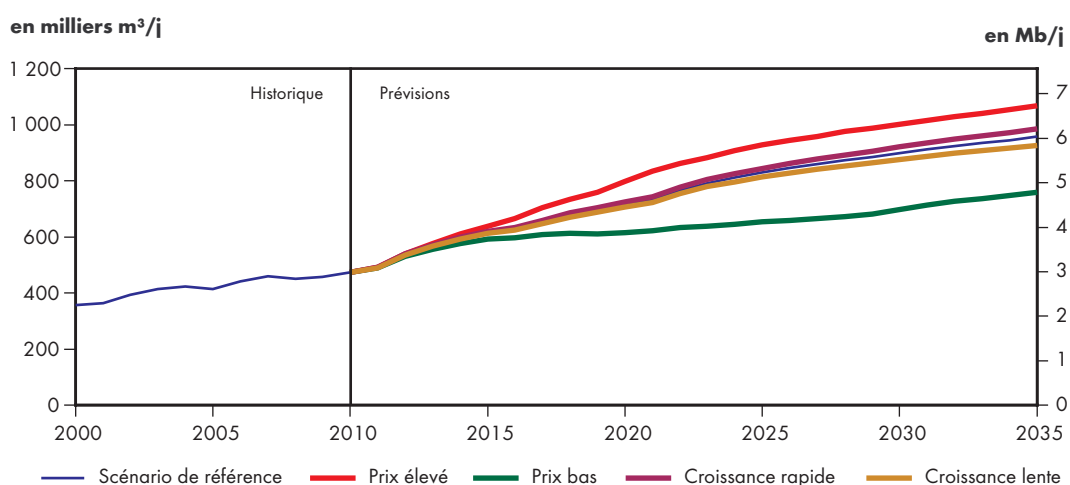


FIGURE 4.6

Production totale de pétrole au Canada – Tous les scénarios



- Le scénario de référence pour l'Est du Canada repose sur l'hypothèse de la découverte de 500 millions de barils dont la production commencera en 2022. Pour le scénario de prix élevé, on suppose que la production de cette nouvelle découverte commence deux ans plus tôt, en 2020, et que les prix plus élevés inciteront à prolonger la durée de vie des gisements existants. Dans le cas du scénario de prix bas, aucune nouvelle découverte n'a été prévue.
- Dans le scénario de référence, la production atteint 958 milliers m³/j (6,0 millions b/j) en 2035, soit le double de la production de 2010. Pour le scénario de prix élevé, elle passe à 1,1 million m³/j (6,7 millions b/j), une production 11 % plus élevée que celle du scénario de référence. Dans le cas du scénario de prix bas, l'augmentation de la production ralentit, mais atteint tout de même 760 milliers m³/j (4,8 millions b/j) à l'horizon 2035.
- En ce qui concerne les scénarios de croissance rapide et lente, puisque les hypothèses de prix du pétrole varient peu par rapport à celle du scénario de référence, la production est également assez semblable. Celle du scénario de croissance rapide est plus élevée de 3 %, alors que, pour le scénario de croissance lente, elle est 3 % plus basse à la fin de la période.

Équilibre entre l'offre et la demande

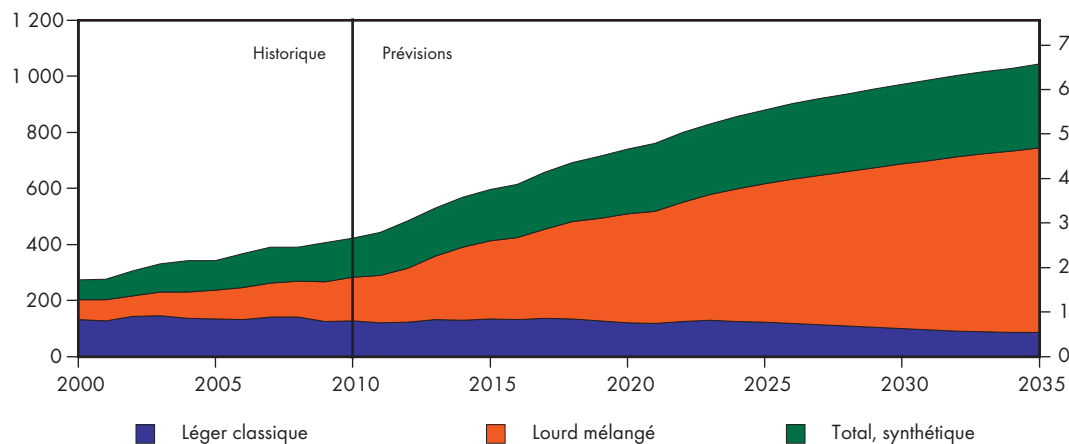
- L'offre nette disponible de pétrole (figure 4.7) représente la quantité de pétrole qui peut être commercialisée après rajustements pour les pertes pendant le traitement, les exigences de mélange pour le pétrole lourd et le bitume non valorisé et le volume de diluants sous forme de condensats qui est recyclé localement. Le rendement de la valorisation varie en fonction des installations, mais, globalement, environ 85 % de la charge d'alimentation est transformée en pétrole synthétique brut. La totalité du bitume non valorisé et la plus grande partie du pétrole lourd classique doivent être mélangés à des hydrocarbures légers, normalement un condensat, pour réduire la viscosité et satisfaire aux exigences du transport par pipeline. Environ 23 % du condensat utilisé dans ce mélange sont récupérés dans les usines de valorisation et les raffineries de l'Alberta et de la Saskatchewan et retournés pour être réutilisés.
- Généralement, le bitume fluidifié contient environ 30 % de condensat, tandis que le pétrole brut lourd classique n'en renferme que 7 % environ. L'augmentation du volume de brut fluidifié illustré à la figure 4.7 accroît la demande de condensats et d'autres diluants sous forme d'hydrocarbures légers. On a supposé que les importations de condensats ou de produits semblables des États-Unis ou d'autres sources outre-mer, combinées à la fabrication de diluants dans les raffineries et les usines de valorisation canadiennes, permettront de répondre à la plus grande partie de la demande de diluants. On utilise aussi, dans une moindre mesure, des butanes, du pétrole brut synthétique et du pétrole léger classique aux fins de la liquéfaction. Il est difficile de prévoir l'augmentation future du volume provenant de ces sources. Dans le scénario de référence, la croissance annuelle est de 5 %. En conséquence, on parviendra à satisfaire aux exigences de mélange grâce à 12 milliers m³/j (76 milliers b/j) de butanes, 17 milliers m³/j (100 milliers b/j) de pétrole brut léger (synthétique et classique) et 127 milliers m³/j (800 milliers b/j) de condensats à la fin de la période, en 2035. Pour y arriver, il faudra importer 106 milliers m³/j (670 milliers b/j) de condensats.
- 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.

FIGURE 4.7

Offre nette disponible de pétrole – Scénario de référence

en milliers m³/j

en Mb/j



- De 2011 à 2035, les besoins totaux des raffineries canadiennes en charge d'alimentation augmentent de 28 %, selon le scénario de référence, pour atteindre 379 milliers m³/j (2,4 millions b/j).
- 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. Le pétrole brut disponible pour l'exportation représente l'excédent de la demande intérieure et, donc, réagit directement à l'augmentation ou à la contraction de l'offre.
- Dans le scénario de référence, le pétrole brut total (léger et lourd) disponible pour l'exportation augmente de 148 % pour totaliser 801 milliers m³/j (5,0 millions b/j) de 2011 à 2035. Les exportations de pétrole brut léger atteignent un sommet à 224 milliers m³/j (1,4 million b/j) en 2024, puis diminuent progressivement pour passer à 201 milliers m³/j (1,3 million b/j) en 2035 (figure 4.8). Cette diminution résulte d'une baisse de la production de pétrole brut léger et d'une hausse de la demande intérieure. Les exportations de pétrole brut lourd augmentent de 243 % pour se chiffrer à 600 milliers m³/j (3,8 millions b/j), résultat d'une augmentation de la production tirée des sables bitumineux de l'Alberta (figure 4.9).
- Dans les scénarios de croissance rapide et lente, la quantité totale de pétrole disponible pour l'exportation progresse de 174 % et de 159 % respectivement au cours des 25 prochaines années.
- Pour ce qui est des scénarios de prix élevé et de prix bas, la quantité totale de pétrole disponible pour l'exportation affiche une hausse de 211 % et de 103 % respectivement durant la même période.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Ces projections à long terme envisagent des changements de prix graduels. Toutefois, les fluctuations importantes de prix, dans les deux directions, ne sont pas rares. Les baisses de prix du pétrole auraient comme effet de ralentir les activités. Le taux de change est un autre facteur important, parce que les exportateurs de pétrole sont payés en dollars américains

FIGURE 4.8

Équilibre entre l'offre et la demande, pétrole brut léger – Scénario de référence

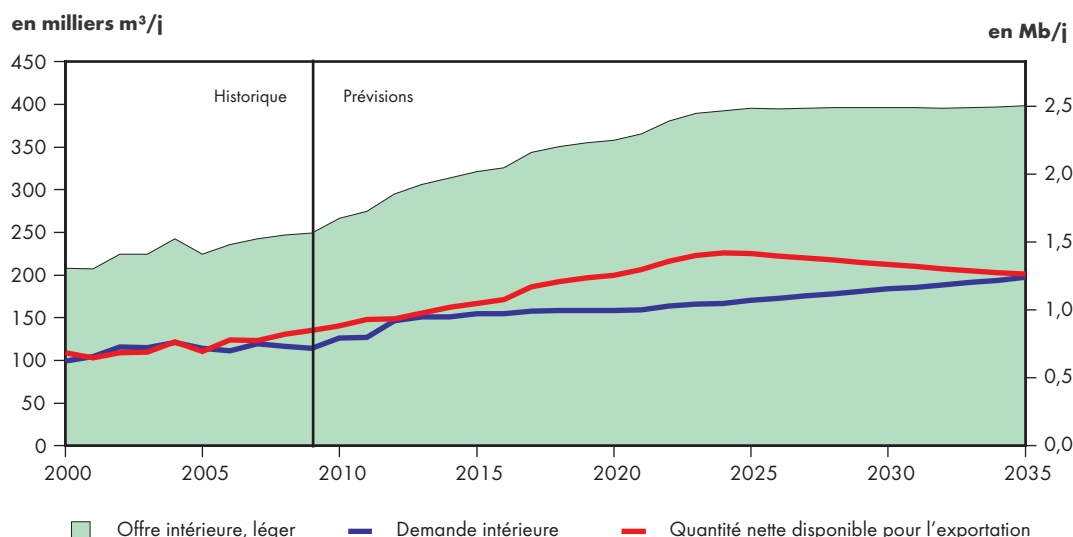
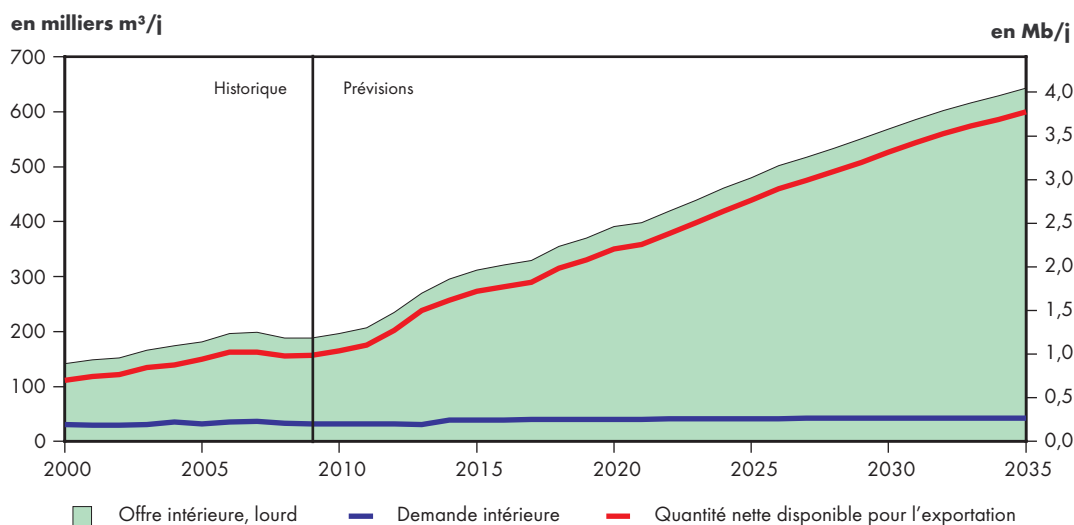


FIGURE 4.9

Équilibre entre l'offre et la demande, pétrole brut lourd – Scénario de référence



pour les produits vendus et qu'une hausse de la valeur du dollar canadien se traduit par une diminution de la rentabilité.

- Même si la perspective d'inflation des coûts est relativement faible au moment de la préparation du présent rapport, on relève beaucoup de grands projets d'exploitation des sables bitumineux en construction ou à l'étape de la planification. Ces projets créeront une concurrence 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.
- Selon le Conseil canadien des ressources humaines de l'industrie du pétrole (CCRHP), l'industrie du pétrole et du gaz aura à faire face à un important défi dans les prochaines années. En effet, on constate des signes précurseurs d'une pénurie de main-d'œuvre qualifiée causée par le vieillissement de la population active et un accroissement de la demande de travailleurs en général. Beaucoup de travailleurs chevronnés et qualifiés de l'industrie du pétrole et du gaz prennent leur retraite durant la prochaine décennie. Parallèlement, la main-d'œuvre canadienne se contracte. Dans un scénario de prix élevés du pétrole et du gaz, le Conseil prédit que l'industrie devra embaucher 130 000 nouveaux travailleurs d'ici 2020.²⁹ Malgré les nombreuses initiatives prises par les gouvernements et l'industrie pour faire face à la situation, le risque d'une pénurie de main-d'œuvre demeure, ce qui pourrait entraîner une augmentation des coûts de construction et freiner l'essor du secteur pétrolier.
- Les règles et la réglementation qui encadrent la mise en valeur des sables bitumineux continuent d'évoluer. À titre d'exemple, le gouvernement de l'Alberta a fixé de nouvelles règles concernant les bassins de résidus³⁰ et l'utilisation de l'eau,³¹ et a récemment annoncé

29 Conseil canadien des ressources humaines de l'industrie du pétrole, *The Decade Ahead: Labour Market Projections and Analysis to 2020*, Mars 2011. Disponible à l'adresse <http://www.petrohrsc.ca/>

30 Energy Resources Conservation Board, *ERCB Directive 074 Tailings Performance Criteria and Requirements for Oil Sands Mining Schemes*, 3 février 2009. Disponible à l'adresse www.ercb.ca

31 Energy Resources Conservation Board, *Draft Directive, Requirements for Water Measurement, Reporting, and Use for Thermal In Situ Oil Sands Schemes*, 18 février 2009. Disponible à l'adresse www.ercb.ca

son intention d'annuler environ 20 % des baux sur des concessions de sables bitumineux pour faire de ces zones des aires de conservation.³²

- L'industrie et de nombreux gouvernements provinciaux et territoriaux se penchent actuellement sur les enjeux relatifs à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Parmi ceux-ci, on note la quantité d'eau utilisée dans le processus, le maintien de la séparation entre les fluides de fracturation et l'eau de surface et la composition chimique et l'élimination sécuritaire des fluides de fracturation. La tournure que prendra cette réflexion pourrait dicter le rythme et le niveau de production.
- Il se peut que des percées technologiques au cours de 25 prochaines années accélèrent la mise en valeur des ressources de pétrole classique et des ressources provenant des sables bitumineux.
- L'une des principales hypothèses simplificatrices du présent rapport prévoit que l'infrastructure sera suffisante pour livrer la production de pétrole canadien et que les marchés, intérieurs et internationaux, existeront pour absorber les niveaux de production projetés.

³² Government de l'Alberta, *Draft Lower Athabasca Integrated Regional Plan 2011 – 2021*, 5 avril 2011. Disponible à l'adresse <https://landuse.alberta.ca/Documents/LARP%20Draft%20Lower%20Athabasca%20Regional%20Plan%20Strategic%20Plan%20and%20Implementation%20Plan-P3-2011-03.pdf>

PERSPECTIVES POUR LE GAZ NATUREL

Ressources de gaz naturel

- Selon la plus récente évaluation de l'Office,³³ la partie restante des ressources gazières commercialisables au Canada totalisait 11 940 milliards m³ (424 Tpi³) à la fin de 2009. L'essentiel de cette ressource, soit 9 742 milliards m³ (346 Tpi³), est constitué de gaz naturel classique (tableau 5.1). Cette estimation est cependant limitée, car très peu de données récentes sont disponibles sur les ressources canadiennes de gaz de réservoirs étanches, de gaz de schiste et de méthane de houille (MH). Aux fins du présent rapport, on a estimé les ressources commercialisables disponibles supplémentaires de ces catégories (voir l'annexe A4.1), que l'on a chiffrées à 18 811 milliards m³ (664 Tpi³) dans le scénario de référence jusqu'à la fin de 2010. Toutefois, d'après les données existantes sur les réserves provinciales et les études réalisées, les estimations de gaz de schiste et de MH sont plus certaines. Ce n'est pas le cas de celles visant le gaz de réservoirs étanches, pour lequel les études sont peu nombreuses et les travaux toujours en cours. L'estimation des ressources de 18 811 milliards m³ (664 Tpi³) indiquée précédemment doit donc être considérée comme préliminaire.
- Le gaz de réservoirs étanches est une composante du gaz classique qui est produit à partir de réservoirs de faible perméabilité.³⁴ Généralement, les réservoirs de gaz étanches n'ont pas de voies de cheminement naturelles suffisantes à travers la roche pour que le gaz naturel rejoigne le puits de forage. Il faut donc recourir à une méthode de stimulation artificielle pour créer de telles voies de cheminement, notamment la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. À l'heure actuelle, on n'a pas d'idée précise de la quantité de gaz de réservoirs étanches au Canada. Cependant, à en juger par l'intensité des activités dans ce secteur, en particulier dans les zones de Montney et de Deep Basin en Alberta et en Colombie-Britannique, on est porté à croire qu'elle est très abondante.

T A B L E A U 5 . 1

Ressources gazières commercialisables restantes au 31 décembre 2009

	BSOC	Côte Ouest	Nord du Canada	Ontario	Côte Est	Canada^(a)
Gm ³	5 542	485	3 285	33	2 591	11 940
Tpi ³	197	17	117	1	91	424

(a) Il se peut que les totaux ne concordent pas en raison de l'arrondissement des chiffres.

33 Office national de l'énergie, *Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique*, Mai 2011. Disponible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

34 Les zones de gaz de réservoirs étanches reconnues dans le présent rapport comprennent certaines zones créacées de Deep Basin, les 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; les formations de Jean Marie et de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

- Les ressources des régions pionnières, autre composante du gaz classique, comprennent les ressources de gaz qui se trouvent dans le Nord canadien et les ressources extracôtières. Dans le présent rapport, on a estimé la partie restante des ressources de gaz commercialisables du Nord canadien à 3 283 milliards m³ (116 Tpi³); 53 % de cette ressource se trouvent dans la région Mackenzie-Beaufort et 34 % dans l'Archipel de l'Arctique. On estime à 2 548 milliards m³ (90 Tpi³) les ressources de gaz commercialisables restantes de la côte Est, et à 485 milliards m³ (17 Tpi³) celles des régions pionnières de la Colombie-Britannique³⁵.
- Dans le présent rapport, les ressources de gaz non classique sont celles présentes dans le gaz de schiste et dans le MH. En 2010, on estimait les réserves restantes de MH en Alberta à 68 milliards m³ (2,4 Tpi³).³⁶ Selon les estimations, la partie restante des ressources de gaz commercialisables des zones schisteuses du bassin de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, totalisait 2 198 Milliards m³ (78 Tpi³) à la fin de 2010.³⁷ L'existence d'autres zones schisteuses au Canada pourrait faire augmenter ce chiffre. Toutefois, comme l'industrie ne fait que commencer à s'intéresser à ces ressources, on en ignore le potentiel. Il s'agit des zones de Duvernay et d'Exshaw en Alberta, d'Utica au Québec et de Horton Bluff au Nouveau-Brunswick.

Perspectives de production du gaz naturel canadien

Forage

- La production canadienne de gaz naturel au Canada naturel a baissé de 15 % depuis 2008, conséquence directe de la diminution des activités de forage liées à la chute du prix du gaz. Ces dernières années, en raison des percées technologiques qui ont contribué à diminuer les coûts associés au forage horizontal et à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, le forage a principalement ciblé les ressources de gaz classique en profondeur, le gaz de réservoirs étanches et le gaz de schiste.³⁸ Au cours de la période à l'étude, les ressources de gaz peu profondes demeurent non rentables.
- En général, la production de gaz naturel des puits profonds est supérieure à celle des puits peu profonds. La diminution de la proportion de puits peu profonds forés dans l'Ouest canadien depuis quelques années a eu comme effet de hausser les taux de production initiaux³⁹. Ce taux dans l'ensemble des puits forés dans l'Ouest canadien en 2005 s'établissait à 13,6 milliers m³/j (0,48 Mpi³/j), alors qu'il était de 24,9 milliers m³/j (0,88 Mpi³/j) en 2010 et qu'on projette qu'il atteindra 64,6 milliers m³/j (2,28 Mpi³/j) en 2035.
- Les zones les plus prometteuses sont généralement celles où l'on fore les premiers puits dans une région donnée. À mesure que l'on se tourne vers les zones les moins productives, on observe habituellement une baisse du taux de production initiale des nouveaux puits. Cependant, il est possible que le perfectionnement des techniques de forage et de complétion des puits puisse permettre d'annuler ces baisses et de conserver des taux de

35 Bassins intramontagneux (bassins situés entre des chaînes de montagnes) et extracôtières.

36 Energy Resources Conservation Board, *ERCB, ST98-2011, Alberta's Energy Reserves 2010 and Supply/Demand Outlook 2011-2020*, Juin 2011. Disponible à l'adresse www.ercb.ca.

37 Office national de l'énergie, *Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique*, Mai 2011. Disponible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

38 Office national de l'énergie, *Coûts de l'offre gazière de l'Ouest canadien en 2009*, Novembre 2010. Disponible à l'adresse www.neb-one.gc.ca

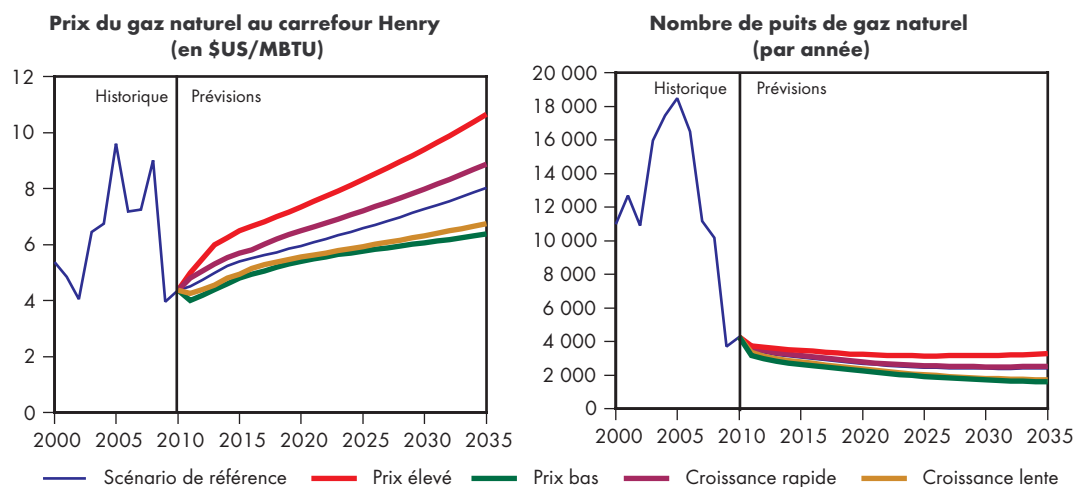
39 Taux de production mensuelle moyen le plus élevé durant les trois premiers mois de production

production initiaux constants. Cette hypothèse vaut dans la majorité des zones de l'Ouest canadien, à l'exception de zones de gaz de réservoirs étanches, où ces taux sont en hausse, et de zones de gaz peu profondes, où ils n'ont pas cessé de diminuer.

- Dans la présente analyse, on a supposé que les taux de production initiaux seraient constants pendant toute la période visée dans la zone de gaz de réservoirs étanches de Montney [113,3 milliers m³/j (4 Mpi³/j) de gaz commercialisable] et dans la zone schisteuse de Horn River [226,6 milliers m³/j (8 Mpi³/j) de gaz commercialisable]. Au cours des dernières années, alors que la longueur des puits a augmenté, en particulier la partie horizontale, et que la technique de fracturation hydraulique a été utilisée plus souvent, les taux de production initiaux ont constamment augmenté. On prévoit qu'ils se stabiliseront à l'avenir, lorsqu'on atteindra le nombre optimal d'étapes de fracture et que les activités toucheront de plus en plus des zones secondaires.
- Les prix du gaz naturel augmentent progressivement dans la projection du scénario de référence. Cette hausse entraîne une intensification des activités de forage, plus particulièrement pour les ressources plus rentables de gaz de réservoirs étanches et les formations schisteuses profondes. Toutefois, le nombre de puits forés ne dépasse pas le cinquième des sommets enregistrés entre 2005 et 2008 (figure 5.1). Des taux de production élevés dans les puits profonds se traduiront par une augmentation de la production durant la deuxième moitié de la période visée, alors que la nouvelle production neutralisera la diminution de la production des puits vieillissants. Au bout du compte, cela se traduira par une hausse des revenus disponibles pour financer le forage de nouveaux puits et, en conséquence, par une hausse du nombre de forages et de la production de gaz.
- Les prix supérieurs du gaz envisagés dans le scénario de prix élevé favorisent le forage de nouveaux puits (plus de 3 000 puits par année durant la période à l'étude), une production accrue et une augmentation des dépenses en immobilisations. Le scénario de prix élevé est celui qui comprend la plus forte proportion de puits en profondeur et de puits peu profonds de tous les scénarios. Ces hypothèses tiennent au fait que les prix plus élevés du gaz rendent rentable l'exploitation des puits peu profonds.
- Dans le scénario de prix bas, la diminution progressive du nombre de puits de gaz observée durant la période visée s'explique par le fait que les revenus nécessaires pour financer ces

FIGURE 5.1

Prix du gaz naturel et nombre de puits de gaz naturel forés – Tous les scénarios^(a)



(a) Le graphique ne tient pas compte des puits de gaz proposé dans le delta du Mackenzie.

opérations sont inférieurs à ceux du scénario de référence, conséquence des prix plus bas et de la baisse de la production. Au terme de la période, en 2035, on prévoit que 1 600 puits de gaz seront forés, comparativement à plus de 4 000 en 2010. Le scénario de prix bas est celui qui comporte la plus forte proportion de puits en profondeur rentables et la plus faible proportion de puits peu profonds procurant les mêmes résultats.

- Les prix du gaz du scénario de croissance rapide sont légèrement plus élevés que ceux du scénario de référence, ce qui se traduit par le forage d'une centaine de puits de plus par année que dans ce scénario.
- Le nombre de puits de gaz du scénario de croissance lente est à peine supérieur à celui du scénario de prix bas, soit environ 120 puits de plus par année.

Production

- D'après le scénario de référence, la production de gaz naturel commercialisable au Canada continue de diminuer lentement jusqu'en 2015, passant de 383,2 millions m³/j (13,5 Gpi³/j) en 2011 à 372,3 millions m³/j (13,1 Gpi³/j). Elle recommence à augmenter ensuite pour atteindre 510,2 millions m³/j (18,0 Gpi³/j) en 2035 (figure 5.2). La production de gaz naturel provenant de puits plus profonds et de puits de gaz classique, ainsi que de formation de gaz étanches et de gaz de schiste neutralise amplement la baisse observée dans les puits vieillissants et celle de puits peu profonds qui s'ajoute. Puisque la productivité des puits est plus élevée, il faut moins de puits pour maintenir la production générale.
- Depuis quelque temps, l'attention des entreprises est tournée vers le gaz de réservoirs étanches et le gaz de schiste. L'intérêt est particulièrement marqué pour le gaz de réservoirs étanches de la formation de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique et l'ouest de l'Alberta, les ressources de gaz de schiste de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le gaz de réservoirs étanches des zones crétaées de Deep Basin dans l'ouest de l'Alberta, présentées à la figure 5.3. On prévoit que ces zones continueront de susciter un vif intérêt durant la période à l'étude, parce qu'elles offrent les perspectives de rentabilité les plus intéressantes dans l'Ouest canadien.
- La production de la formation de Montney comprend des liquides de gaz naturel (LGN) dont les prix sont liés à ceux du pétrole, plus élevés que ceux du gaz naturel vendu en fonction de leur équivalence calorifique, ce qui rend le forage plus rentable. Cette

FIGURE 5.2

Production de gaz naturel selon le type – Scénario de référence

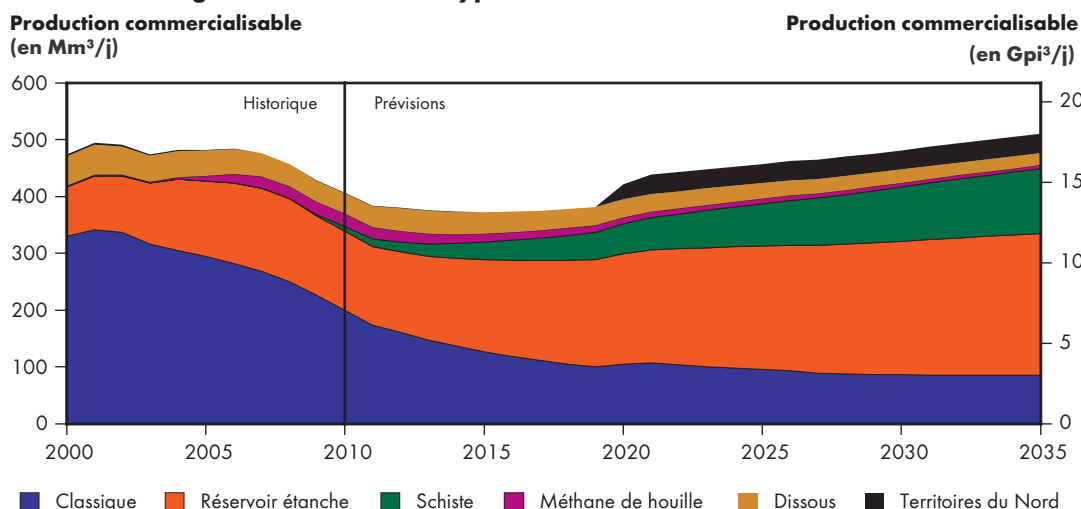
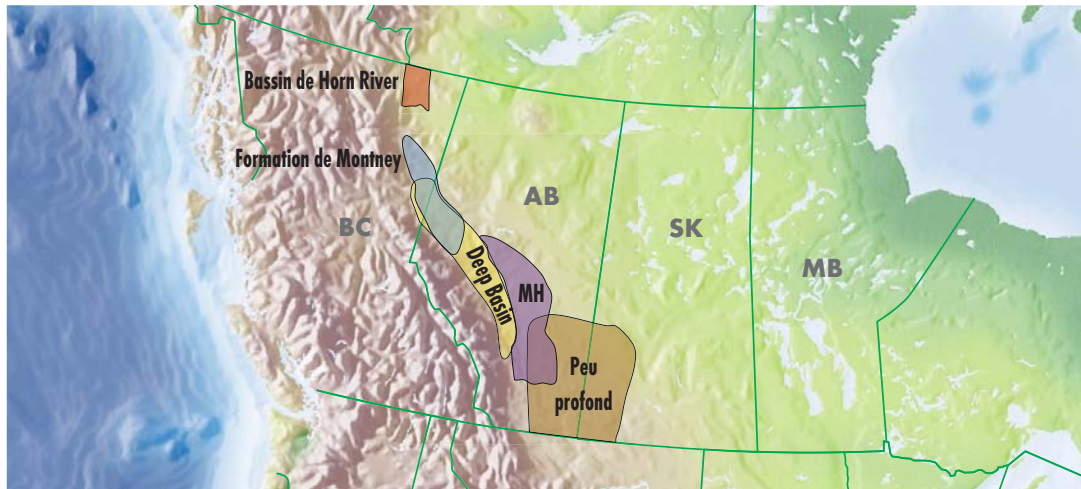


FIGURE 5.3

Régions de gaz naturel productives dans l'Ouest canadien



production passe de 24,3 millions m³/j (857 Mpi³/j) en 2011 à 144,5 millions m³/j (5,1 Mpi³/j) en 2035 et totalise 937 milliards m³ (33,1 Tpi³) dans le scénario de référence durant la période de projection.⁴⁰

- Les exploitants du gaz de schiste du bassin de Horn River bénéficient de taux de production élevés, alors que la production passe de 13,4 millions m³/j (473 Mpi³/j) en 2011 à 114,3 millions m³/j (4,0 Gpi³/j) en 2035. Dans la projection du scénario de référence, on estime la production totale dans la zone schisteuse du bassin de Horn River à 594,9 milliards m³ (21,0 Tpi³) au cours de la période à l'étude.
- Les perspectives économiques des ressources gazières des réservoirs étanches de la zone crétacée de Deep Basin, en Alberta, sont rehaussées par la une plus forte teneur en LGN, par l'infrastructure déjà en place et par les modifications apportées récemment par l'Alberta à son régime de redevances. Dans le scénario de référence, la production de ces secteurs augmente de 51,0 millions m³/j (1,8 Gpi³/j) en 2011 à 79,3 millions m³/j (2,8 Gpi³/j) en 2035, grâce à la contribution de nouveaux puits qui neutralisent aisément la production en baisse des puits moins récents.
- Le mouvement vers le gaz de réservoirs étanches et le gaz de schiste est à l'origine de changements marqués dans la production au Canada. À l'horizon 2014, la production de gaz de réservoirs étanches dépasse celle de toutes les autres formes de gaz classique au pays et demeure ainsi jusqu'à la fin de la période à l'étude, alors qu'elle représente 49 % de la production canadienne totale selon le scénario de référence en 2035. La part du gaz de schiste augmente aussi, et constitue 22 % de la production totale en 2035. L'intensification de l'exploitation de gaz de réservoirs étanches de la formation de Montney et de gaz de schiste du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique fait en sorte que la production surpasse celle de l'Alberta vers 2019 et se maintient à ce niveau jusqu'à la fin de la période de projection. Dans le présent rapport, les projections de production ne distinguent pas la production des zones de gaz schisteuses de l'Alberta de celles du gaz classique et du gaz de réservoirs étanches. Les diverses zones de schiste situées en Alberta sont prometteuses, mais l'insuffisance d'information ne permet pas d'établir leurs

⁴⁰ En 2010, on estime que la partie restante du gaz naturel commercialisable de la formation de Montney se situe dans une fourchette allant de 1 562 milliards m³ dans le scénario de prix bas à 6 195 milliards m³ pour le scénario de prix élevé (55 à 219 Tpi³).

propriétés de manière fiable. Si l'activité entourant le gaz de schiste en Alberta devait s'intensifier de manière notable, il pourrait s'ensuire une augmentation de la production dans les projections futures.

- Durant la période à l'étude, la production de MH diminue, conséquence d'un transfert des investissements vers d'autres ressources. Les activités liées au MH seront surtout concentrées dans la formation de Horseshoe Canyon, où les exploitants sont en mesure de forer un puits peu profond en une journée environ et où les puits qui se trouvent actuellement sur la base géographique en question fournissent une rentabilité acceptable. Les petits producteurs dont les ressources financières ne permettent pas de forer des puits en profondeur peuvent quand même forer efficacement des puits de MH peu profonds. Selon le scénario de référence, la production de MH chute de 21,0 millions m³/j (743 Mpi³/j) en 2011 à 6,5 millions m³/j (230 Mpi³/j) en 2035.
- À l'instar de la production de pétrole classique, la production de gaz naturel dissous (gaz produit à partir de puits de pétrole) augmente quelque peu jusqu'en 2014. Puis, quand la production de pétrole classique et de pétrole de réservoirs étanches diminue, celle du gaz naturel dissous fait de même. La production totale de gaz naturel dissous au Canada recule de 36,7 millions m³/j (1,3 Gpi³/j) en ce moment à 20,5 millions m³/j (0,7 Gpi³/j) à l'horizon 2035.
- Au Canada atlantique, on prévoit que la production de gaz naturel totalisera 7,9 millions m³/j (280 Mpi³/j) en 2011, 18,8 millions m³/j (665 Mpi³/j) en 2021 et, finalement, 15,0 millions m³/j (528 Mpi³/j) en 2035. Celle provenant du Projet énergétique extracôtier Sable (PÉES) continue de baisser et s'arrête vers 2018. Toutefois, la production totale de la Nouvelle-Écosse augmente à partir de 2011, avec le début de l'exploitation du gisement Deep Panuke, qui annule facilement la diminution du PÉES.⁴¹ Au Nouveau-Brunswick, la production terrestre actuelle de 0,6 million m³/j (20 Mpi³/j) devrait demeurer relativement stable au cours de la période à l'étude. Il existe un potentiel de gaz de schiste dans la province qui pourrait faire augmenter la production, mais l'évaluation de cette ressource étant encore naissante, elle n'est pas incluse dans la projection.
- La hausse de production prévue en 2020 et 2021 au Canada atlantique provient des ressources au large de Terre-Neuve. À l'heure actuelle, on produit du gaz naturel avec le pétrole provenant des projets extracôtiers de Terre-Neuve, mais il est réinjecté dans le gisement pour maintenir la pression aux fins de la production de pétrole, plutôt que d'être acheminé vers le marché. Partant de l'hypothèse que la production de pétrole de ces champs diminuera progressivement, à partir de 2020, on pourrait cesser de réinjecter le gaz et, éventuellement, le transporter par navires-citernes pour le gaz naturel comprimé (GNC) ou gaz naturel liquéfié (GNL) ou, même, par gazoduc. Selon le scénario de référence, le gaz terre-neuvien devrait être disponible sur le marché à partir de 2020, mais cette échéance pourrait être reportée si d'autres gisements pétroliers devaient être découverts ou si des conditions économiques défavorables devaient rendre la commercialisation du gaz non avantageuse. En 2020, on prévoit que la production commercialisable de Terre-Neuve atteindra 8,9 millions m³/j (313 Mpi³/j) pour ensuite monter à 14,2 millions m³/j (500 Mpi³/j) de 2021 à 2035.
- On prévoit que la production de gaz naturel commercialisable en Ontario, de 0,5 million m³/j (16 Mpi³/j) en 2011, continuera de baisser jusqu'à interruption complète en 2031. Il existe un potentiel de production de gaz de schiste au Québec, mais, en raison de données insuffisantes, on n'a pas tenu compte de cette production dans la projection.

41 On prévoit que la production du gisement Deep Panuke totalisera 25,5 milliards m³ (900 Gpi³) au cours des 15 prochaines années.

- À l'heure actuelle, la production de gaz naturel commercialisable au Territoires-du-Nord-Ouest et au Yukon totalise 0,5 million m³/j (18 Mpi³/j). La baisse de production observée récemment se poursuit jusqu'à la mise en valeur des ressources du delta du Mackenzie. Selon les hypothèses de prix retenues, la production commence en 2020 dans le scénario de référence et ceux de croissance rapide et de prix élevé, en 2030 seulement pour le scénario de croissance lente et pas du tout pour celui de prix bas (figure 5.4). Durant la première année de la production commercialisable du Mackenzie, on prévoit une production moyenne de 27,0 millions m³/j (953 Mpi³/j), qui se maintiendra ensuite autour de 34,0 millions m³/j (1,2 Gpi³/j) pendant le reste de la période à l'étude.
- Selon le scénario de prix élevé, la production de gaz naturel commercialisable au Canada totalisera 584,2 millions m³/j (20,6 Gpi³/j) en 2035. L'augmentation de la production provenant du gaz de réservoirs étanches, du gaz de schiste et du Delta du Mackenzie surpasse la baisse de la production de gaz classique.
- Selon le scénario de prix bas, la production demeure pratiquement constante pendant toute la période pour se situer à 357,1 millions m³/j (12,6 Gpi³/j) en 2035. Celle de gaz de réservoirs étanches et de gaz de schiste augmente, mais elle est annulée par la diminution de la production de gaz classique ne provenant pas de réservoirs étanches. Dans ce scénario, on n'a pris en compte la production du delta du Mackenzie ni celle de Terre-Neuve.
- Dans le scénario de croissance rapide, la production croît un peu plus rapidement que dans le scénario de référence. Ainsi, la production canadienne totale se chiffre à 528,8 millions m³/j (18,7 Gpi³/j) en 2035. Dans ce cas, la production gazière du Mackenzie et de Terre-Neuve commence en 2020.
- Pour ce qui est du scénario de croissance lente, on prévoit une légère hausse la production durant la période étudiée, pour atteindre 418,7 millions m³/j (14,8 Gpi³/j) en 2035. Selon ce scénario, la production gazière du Mackenzie entre en jeu en 2030, mais il n'y a aucune production commercialisable à Terre-Neuve. Équilibre entre l'offre et la demande

Équilibre entre l'offre et la demande

- L'écart entre la production et la demande canadiennes correspond au volume net de gaz qui serait disponible chaque année aux fins d'exportation (exportations nettes). Selon le scénario de référence, ce volume est légèrement en baisse (figure 5.5), sauf pour une

FIGURE 5.4

Production totale de gaz commercialisable au Canada – Tous les scénarios

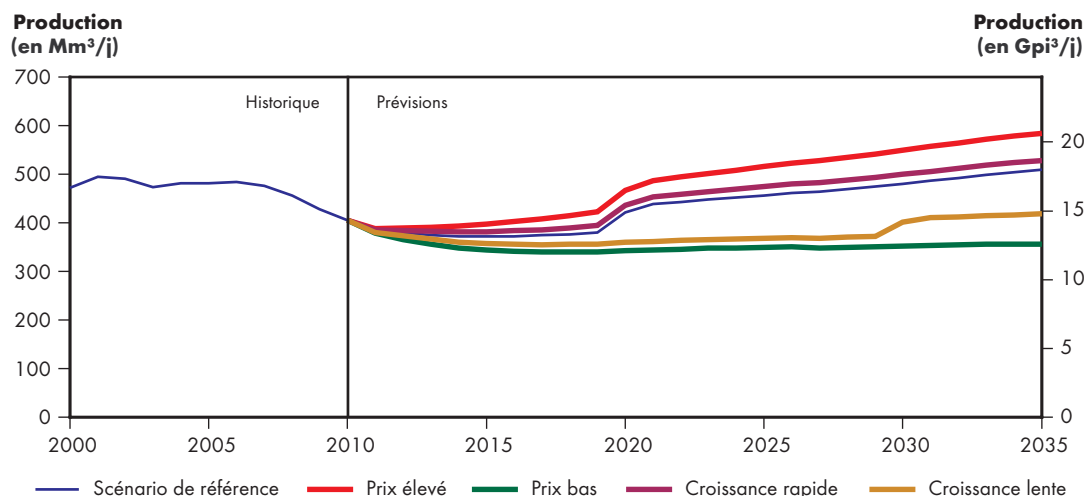
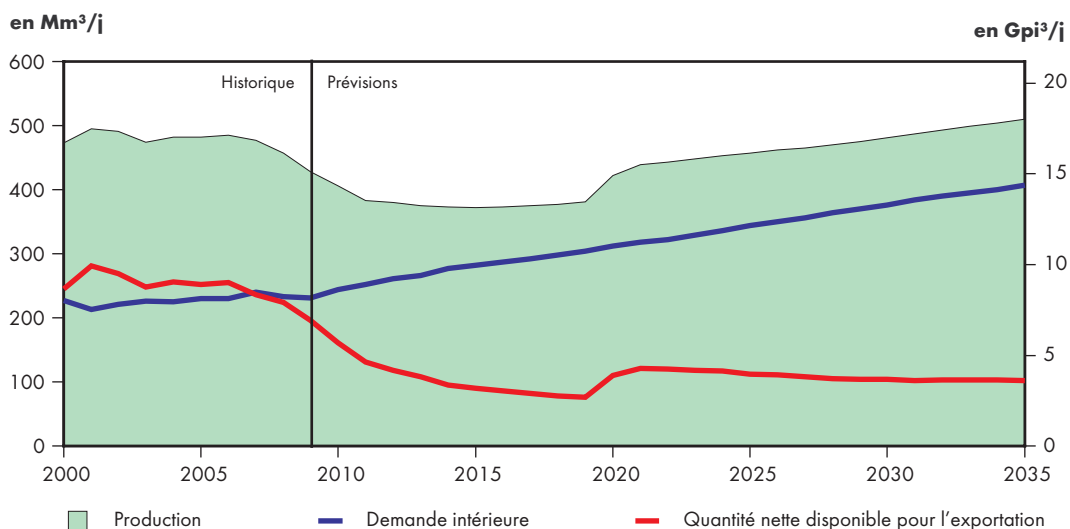


FIGURE 5.5

Disponibilité de gaz naturel canadien pour l'exportation – Scénario de référence

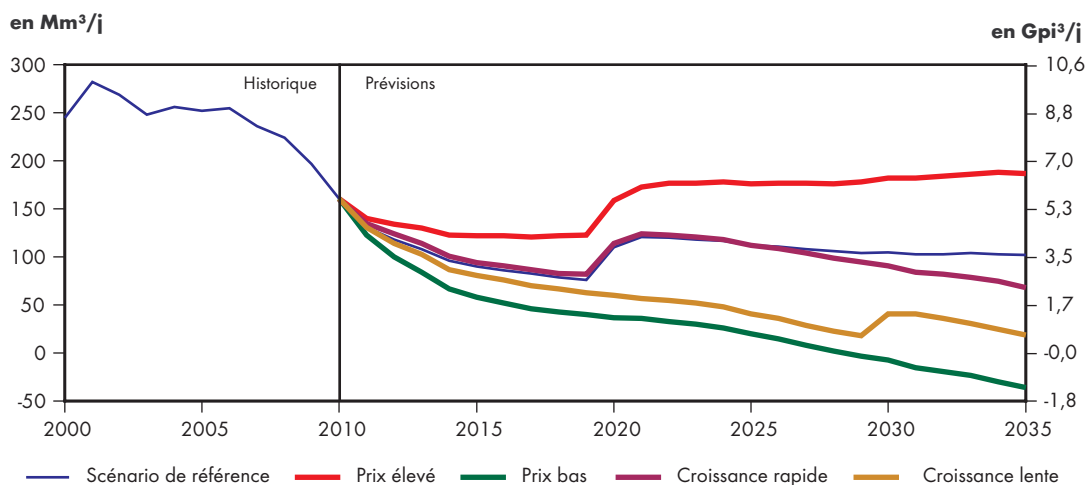


passagère en 2020 qui coïncide avec le début de la production dans le delta du Mackenzie et à Terre-Neuve. En 2011, un volume de 131,0 millions m³/j (4,6 Gpi³/j) est disponible pour l'exportation, alors qu'en 2035, ce chiffre passe à 102,3 millions m³/j (3,6 Gpi³/j), une chute de 22 %. L'augmentation de la demande de gaz naturel au Canada surpasse celle de la production commercialisable durant la période à l'étude, entraînant une tendance légèrement à la baisse du volume de gaz disponible pour l'exportation. L'offre de gaz naturel est en hausse de 33 % de 2011 à 2035, mais elle est annulée par une croissance de 62 % de la demande (à l'exclusion du gaz naturel utilisé à des fins de production et de traitement), qui passe de 252,0 millions m³/j (8,9 Gpi³/j) en 2011 à 407,7 millions m³/j (14,4 Gpi³/j) en 2035. La croissance de la demande au Canada provient en grande partie du secteur des sables bitumineux et de la production d'électricité.

- Le volume net de gaz disponible pour l'exportation atteint un sommet dans le scénario de prix élevé (figure 5.6), alors qu'il progresse de 34 % par rapport à 2011 pour totaliser 186,5 millions m³/j (6,6 Gpi³/j) en 2035. Cela tient à une production supérieure à celle du scénario de référence, mais à une demande légèrement inférieure due à l'effet modérateur provoqué par les prix plus élevés.
- Selon le scénario de prix bas, la production moins élevée entraîne une diminution du volume net de gaz disponible pour l'exportation. En effet, durant la période s'étendant de 2011 à 2035, la production chute de 6 %. Sans l'apport du delta du Mackenzie, les projections d'offre et de demande du scénario de prix bas indiquent que le Canada devient un importateur net de gaz naturel vers 2029.
- Le volume net de gaz disponible pour l'exportation selon le scénario de croissance rapide est très proche de celui du scénario de référence jusqu'au milieu des années 2020, et la production et la demande sont presque identiques dans les deux scénarios. Après 2025 environ, la demande croît plus rapidement que la production, par rapport au scénario de référence, ce qui diminue le volume net de gaz disponible pour l'exportation. En 2035, ce volume atteint 68,3 millions m³/j (2,4 Gpi³/j).
- Selon le scénario de croissance lente, le volume net de gaz disponible pour l'exportation baisse continuellement durant la période de projection, sauf au moment du début de la production du gaz du delta du Mackenzie, en 2030. Le volume net de gaz disponible pour l'exportation tombe à près de zéro en 2035, lorsque la demande excède la production.

FIGURE 5.6

Volume net de gaz naturel canadien disponible pour l'exportation – Tous les scénarios



Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les prix futurs du gaz naturel constituent un élément d'incertitude de première importance dans les projections de la production. Le scénario de référence et les quatre scénarios de sensibilité explorent un large éventail de gaz du prix du gaz naturel pour évaluer l'instabilité possible du prix dans les années à venir. Depuis 2000, les prix moyens annuels du gaz en Amérique du Nord ont connu des fluctuations considérables, doublant de 2003 à 2005 pour chuter ensuite de plus de moitié en 2008 et 2009. Ces fortes variations se répercutent vivement sur l'industrie, aussi bien dans les revenus des producteurs que dans le capital réinvesti dans le secteur.
- Comme cela était mentionné dans le chapitre sur le pétrole brut, des pénuries éventuelles de main-d'œuvre pourraient influencer sur le rythme d'expansion du secteur pétrolier et gazier.
- La croissance marquée et rapide de la production de gaz de schiste aux États-Unis a effacé la baisse constatée des autres sources. Depuis 2009, la hausse générale de la production américaine a contribué à freiner l'augmentation des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. La croissance future de la production de gaz de schiste au sud de la frontière et ses répercussions sur les prix du gaz sur le continent influenceront sur la production canadienne, les revenus des producteurs et la demande de gaz canadien aux États-Unis. Si les États-Unis devaient exporter des quantités importantes de GNL produites là-bas, il s'ensuivrait une réduction de l'offre excédentaire.
- La demande de gaz naturel au Canada et sur le marché international pourrait varier au-delà des paramètres retenus dans la présente analyse. L'augmentation du volume de gaz utilisé pour produire de l'électricité pourrait être plus forte que celle envisagée, soit pour remplacer des centrales au charbon vieillissantes ou pour compenser la production de centrales nucléaires que l'on aurait renoncé à construire. La demande intérieure de gaz naturel pourrait aussi varier suite à des fluctuations de la production ou des changements technologiques liés aux besoins de combustible du secteur des sables bitumineux. Les prix du gaz naturel pourraient aussi se ressentir de tout changement éventuel dans la demande de gaz naturel canadien ou américain.
- L'industrie et de nombreux gouvernements provinciaux et territoriaux se penchent actuellement sur les enjeux qui touchent la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Parmi ces enjeux, on note la quantité d'eau utilisée dans le processus, le maintien de la

séparation entre les fluides de fracturation et l'eau de surface et la composition chimique et l'élimination sécuritaire des fluides de fracturation. La tournure que prendra cette réflexion pourrait dicter le rythme et le niveau de production.

- Parmi les autres incertitudes éventuelles, on relève la mise en valeur de nouvelles sources de gaz naturel comme les gisements schisteux en Alberta, en Colombie-Britannique ou ailleurs au Canada. L'exploitation des hydrates de gaz constitue une autre possibilité à plus long terme.
- Les taux de production initiaux pourraient être plus élevés ou moins élevés que ceux envisagés dans la présente analyse.
- Le présent rapport et l'analyse sous-jacente partent d'une hypothèse simplificatrice selon laquelle l'infrastructure sera suffisante pour livrer le gaz canadien aux marchés intérieurs et aux marchés d'exportation, et les marchés d'exportation pourront absorber la production canadienne de gaz. Toute insuffisance relativement à l'infrastructure ou à la demande du marché pour le gaz canadien réduirait les projections de production future.

PERSPECTIVES POUR LES LIQUIDES DE GAZ NATUREL

Offre et utilisation des liquides de gaz naturel

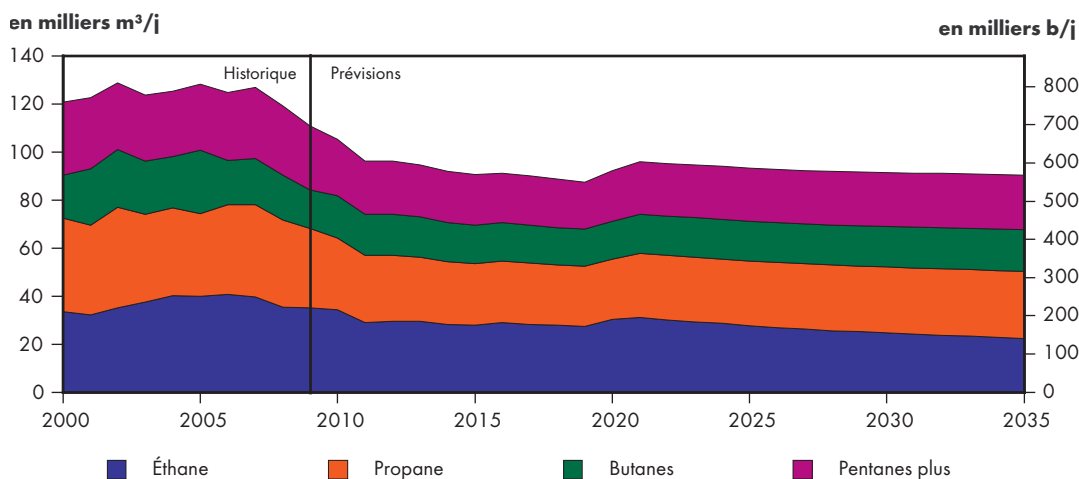
- À la tête du puits, le gaz naturel brut est principalement composé de méthane, mais il renferme aussi divers hydrocarbures plus lourds et quelques contaminants.⁴² Ces hydrocarbures plus lourds – éthane, propane, butanes et pentanes plus –⁴³, sont désignés sous le nom de liquides de gaz naturel ou LGN.
- Au Canada, l'essentiel de la production de LGN provient des usines de traitement du gaz, le reste étant un dérivé du raffinage du pétrole. Les centaines d'usines de champ gazier aménagées dans les régions productrices de gaz de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan produisent la plus grande partie du propane, des butanes et des pentanes plus, ainsi que d'une partie de l'éthane. L'éthane provient surtout des usines de chevauchements et le reste des usines de champ gazier équipées pour faire la séparation de l'éthane. Ces usines sont de vastes installations érigées le long des grands gazoducs, à proximité des centres de consommation ou des points d'exportation, en Alberta et en Colombie-Britannique. Ainsi disposées, elles ont accès à une grande quantité de gaz et peuvent réaliser des économies d'échelle qui compensent l'énorme influx de capitaux que nécessite l'extraction de l'éthane (aussi appelé « extraction de coupes lourdes »).
- La production de LGN dans les raffineries ne représente que 6 % de la production totale. Par contre, elles produisent une proportion plus grande de propane et de butanes, soit environ 11 % et 19 % respectivement. En 2009, les LGN provenant du dégagement gazeux des sables bitumineux ne constituaient que 1 % de la production totale de LGN; cependant, on prévoit que ce pourcentage augmentera dans les années à venir.
- Selon le scénario de référence, la production canadienne totale de LGN diminuera. Celle-ci tient surtout par une chute de la production d'éthane. De façon générale, on prévoit que la production de propane, de butanes et de pentanes plus diminuera à court terme, puis se stabilisera après 2015, pour les raisons exposées ci-dessous (figure 6.1).
- Dans le scénario de référence, l'offre de propane recule à court terme en raison d'une chute de la production de gaz naturel classique ne provenant pas de réservoirs étanches. Une lente reprise s'engage en 2014, avec l'apport en gaz naturel de la formation de Montney et l'accroissement de la capacité de traitement des dégagements gazeux. On prévoit une croissance de la demande intérieure de propane de 0,3 % par année au cours

42 Les contaminants les plus courants sont l'eau, le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène.

43 Les pentanes plus, ou condensats, consistent en un mélange gazeux contenant du pentane et des hydrocarbures plus lourds.

FIGURE 6.1

Production de liquides de gaz naturel – Scénario de référence



de la période à l'étude. Par ailleurs, la quantité de propane disponible pour l'exportation diminue au début de la période examinée, puis se stabilise à partir de 2015.

- La production de butanes dans le scénario de référence imite celle de propane. On prévoit une diminution de celle-ci de 2010 à 2015, après quoi, elle se stabilisera et remontera quelque peu en 2021. La demande de butanes devrait augmenter de 1,7 % par année durant la période de projection, résultat de l'utilisation continue des butanes comme diluants dans la production de sables bitumineux. On constate une faible hausse de la demande de butanes dans les raffineries durant la période puisqu'on ne prévoit aucune augmentation notable du nombre de celles-ci à long terme. Par ailleurs, la percée de l'éthanol dans les stocks d'essence au Canada se poursuit, conséquence des exigences relatives aux biocarburants imposées par le gouvernement. Une demande croissante de butanes combinée à une baisse de l'offre font en sorte que le Canada devient un importateur net de butanes après 2013.
- Selon le scénario de référence, l'offre de pentanes plus diminue au début de la période à l'étude, puis se stabilise à partir de 2020. L'accroissement de la demande de condensat provient principalement de l'augmentation de la production de sables bitumineux. Même si l'on pourrait utiliser une certaine quantité de pétrole brut synthétique pour diluer le bitume dans les années à venir, on prévoit que la demande de diluant de bitume progressera à un rythme moyen de 5,7 % par année au cours de la période étudiée, épuisant les sources d'approvisionnement intérieures. Les importations de condensat affichent une hausse annuelle moyenne de 10 % durant la période pour atteindre 106 millions m³/j (668 millions b/j) à l'horizon 2035 (figure 6.2).
- Selon les scénarios misant sur des prix plus élevés (croissance rapide et prix élevé), la production de propane, de butanes et de pentanes connaît un faible regain après 2021. Quant aux scénarios proposant des prix moins élevés (croissance lente et prix bas), la baisse de l'offre de LGN est légèrement supérieure à celle envisagée dans le scénario de référence.

Offre et demande d'éthane

- La quantité de LGN provenant de la production de gaz naturel, en particulier l'éthane, augmente après 2012 dans le scénario de référence à cause de l'intensification de la

production de la formation de Montney, en Colombie-Britannique, et, dans une moindre mesure, de la zone Deep Basin, en Alberta (figure 6.3). À l'heure actuelle, environ la moitié de la production totale d'éthane provient de gaz brut de l'Ouest canadien. En l'absence d'une augmentation de la capacité d'extraction de l'éthane pour traiter le gaz de réservoirs étanches provenant de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, le pourcentage d'éthane récupéré diminuera.

- Malgré l'augmentation de la disponibilité d'éthane dans le gaz brut envisagée dans le scénario de référence, on prévoit un recul de la production d'éthane (figure 6.3). Cela s'explique par le fait que la croissance de la production de gaz se situe principalement en Colombie-Britannique, où la capacité d'extraction d'éthane est minimale. En Alberta, la

FIGURE 6.2

Offre et demande de pentanes plus – Scénario de référence

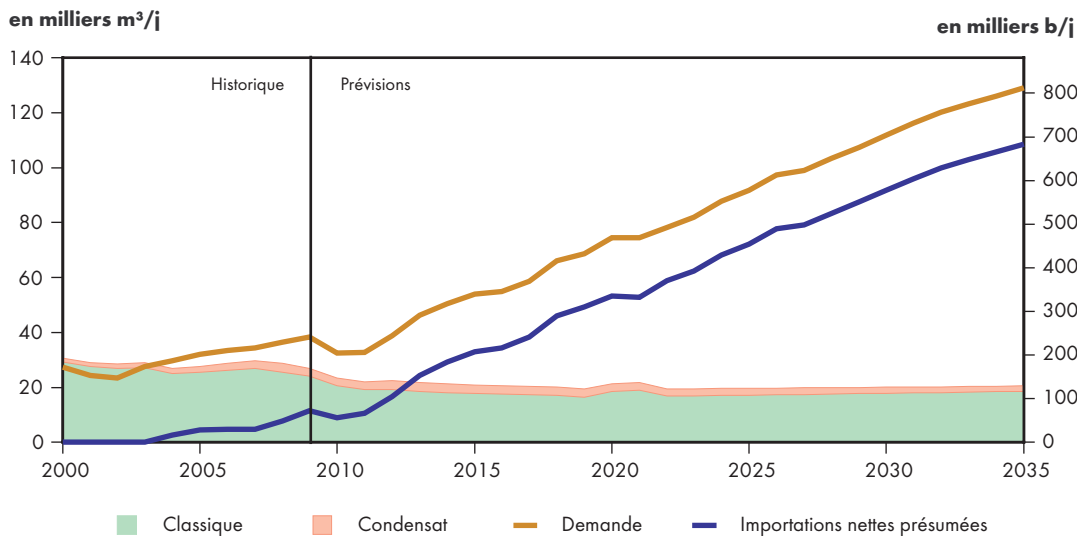
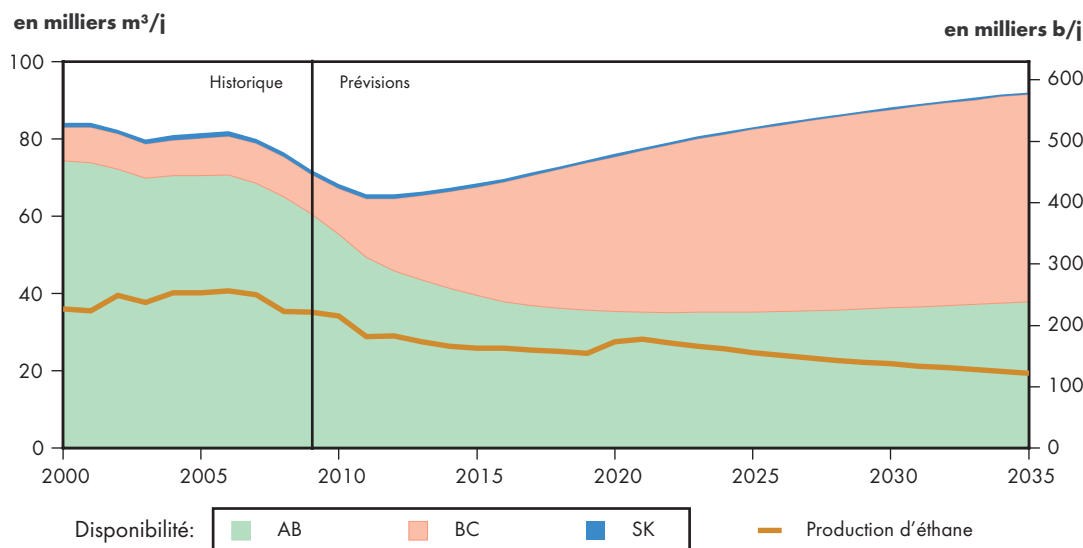


FIGURE 6.3

Disponibilité d'éthane provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien dans la production de gaz brut et d'éthane – Scénario de référence



production de gaz classique ne provenant pas de réservoirs étanches chute, alors que la demande de gaz augmente. Ensemble, ces facteurs contribuent à réduire la quantité de gaz qui parvient aux grandes installations d'extraction d'éthane situées près des limites territoriales de l'Alberta. On prévoit que la quantité de gaz transportée de la Colombie-Britannique vers l'Alberta augmentera, mais cela ne sera pas suffisant pour renverser la tendance à la baisse du gaz disponible pour extraction de l'éthane dans la province. Le gaz produit dans le delta du Mackenzie pourrait accroître la quantité de gaz de l'Ouest canadien disponible aux fins d'extraction de l'éthane pendant quelques années, mais la production d'éthane recommencera à diminuer par la suite.

- Les nombreux projets d'usines de valorisation en Alberta annulés ou revus à la baisse après la récession mondiale de 2009 ont des conséquences négatives sur l'offre de gaz provenant des dégagements gazeux. À court terme, on prévoit commencer l'extraction d'éthane des dégagements gazeux au milieu de 2011, en très petites quantités d'abord – 0,1 milliard m³/j (0,6 milliard b/j) – pour accélérer ensuite la cadence et atteindre une production de 1,78 milliard m³/j (11,2 milliards b/j) à la fin de 2013. Toutefois, une hausse marquée de la capacité de valorisation actuelle et future des usines non équipées pour traiter les dégagements gazeux pourrait aider à accroître la quantité d'éthane ainsi extraite dans les années à venir.
- Le programme d'extraction supplémentaire d'éthane mis en place par le gouvernement de l'Alberta est parvenu à accroître l'approvisionnement d'éthane pour l'industrie pétrochimique de la province. En juillet 2011, deux projets étaient en exploitation.⁴⁴ Cinq autres⁴⁵ sont à l'étude et pourraient augmenter davantage la production d'éthane. On compte aussi plusieurs projets d'importation d'éthane au Canada.⁴⁶
- La demande d'éthane en Alberta est surtout concentrée dans le secteur pétrochimique. Elle est devenue limitée par l'offre en raison de la chute des stocks depuis quelques années sous la capacité de cette industrie. À défaut d'autres sources d'approvisionnement, comme des importations ou une nouvelle offre sur place, on prévoit que la consommation d'éthane continuera de diminuer (figure 6.4).
- Même si l'augmentation de la production de gaz de réservoirs étanches en Colombie-Britannique et en Alberta pourrait offrir une nouvelle source d'approvisionnement en éthane pour l'Ouest canadien, on dispose de peu d'information sur d'éventuels projets du genre. Par conséquent, le scénario de référence ne prévoit pas de nouvelles installations pour l'extraction de l'éthane (extraction de coupes lourdes) au cours de la période à l'étude.

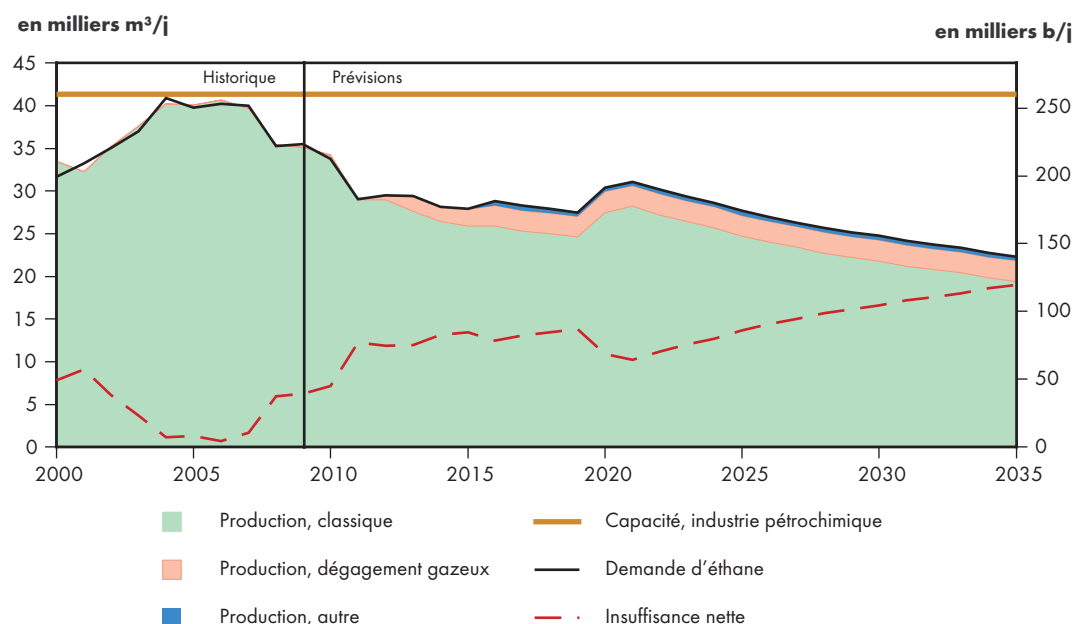
44 Projet d'extraction d'éthane de Rimbey [0,79 milliard m³/j (5 milliards b/j)] et projet d'agrandissement de coupes lourdes Empress V [1,11 milliard m³/j (7,0 milliards b/j)].

45 Projet d'usine de coupes lourdes Musreau [0,9 milliard m³/j (6,0 milliards b/j)], projet de double flux de l'usine Harmattan [1,91 milliard m³/j (12,0 milliards b/j)], projet de récupération de gaz combustible de Scotford [0,19 milliard m³/j (1,2 milliard b/j)], projet d'alimentation de Hidden Lake [0,40 milliard m³/j (2,5 milliards b/j)] et projet d'extraction d'éthane des dégagements gazeux de Williams (1,59 milliard m³/j (10,0 milliards b/j)).

46 Dans l'Est du Canada, quatre propositions à des stades d'élaboration divers prévoient le transport à Sarnia de l'éthane produite dans la zone schisteuse Marcellus. On prévoit que des importations totalisant 7,15 milliards m³/j (45 milliards b/j) d'éthane pourraient commencer d'ici 2014. Le volume pourrait même atteindre 9,53 milliards m³/j (60 milliards b/j) sous réserve de la conclusion d'ententes commerciales et de l'approbation des autorités de réglementation. Dans l'Ouest canadien, l'Office examine actuellement un projet de pipeline d'importation d'éthane (Vantage). Ce projet vise la construction d'un pipeline qui permettrait d'importer de l'éthane de la zone pétrolière de Bakken, au Dakota du Nord, jusqu'en Alberta. Si l'autorisation au titre de la réglementation est accordée, le pipeline pourrait transporter 4,77 milliards m³/j (30 milliards b/j) d'éthane d'ici la fin de 2012, et la capacité pourrait être portée à 9,53 milliards m³/j (45 milliards b/j) d'ici 2017.

FIGURE 6.4

Bilan de l'offre et de la demande d'éthane – Scénario de référence



Principales incertitudes liées aux perspectives

- Des projets visant à importer de l'éthane au Canada sont actuellement à l'étude. Étant donné qu'aucune décision au titre de la réglementation n'a été rendue à leur sujet, ils n'ont pas été pris en compte dans la projection. S'ils sont approuvés et réalisés, ils seront inclus dans les projections futures.
- Les LGN sont un produit dérivé de la production du gaz naturel, et leur offre est sensible à toutes les incertitudes qui touchent la disponibilité de celui-ci. Puisque la teneur en LGN varie d'une formation à une autre, la production de gaz naturel provenant de ces sources se répercute sur l'offre future de LGN.
- Dans l'éventualité où de nouvelles installations de coupes lourdes permettant d'extraire l'éthane du gaz disponible en plus grande quantité grâce aux réservoirs étanches de la région de Montney en Colombie-Britannique, l'offre totale de LGN pourrait être supérieure à celle projetée.
- Une importante capacité de valorisation actuelle et future n'a pas encore été incorporée dans le traitement des dégagements gazeux. Si cette situation devait changer, l'approvisionnement d'éthane tiré de cette source non classique pourrait être plus élevé.

PERSPECTIVES DE L'OFFRE D'ÉLECTRICITÉ

Capacité et production

- La composition des sources d'approvisionnement en électricité varie grandement selon les provinces et les territoires. Les projections relatives à l'offre d'électricité sont en lien avec les projections touchant la demande (chapitre 3) et sont tributaires des projets concernant le réseau électrique de la province ou du service public. Contrairement au pétrole et au gaz, la technologie n'est pas assez avancée pour permettre de stocker économiquement l'électricité produite en grande quantité. Par conséquent, il est nécessaire de produire et de transporter la quantité d'électricité dont on a besoin pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande.
- On prévoit que la capacité totale de production augmentera de 27 % au cours de la période à l'étude; les augmentations les plus marquées proviendront des centrales alimentées au gaz naturel et des sources d'énergie renouvelable. Deux facteurs sont à l'origine de cette croissance de la production. En premier lieu, à mesure que les installations de production vieillissent, leur remplacement s'impose pour des motifs de fiabilité et des raisons économiques ou environnementales. En second lieu, de nouvelles installations devront être construites pour satisfaire la demande croissante et conserver une marge de manœuvre suffisante.
- On prévoit que la puissance installée totale passera de 133 GW en 2010 à 170 GW à l'horizon 2035 (figure 7.1). Les ajouts bruts à la nouvelle puissance totaliseront 55 GW. De ce chiffre, 19 GW serviront au remplacement d'installations existantes et 36 GW permettront de satisfaire la hausse de la demande et les marchés d'exportation. On observe une augmentation de la puissance dans toutes les provinces et tous les territoires, mais elle sera davantage marquée au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et en Alberta.
- La production d'électricité au Canada augmente en moyenne de 1,0 % par année durant la période à l'étude, mais plus rapidement de 2010 à 2020 (figure 7.2). Les principales sources de production de la charge de base varient selon les provinces durant la période étudiée. Au Québec, en Colombie-Britannique et au Manitoba, on prévoit que l'hydroélectricité demeurera la source prédominante. En Saskatchewan, les centrales au charbon continuent de fournir le plus gros de l'électricité, mais on assiste à une intensification de la mise en œuvre de la technologie de capture et stockage de carbone (technologie CSC) pendant la période. L'Alberta passe graduellement du charbon au gaz naturel pour produire la charge de base d'électricité dont elle a besoin. L'énergie nucléaire continue de jouer un rôle de premier plan dans la production de la charge de base au Nouveau-Brunswick et en Ontario, en plus de fournir un apport secondaire au Québec. Selon les prévisions, la réalisation du projet hydroélectrique du Bas-Churchill, au Labrador, et l'élargissement du réseau de transport qui en découle au Canada atlantique contribuent à réduire la production d'électricité à partir de combustibles fossiles en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-

FIGURE 7.1

Capacité de production d'électricité – Scénario de référence

en GW

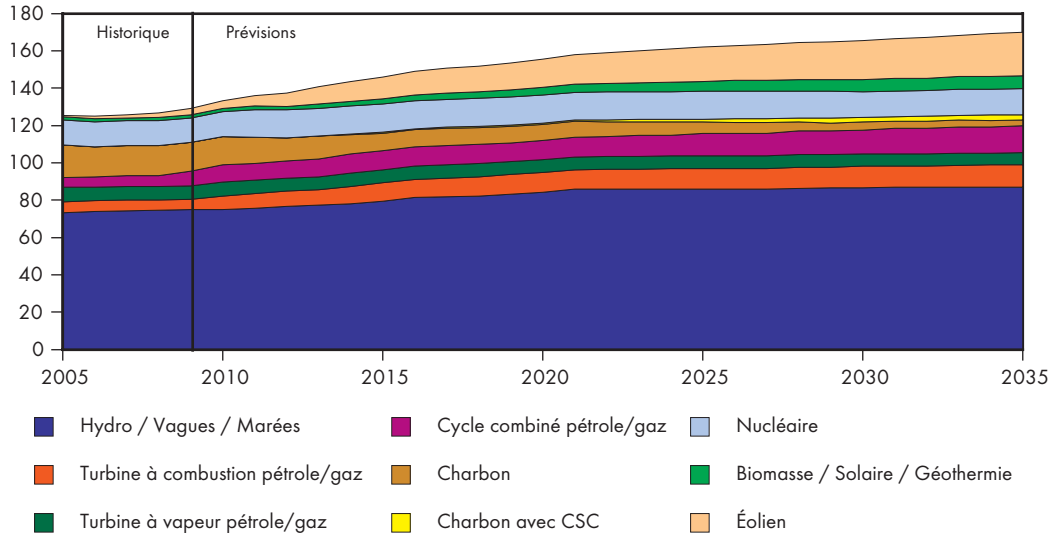
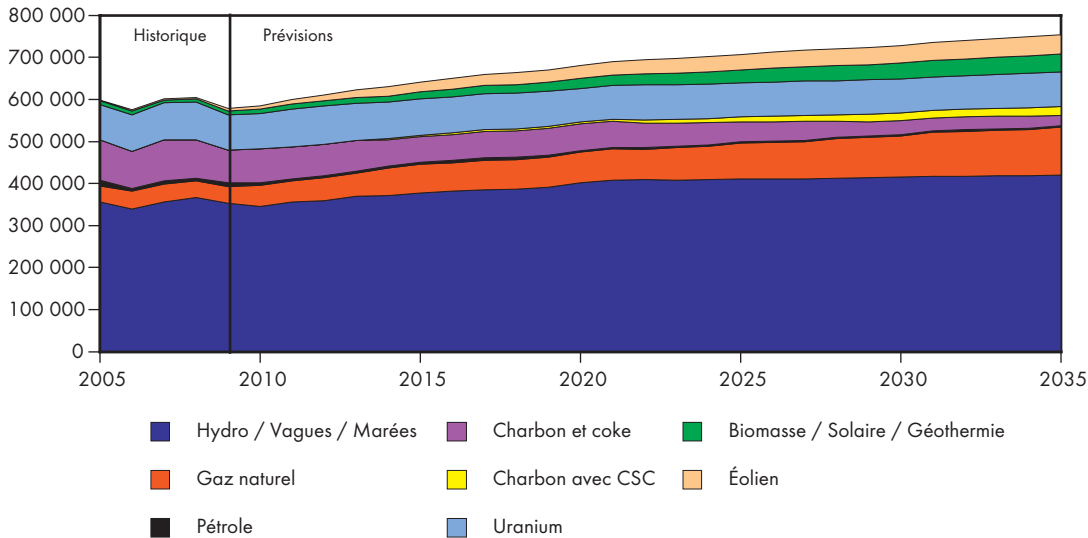


FIGURE 7.2

Production d'électricité par combustible – Scénario de référence

en GWh



Brunswick. Durant la période à l'étude, la production d'électricité visant à suffire à la demande durant les périodes de pointe repose en grande partie sur des centrales au gaz naturel et, dans les régions éloignées plus particulièrement, des centrales au mazout.

- Les changements envisagés dans le portefeuille de production d'électricité (figure 7.3) sont le résultat des efforts déployés par les gouvernements et l'industrie pour réduire les émissions de GES liées à l'énergie et prennent en considération les stratégies énergétiques des provinces, les projets de construction des services publics et la rentabilité relative des options disponibles pour la production d'électricité. L'offre d'électricité au Canada devient de plus en plus propre à mesure que la période à l'étude avance, puisque la proportion de

l'électricité provenant de sources qui ne produisent pas de CO₂ (comme l'énergie nucléaire, les sources d'énergie renouvelable et les centrales utilisant la technologie CSC) passe de 76 % en 2010 à 79 % en 2035. En ce qui a trait à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, sa part augmente de 62 % en 2010 à 68 % en 2035.

- Les quatre scénarios de sensibilité reposent sur les mêmes politiques environnementales et les mêmes déterminants technologiques que le scénario de référence. On peut donc conclure qu'à court et à moyen terme, la puissance installée est la même dans tous les cas. Au cours de la période analysée, la production totale et le flux d'électricité qui circule sur les réseaux diffèrent d'un scénario à un autre en fonction des écarts dans la demande (figure 7.4).

FIGURE 7.3

Portefeuille canadien de production d'électricité en 2010 et en 2035 – Scénario de référence

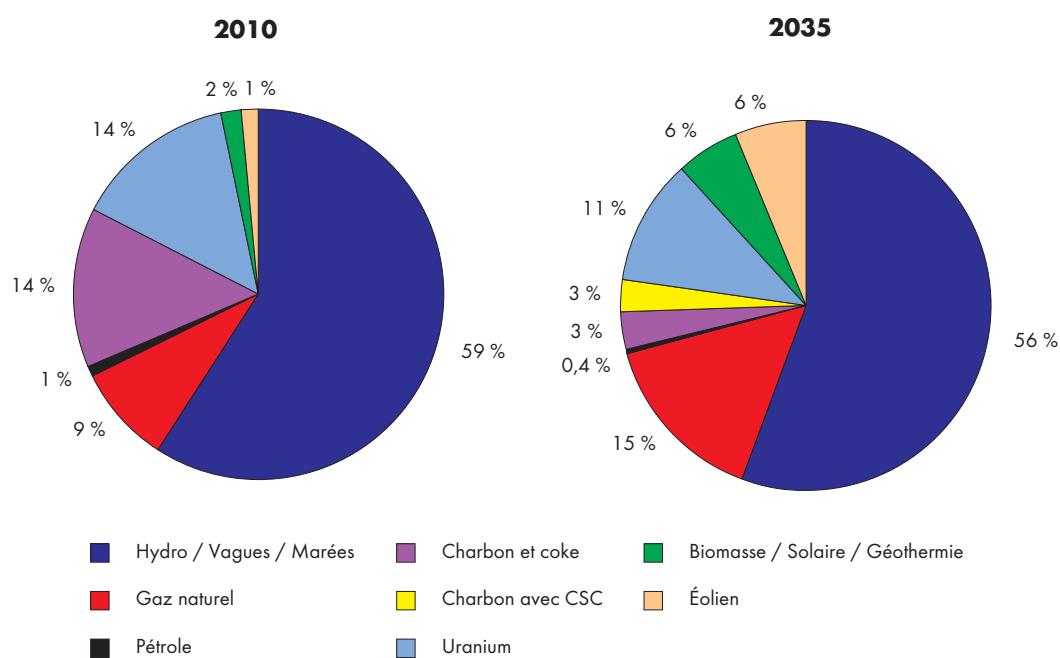
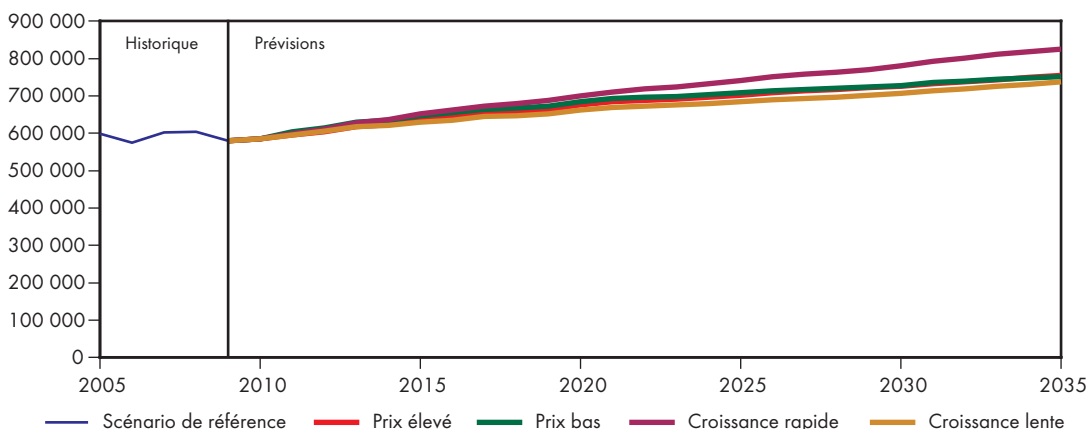


FIGURE 7.4

Production d'électricité au Canada – Tous les scénarios en GWh



-
- Après l'an 2020, la puissance installée varie à mesure que les écarts dans la demande sont plus marqués. Cela s'applique plus particulièrement au scénario de croissance rapide, dans lequel la demande d'électricité est plus de 15 % supérieure à celle du scénario de référence en 2035. Le scénario de croissance rapide prévoit une capacité accrue de la production d'électricité à partir du gaz naturel, de l'hydroélectricité et d'autres sources d'énergie renouvelable pour satisfaire à la demande plus élevée.

Hydroélectricité

- Le Canada est un chef de file mondial en matière de production d'hydroélectricité. Cette forme d'énergie demeurera une source d'approvisionnement en électricité dominante durant la période à l'étude. Il s'agit d'une source flexible et économique fournissant la charge de base sans émissions de CO₂ et contribuant à maintenir des prix concurrentiels et stables.⁴⁷
- En tenant compte des projets envisagés par les services publics provinciaux, le scénario de référence prévoit une augmentation appréciable de la puissance hydroélectrique. La capacité hydroélectrique, incluant les petites centrales, passe de 75 GW en 2010 à 87 GW en 2035. Cette augmentation prend en considération beaucoup de grands projets actuellement en construction et des projets envisagés comme celui de Muskrat Falls (824 MW) au Labrador, de la Romaine (1 550 MW) et d'Eastmain1-A/ Sarcelles (918 MW) au Québec, de Keeyask (630 MW) au Manitoba et du site C à Peace River (900 MW) en Colombie-Britannique.
- Si l'on inclut les projets de construction hydroélectriques, la production annuelle de cette forme d'énergie augmente de 346 TWh en 2010 à 420 TWh à la fin de la période analysée. En raison de la croissance plus rapide d'autres types de production, notamment l'énergie éolienne et la production à partir de centrales au gaz naturel, la part de l'hydroélectricité diminue, passant de 59 % de la production totale en 2010 à 56 % en 2035.

Énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité

- Outre ses ressources hydroélectriques abondantes, le Canada possède des ressources renouvelables considérables sous forme d'énergie éolienne, solaire, marémotrice et holomotrice et de biomasse. Ces technologies ont beaucoup évolué depuis quelques années, en dépit des défis se rattachant à la disponibilité et aux coûts. Les politiques et les mesures incitatives, comme le tarif de rachat garanti de l'Ontario, ont contribué à cette croissance.
- L'énergie éolienne a connu une forte croissance depuis quelques années. Au cours de la période à l'étude, elle représente la forme d'énergie renouvelable non hydroélectrique dont l'apport est le plus senti. La vaste capacité de stockage des installations hydroélectriques au Canada facilite le développement de l'énergie éolienne, car l'hydroélectricité peut alors être utilisée comme source d'énergie d'appoint lorsque la puissance éolienne intermittente n'est pas disponible.
- La puissance éolienne installée totale quintuple durant la période analysée, pour atteindre 23 GW en 2035. Les ajouts les plus importants proviennent du Québec, de l'Ontario et

⁴⁷ L'hydroélectricité est flexible en ce que l'énergie produite par les centrales peut être rapidement modulée en fonction des variations de la demande. On désigne souvent cette particularité de l'hydroélectricité comme le fonctionnement en suivi de charge. L'hydroélectricité peut contribuer à maintenir la stabilité des prix, parce qu'elle n'est pas soumise à la volatilité des prix des combustibles.

de l'Alberta. La part de la production d'énergie éolienne triple, passant de moins de 2 % de la production totale à 6 % de celle-ci en 2035. On prévoit que la puissance combinée totale de la biomasse, de l'énergie solaire et de l'énergie géothermique augmentera également, grâce à des ajouts de puissance nets de plus de 5 400 MW durant la période à l'étude. Cette croissance portera à près de 6 % la part de la production totale de ces formes d'énergie à l'horizon 2035.

Énergie nucléaire

- À l'heure actuelle, l'énergie nucléaire fournit 14 % de la production totale d'électricité au Canada.⁴⁸ Elle joue un rôle particulièrement important en Ontario, où elle représente 50 % de la production d'électricité en 2010. Si l'on exclut l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire est actuellement la seule option pouvant fournir la charge de base d'électricité sans émissions de CO₂ à des prix qui sont concurrentiels avec les autres options de production, à condition de bien gérer les coûts de construction.
- On prévoit que la production annuelle d'électricité grâce à l'énergie nucléaire augmentera légèrement au cours de l'ensemble de la période, passant de 82 TWh en 2010 à 83 TWh en 2035. En raison de la croissance des autres types de production, comme l'énergie éolienne et la production des centrales au gaz naturel, la part du nucléaire dans la production totale diminue à 11 % en 2035, comparativement à 14 % en 2010.
- Ces projections prennent en considération la production de la centrale nucléaire de Point-Lepreau au Nouveau-Brunswick, qui doit être remise en service en 2012, et la remise à neuf de la centrale nucléaire Gentilly-2 au Québec. En Ontario, on projette de mettre en service deux nouveaux réacteurs de 1 000 MW – le premier en 2021 et le second en 2023 –, en plus des remises à neuf en cours et planifiées.

Centrales 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 les diverses initiatives mises en place par les gouvernements et l'industrie pour réduire les GES, notamment une réglementation plus stricte des émissions de GES par les grands pollueurs industriels comme les centrales thermiques au charbon et l'abandon progressif mais complet des installations de ce type en Ontario. On prévoit que le gaz naturel remplacera une partie de ces centrales.
- Avant la fin de 2014, les dernières centrales au charbon en Ontario, dont la puissance dépasse 4 000 MW, auront été mises au rancart. D'autres centrales seront mises hors service en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. À l'échelle canadienne, des centrales au charbon d'une capacité totalisant plus de 9 000 MW cesseront de fonctionner entre 2010 et 2035, soit environ les deux-tiers de la capacité totale de production des centrales du genre en 2010.
- On prévoit que la production d'électricité à partir du charbon chutera de 78 TWh en 2010 à 41 TWh à l'horizon 2035. En conséquence, la part de la production d'électricité provenant de centrales n'utilisant pas la technologie CSC diminuera de 14 % en 2010 à 3 % en 2035.

⁴⁸ Selon les statistiques de l'Agence internationale de l'énergie, cette proportion est identique à celle enregistrée à l'échelle mondiale.

-
- D'ici 2035, la capacité de production des centrales en Alberta et en Saskatchewan où on a adopté la technologie CSC s'élèvera à près de 3 000 MW. Cette croissance survient surtout après 2020, alors que l'on abandonne des centrales au charbon ou que l'on modernise des centrales existantes.

Centrales au gaz naturel

- Nombreuses sont les raisons justifiant une utilisation accrue du gaz naturel dans la production d'électricité au Canada. En voici quelques-unes : les émissions de GES des centrales au gaz naturel sont moins élevées que celles des centrales alimentées au charbon; il faut moins de temps pour construire les centrales au gaz et pour obtenir les approbations des autorités; les investissements exigés pour les centrales au gaz sont moins élevés que dans le cas des centrales au charbon ou nucléaires; elles peuvent être construites en plusieurs phases pour répondre à des besoins grandissants de charge; le Canada possède une infrastructure bien établie pour assurer l'approvisionnement de gaz naturel. En outre, le bas prix du gaz naturel ces dernières années rend ce type de centrale encore plus intéressant.
- Selon le scénario de référence, la capacité totale de production d'électricité des centrales alimentées au gaz augmente de 18 GW en 2010 à 28 GW 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 les efforts soutenus visant à remplacer les centrales alimentées au charbon par des installations au gaz.
- La production annuelle d'électricité dans les centrales au gaz passe de 50 TWh en 2010 à 114 TWh en 2035, une augmentation de plus double au cours de la période à l'étude. En ce qui a trait à la production d'électricité à partir du gaz, sa part passe de 9 % en 2010 à 15 % en 2035.

Centrales au mazout

- À l'heure actuelle, les centrales électriques au mazout fournissent 4 % de la puissance installée totale au Canada. On a recours à ces centrales pour produire de l'électricité durant les périodes de pointe ainsi que dans les régions où les options sont limitées comme le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut.
- Selon le scénario de référence, la capacité totale de production d'électricité des centrales au mazout diminue au cours de la période à l'étude, passant de 5 519 MW en 2010 à 4 282 MW en 2035. Cette baisse s'explique par l'abandon des centrales vieillissantes, qui cèdent généralement la place à des centrales utilisant des formes d'énergie renouvelable ou des centrales au gaz naturel quand c'est possible.
- Étant donné la faible utilisation des centrales au mazout – elles représentent environ 1 % de la production totale –, on prévoit qu'elles continueront à ne fournir qu'un très faible pourcentage de la production totale durant l'ensemble de la période analysée.

Exportations, importations et transferts interprovinciaux

- Le Canada est un exportateur net d'électricité. Ces exportations proviennent surtout des provinces riches en hydroélectricité et représentent généralement moins de 10 % de la production totale. La quantité d'électricité exportée chaque année dépend en grande partie des conditions d'hydraulicité et de l'équilibre entre l'offre et la demande à l'échelle locale. De 2005 à 2010, les exportations annuelles se sont maintenues entre 43 TWh à 56 TWh.

Pendant la même période, les importations d'électricité au Canada ont varié de 17 TWh à 24 TWh. La plus grande partie des importations se produit après les heures de forte consommation, quand les prix sur les marchés avoisinants sont bas.

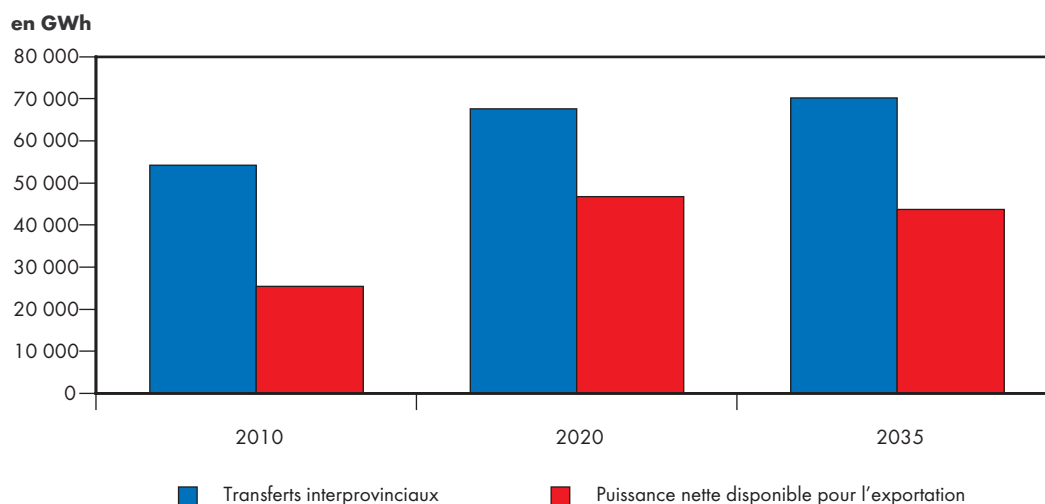
- Le scénario de référence suppose que le surplus d'électricité disponible à des fins d'exportation pourrait augmenter considérablement. Cela s'explique par l'excédant prévu et croissant d'énergie propre à prix concurrentiel provenant des provinces qui produisent principalement de l'hydroélectricité. À l'horizon 2035, la quantité nette d'électricité disponible pour l'exportation atteint 44 TWh annuellement, comparativement à 25 TWh en 2010 (figure 7.5).
- On prévoit une augmentation des transferts interprovinciaux d'électricité, de 54 TWh en 2010 à 70 TWh en 2035. Une partie de cette hausse provient des nouvelles installations hydroélectriques du Bas-Churchill, au Labrador, qui devraient entrer en service en 2019. L'électricité qui ne sera pas utilisé par Terre-Neuve-et-Labrador traversera les autres provinces de l'Atlantique, où la Nouvelle-Écosse en utilisera une partie, et le reste sera exportée.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- Les projections relatives à l'offre d'électricité sont liées à la demande. Pour cette raison, les facteurs qui influent sur cette dernière agissent directement sur l'offre. Les percées technologiques, l'adoption de nouvelles politiques et les perspectives changeantes relativement à l'offre et aux prix des combustibles peuvent dicter le choix des formes de production et le portefeuille énergétique dans les années à venir. Dans certains cas, l'acceptation sur le plan social et par les collectivités locales des projets d'infrastructure électrique constitue aussi un facteur important.
- La rentabilité relative des nouveaux projets de centrales est dictée par les prix des combustibles et l'ensemble des coûts en capital. Ces composantes varient en fonction du type de technologie envisagé. On considère généralement que le coût du combustible dans le cas des énergies renouvelables est nul et que la production de l'électricité à partir des combustibles fossiles comporte généralement un coût du combustible supérieur à celui des

FIGURE 7.5

Quantité nette d'électricité disponible pour l'exportation et transferts interprovinciaux – Scénario de référence



centrales nucléaires. L'incertitude relativement aux coûts des combustibles utilisés pour produire de l'électricité influe sur le type de technologies et les projets qui sont retenus et, par le fait même, sur la composition de l'approvisionnement électrique futur.

- À l'heure actuelle, les coûts des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire, sont plus élevés que ceux des sources classiques. Cependant, sur certains marchés, on encourage financièrement leur déploiement au moyen de mesures incitatives comme les tarifs de rachat garanti. La fiabilité constitue également un enjeu, les interrogations portant sur la quantité d'électricité produite par des formes variées d'énergie renouvelable qui peut être intégrée au réseau électrique. 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 réglementation et les politiques gouvernementales se répercutant sur les investissements et les activités des centrales sont en constante évolution. Elles pourraient avoir des répercussions sur les perspectives.

PERSPECTIVES DE L'OFFRE DE CHARBON

- Le charbon, qui représente actuellement plus de 40 % de la production d'électricité, est la principale source d'énergie dans le monde. Selon les projections de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Energy Information Administration, la part du charbon se situe entre 32 % et 43 % à l'horizon 2035. Le pourcentage qui se trouve au haut de la fourchette repose sur l'hypothèse que les politiques pertinentes demeureront inchangées. À l'opposé, au bas de la fourchette, on suppose que de nouvelles politiques limiteront les émissions produites par les divers secteurs industriels, dont celui de la production d'électricité. Les préoccupations relativement aux répercussions de la combustion de charbon sur la qualité de l'air et à la capacité d'atteindre les cibles d'émissions de GES créent de l'incertitude dans les perspectives de consommation de charbon. À l'opposé, on constate un intérêt renouvelé dans le développement économique efficace, car le charbon demeure l'une des sources d'énergie primaires les moins chères.
- Ce phénomène s'explique par son abondance et sa vaste distribution à l'échelle mondiale. Selon l'AIE, les réserves mondiales récupérables prouvées totalisent 935 milliards de tonnes, réparties dans 70 pays. Aux taux actuels de production, il faudrait environ 150 ans pour épuiser la ressource. Les réserves canadiennes prouvées et récupérables de charbon s'élèvent à environ 6,6 milliards de tonnes et peuvent durer encore cent ans au taux actuel de production.⁴⁹
- Les deux-tiers de la consommation de charbon (principalement du charbon thermique) servent à la production d'électricité, l'autre tiers étant utilisé par l'industrie sidérurgique (charbon métallurgique). Selon le scénario de « nouvelles politiques » de l'AIE,⁵⁰ la demande mondiale de charbon augmente d'environ 0,6 % par année jusqu'à 2035, le secteur de l'énergie et le secteur industriel continuant d'occuper sensiblement la même part. La presque totalité de la croissance de la demande de charbon provient des économies en développement comme la Chine et l'Inde. Dans les pays de l'OCDE, on prévoit que la demande de charbon diminuera en termes absolus.
- Au Canada, la demande de charbon thermique représente environ 88 % de la consommation de cette matière, et la part du lion revient à la production d'électricité (figure 8.1). De plus, au cours de la période à l'étude, la baisse de la demande de charbon thermique est nettement supérieure à la croissance de la demande de l'industrie sidérurgique et des autres secteurs industriels. Environ 80 % des exportations de charbon sont constitués de charbon métallurgique de qualité supérieure. Elles se font en majorité des ports de la côte Ouest et sont destinées au Japon et à l'Asie du Sud-Est. Une quantité

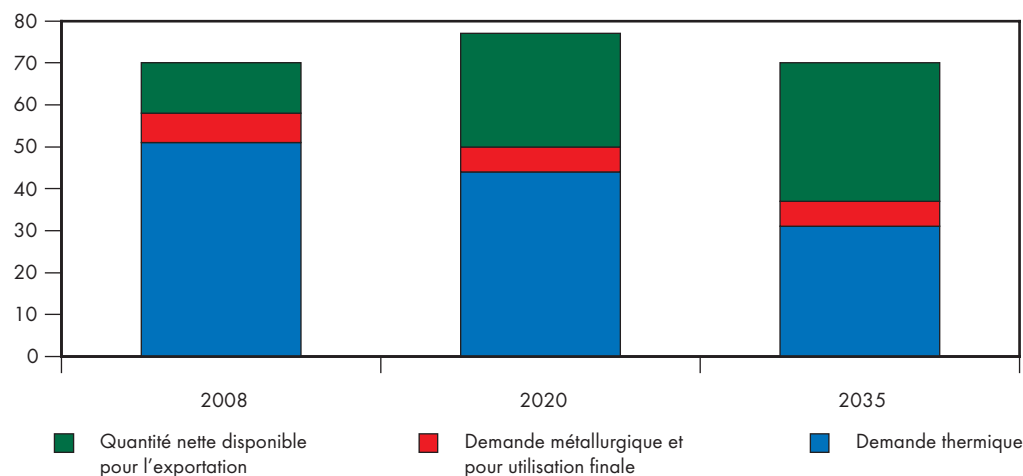
49 Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada (AMC) – 2009*. Disponible à l'adresse <http://www.rncan.gc.ca/mineraux-metiaux/industrie-marches/annuaire-mineraux-canada/revue-2009/3389>

50 Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2010*, Novembre 2010. Disponible à l'adresse <http://www.iea.org/weo/index.asp>

FIGURE 8.1

Production canadienne de charbon et utilisation – Scénario de référence

en Mt



moins est expédiée aux États-Unis, en Amérique centrale et en Europe. En Ontario et au Canada atlantique, on importe les deux types.

- L'un des facteurs principaux de la diminution de la demande intérieure de charbon et des importations réside dans l'abandon progressif des centrales au charbon en Ontario d'ici 2015. En raison principalement de cette initiative, les importations de charbon au Canada chutent de 20,5 mégatonnes (Mt) en 2008 à 7,2 Mt en 2015 après quoi la baisse est plus modérée. Une partie de la baisse est attribuable aux autres provinces qui mettent au rancart des centrales, aux améliorations résultant de la modernisation de certaines unités et à l'entrée en service de nouvelles. En Alberta et en Saskatchewan, la demande de charbon atteint un sommet en 2019 et 2023 respectivement. On prévoit que les besoins de l'industrie sidérurgique augmenteront, sans toutefois revenir aux seuils enregistrés avant 2009. Dans l'ensemble, la demande intérieure diminue, pour passer de 58,4 Mt en 2008 à 37,2 Mt en 2035.
- La majeure partie des ressources de charbon au Canada se trouve dans l'Ouest. La production dans cette région augmente à un rythme accéléré de 2012 à 2016 en raison des nombreux projets mineurs qui entrent en production. Dans la plupart des cas, on projette de produire du charbon métallurgique aux fins d'exportation, ce qui fera monter les exportations de 26,5 Mt en 2008 à 40,3 Mt en 2016. Dans l'Est, on relève une modeste production de charbon au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Toutefois, 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 de production de charbon dans cette région avant 2014, lorsqu'une nouvelle mine de charbon métallurgique (aux fins d'exportation) ouvrira en Nouvelle-Écosse. Contrairement à la demande intérieure et aux importations de charbon qui sont en baisse, on prévoit une augmentation de la production totale au Canada, de 67,8 Mt en 2008 à 94,7 Mt en 2035. Au cours de cette période, la quantité nette de charbon disponible pour l'exportation progressera à un taux moyen de 6,7 % par année selon le scénario de référence.
- Par rapport au scénario de référence, on note une légère hausse et baisse de la demande de charbon pour les scénarios de prix haut et de prix bas, respectivement. Cela s'explique par l'augmentation de l'utilisation de gaz naturel (et une diminution du charbon) pour la production d'électricité quand les prix du gaz sont bas. En 2035, la production de charbon

atteint 94,8 Mt selon le scénario de prix élevé et 94,5 Mt selon le scénario de prix bas. Pour ce qui est des scénarios de croissance rapide et de croissance lente, la variation par rapport au scénario de référence est plus forte en raison des changements dans la demande de l'industrie sidérurgique. Selon le scénario de croissance rapide, la production totale atteint 95,8 Mt, alors qu'elle se situe à 93,9 Mt selon le scénario de croissance lente.

Principales incertitudes liées aux perspectives

- L'hypothèse relative à l'abandon de centrales au charbon constitue une incertitude dans la projection de la demande de charbon. En se fondant sur les mesures réglementaires prévues,⁵¹ l'industrie multiplie les projets de remplacement du charbon dans la production d'électricité. Les projections de capacité de production d'électricité en tiennent compte, car des centrales au charbon existantes sont abandonnées et remplacées par des options plus propres, entre autres des centrales au gaz naturel et des centrales utilisant la technologie CSC.
- On prévoit que l'augmentation des exportations de charbon neutralisera la baisse de la demande intérieure; cependant, il est possible que ces marchés d'exportation optent pour d'autres sources d'énergie et comptent moins sur le charbon obtenu auprès de pays exportateurs comme le Canada.

51 Le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon* proposé aux fins de consultation publique a été rendu public en août 2011. Disponible à l'adresse <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2011/2011-08-27/html/reg1-fra.html>

CONCLUSIONS

- Le présent rapport, intitulé *L'avenir énergétique du Canada : projections de l'offre et de la demande énergétiques jusqu'en 2035* propose un regard sur l'offre et la demande énergétiques au Canada jusqu'en 2035. Fondées sur l'information, les tendances, les politiques et les technologies actuellement disponibles, les projections présentent un aperçu de ce que sera le système énergétique canadien au cours des 25 prochaines années. Pendant cette période, de nouvelles informations seront disponibles, les tendances et les politiques évolueront et la technologie se perfectionnera, rendant caduques certaines hypothèses posées dans le présent rapport. Les lecteurs sont invités à considérer ces projections comme le point de départ d'une discussion sur l'avenir énergétique du Canada, et non une prédiction des événements à venir.
- Le scénario de référence mène à trois grandes conclusions :

- **L'approvisionnement en énergie continue d'augmenter pour atteindre des niveaux records**

Soutenue par l'arrivée de moyens nouveaux et innovateurs de produire de l'énergie, l'offre énergétique au Canada atteint de nouveaux sommets. La production de pétrole double à l'horizon 2035, et les sables bitumineux fournissent la majeure partie de cette augmentation. La tendance à la baisse passée dans l'exploitation du gaz naturel s'inverse à partir de 2016, entraînée par l'extraction du gaz de réservoirs étanches et du gaz de schiste qui pousse la production vers des niveaux records à la fin de la période analysée. La production d'électricité augmente lentement, et les énergies renouvelables comme l'éolien, l'hydroélectricité et la biomasse s'imposent parmi les diverses sources énergétiques.

- **La demande d'énergie croît à un rythme plus lent que par le passé**

Le ralentissement de la croissance démographique et économique, les prix plus élevés de l'énergie et la mise en œuvre de meilleurs programmes d'efficacité et d'économie d'énergie sont autant de facteurs qui contribuent à ralentir la demande dans les secteurs résidentiel et commercial et dans le secteur des transports. Dans le secteur industriel, la production soutenue de pétrole et de gaz, combinée à une solide croissance économique dans de nombreuses industries grandes consommatrices d'énergie, se traduit par une croissance de la demande qui surpasse le rythme des années passées.

- **L'offre et la demande se répercuteront sur le commerce et l'infrastructure**

L'offre record et le ralentissement de la croissance occasionnent un surplus d'énergie disponible pour l'exportation. La quantité de pétrole et d'électricité disponible pour l'exportation augmente énormément, alors que la disponibilité nette de gaz naturel diminue progressivement pour se stabiliser autour de 2020.

-
- En plus du scénario de référence, le présent rapport renferme quatre scénarios de sensibilité désignés « prix bas », « prix élevé », « croissance rapide » et « croissance lente ». Ces scénarios offrent une vision plus large et tiennent compte de l'incertitude qui se rattache aux prix de l'énergie et à la croissance économique. Les scénarios de prix bas et de prix élevé font ressortir le rôle du Canada comme grand producteur et grand consommateur d'énergie. Les scénarios de croissance rapide et de croissance lente illustrent à quel point l'économie et la demande énergétique sont étroitement liées.

Enfin, selon les projections, les Canadiens et Canadiennes peuvent s'attendre à ce que les marchés de l'énergie continuent de bien fonctionner. L'approvisionnement de pétrole, de gaz naturel et d'électricité demeure supérieur aux besoins de la population canadienne dans un avenir prévisible.

Actifs patrimoniaux	Équipement et installations de production (ou de transport) existant construits il y a longtemps et dont les coûts ont été amortis en grande partie.
Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.
Bassin de résidus	Structure faite dans la terre et conçue pour stocker les eaux usées ou la boue, appelées résidus, provenant des processus d'extraction et de séparation afin de permettre la décantation des solides de l'eau. L'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux et les processus de séparation avec de l'eau chaude produisent des résidus qui forment un mélange d'eau, d'argile, de sable et de bitume résiduel.
Biodiesel	Carburant diesel de remplacement pouvant être extrait de l'huile végétale ou de l'huile de cuisson recyclée.
Biomasse	Matières organiques (p. ex., bois, chaume, déchets solides de municipalités, déchets de bois ou lessive de cuisson des usines de pâte à papier) traitées en vue de la production d'électricité.
Bitume ou bitume brut	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est habituellement pas récupérable dans un puits à une échelle commerciale parce que trop visqueux pour s'écouler.
Butane	Gaz d'hydrocarbures légers constitué de quatre atomes de carbone et de dix atomes d'hydrogène formant une chaîne moléculaire linéaire ou ramifiée, obtenu par le traitement du gaz naturel et le raffinage du pétrole. Le butane peut être facilement stocké sous forme de liquide en vue du transport. Les butanes sont principalement utilisés dans la fabrication de l'essence, dans les produits pétrochimiques et comme combustible (briquets, cuisson et camping).
Capacité (électricité)	Quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer un appareil, habituellement exprimée en mégawatts.
Capture et stockage de carbone (CSC) ou captage et séquestration de carbone	Processus visant à capturer (et à stocker) le dioxyde de carbone pour éviter qu'il soit rejeté dans l'atmosphère et pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le dioxyde de carbone 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 utilisée 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 utilisé à des fins 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 générée 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 combustibles à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole brut.
Condensat	Mélange liquide de faible densité constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte ou encore à l'entrée d'une usine de traitement du gaz naturel avant le traitement du gaz.
Coût de l'offre	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 coûts d'exploitation, les impôts, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Dégagements gazeux des sables bitumineux	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 d'énergie secondaire	Voir Demande pour utilisation finale.
Demande de pointe	Charge maximale consommée ou produite au cours d'une période donnée.
Demande pour utilisation finale	Énergie utilisée par les consommateurs à des fins résidentielles, commerciales ou industrielles et pour le transport. Aussi désigné « demande d'énergie secondaire ».
Diluant	Hydrocarbures légers, habituellement des pentanes plus, mélangés au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.

Drainage par gravité au moyen de la vapeur (DGMV)	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.
Économie de carburant	Quantité moyenne de carburant consommée par un véhicule pour parcourir une certaine distance, et exprimée en litres par 100 kilomètres.
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.
Éthane	Structure de chaînes linéaires d'hydrocarbures la plus simple qui soit, regroupant deux atomes de carbone. Elle est principalement produite à partir du traitement du gaz naturel ou comme produit dérivé du raffinage du pétrole. Elle est surtout utilisée comme charge d'alimentation pétrochimique pour la fabrication de l'éthylène.
Exploitation minière intégrée et usine de valorisation	Exploitation alliant extraction et valorisation alors que les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert. Le bitume est séparé du sable et raffiné.
Fiabilité	Niveau de rendement des divers éléments d'un réseau de production fournissant l'électricité aux clients selon les normes acceptées et dans les quantités souhaitées. On peut mesurer la fiabilité par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets négatifs sur l'offre d'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 (p. ex. le dioxyde de carbone, le méthane ou l'oxyde nitreux) qui contribuent à l'effet de serre de la planète. Font également partie de ce groupe des gaz produits par des procédés industriels comme les hydrofluorocarbones, les perfluorocarbones et les hexafluorures de soufre.
Gaz de réservoirs étanches	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 caractérisées 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 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 comprimé (GNC)	Gaz naturel comprimé à une pression variant de 2 500 lb/po ² à 4 000 lb/po ² pour en permettre le transport dans des contenants pressurisés. La compression réduit le volume d'un facteur de 300 (ou plus), par rapport à du gaz se trouvant à température et pression normales.
Gaz naturel dissous	Gaz naturel produit parallèlement au pétrole dans les puits de pétrole.
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 imperméabilité anormalement faible. Dans le présent rapport, le gaz non classique regroupe le méthane de houille, le gaz de schiste et les hydrates de gaz.
Gestion axée sur la demande	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 électriques ou de l'infrastructure d'approvisionnement et améliorer l'efficacité globale du réseau.
Hydrates de gaz	Substances s'apparentant à de la glace composée d'eau et de gaz naturel qui se créent quand les gaz s'unissent à l'eau dans des conditions de basse température et de pression élevée. On en trouve généralement dans de vastes secteurs des régions arctiques du monde, ainsi que dans les profondeurs des océans.

Injection de dioxyde carbone	Processus de récupération assistée des hydrocarbures au moyen duquel le dioxyde de carbone, 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.
Liquides de gaz naturel (LGN)	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ils comprennent 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.
Mazout de chauffage	Également connu sous le nom de mazout no 2. Mazout léger fréquemment utilisé à des fins de chauffage résidentiel.
Méthane de houille (MH)	Forme non classique de gaz naturel qui est emprisonnée dans la matrice des veines du charbon. Le méthane de houille 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.
Pentanes plus	Mélange de faible densité composé principalement de pentanes et de certains hydrocarbures plus lourds résultant du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut. Les pentanes plus comprennent l'isopentane, l'essence naturelle et les condensats d'usine.
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 généralement le pétrole brut de masse volumique inférieure à 900 kg/m ³ . Également, terme collectif 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 naturel 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 pour le rendre assez liquide pour être récupéré en quantités rentables.
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. Aussi, quantité d'énergie produite.
Production d'électricité à l'entrée de la mine	Méthode d'intégration des mines à la production d'électricité dans laquelle la centrale est érigée à proximité de la mine fournissant le charbon.
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 nettes 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 carburéacteur, pour n'en nommer que quelques-uns.
Propane	Gaz d'hydrocarbures légers constitué de trois atomes de carbone et six atomes d'hydrogène facilement stockable sous forme liquide que l'on obtient durant le traitement du gaz naturel et le raffinage du pétrole. Le propane est principalement utilisé comme combustibles pour le chauffage, la cuisson et le camping, ainsi que dans les agents propulseurs et les produits chimiques.
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
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 aussi 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 – Potentiel ultime	Estimation des ressources recouvrables ou commercialisables, compte tenu des caractéristiques géologiques et des progrès technologiques prévus.
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.
Stimulation cyclique par la vapeur (SCV)	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.
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 attenante à un gazoduc. Elle permet d'extraire des liquides de gaz naturel 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 liquides de gaz naturel au moyen d'un turbodétendeur ou de techniques d'absorption.

Valorisation (bitume)	Procédé de transformation du bitume ou du pétrole brut lourd en un brut de meilleure qualité 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.

Facteurs de 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		Contenu 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	sub-bitumineux	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	carburacteur	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

Les annexes sont disponibles sur le site Web de l'Office (www.neb-one.gc.ca) et comprennent les données détaillées mentionnées ci-dessous.

Annexe 1 – Facteurs clés

Tableau A1.1	Indicateurs économiques, Canada
Tableaux A1.2 à A1.12	Indicateurs économiques, provinces et territoires

Annexe 2 – Demande d'énergie

Tableau A2.1	Demande, Scénario de référence, Canada
Tableaux A2.2 à A2.14	Demande, Scénario de référence, provinces et territoires
Tableau A2.15	Demande, Prix bas, Canada
Tableaux A2.16 à A2.28	Demande, Prix bas, provinces et territoires
Tableau A2.29	Demande, Prix élevé, Canada
Tableaux A2.30 à A2.42	Demande, Prix élevé, provinces et territoires
Tableau A2.43	Demande, Croissance rapide, Canada
Tableaux A2.44 à A2.56	Demande, Croissance rapide, provinces et territoires
Tableau A2.57	Demande, Croissance lente, Canada
Tableaux A2.58 à A2.70	Demande, Croissance lente, provinces et territoires

Annexe 3 – Pétrole et liquides de gaz naturel

Tableau A3.1	Potentiel ultime des ressources en pétrole brut et en bitume
Tableau A3.2	Réserves de pétrole brut et de bitume
Tableau A3.3	Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges, Canada
Tableaux A3.4 à A3.8	Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges, provinces
Tableau A3.9	Offre et utilisation de pétrole brut léger et équivalents produits au pays, Canada
Tableau A3.10	Offre et utilisation de pétrole brut lourd et équivalents produits au pays, Canada
Tableaux A3.11 à A3.14	Offre, demande et exportations potentielles de LGN, Scénario de référence
Tableaux A3.15 à A3.18	Offre, demande et exportations potentielles de LGN, Prix bas

Tableaux A3.19 à A3.22	Offre, demande et exportations potentielles de LGN, Prix élevé
Tableaux A3.23 à A3.26	Offre, demande et exportations potentielles de LGN, Croissance rapide
Tableaux A3.27 à A3.30	Offre, demande et exportations potentielles de LGN, Croissance lente
Tableau A3.31	Pétrole, Scénario de référence, production par province
Tableau A3.32	Pétrole, Prix bas, production par province
Tableau A3.33	Pétrole, Prix élevé, production par province
Tableau A3.34	Pétrole, Croissance rapide, production par province
Tableau A3.35	Pétrole, Croissance lente, production par province

Annexe 4 – Gaz naturel

Tableau A4.1	Ressources gazières
Tableau A4.2	Gaz naturel, Scénario de référence, perspectives de production
Tableau A4.3	Gaz naturel, Prix bas, perspectives de production
Tableau A4.4	Gaz naturel, Prix élevé, perspectives de production
Tableau A4.5	Gaz naturel, Croissance rapide, perspectives de production
Tableau A4.6	Gaz naturel, Croissance lente, perspectives de production
Tableau A4.7	Gaz naturel, Scénario de référence, perspectives de puits forés dans l'Ouest canadien
Tableau A4.8	Gaz naturel, Prix bas, perspectives de puits forés dans l'Ouest canadien
Tableau A4.9	Gaz naturel, Prix élevé, perspectives de puits forés dans l'Ouest canadien
Tableau A4.10	Gaz naturel, Croissance rapide, perspectives de puits forés dans l'Ouest canadien
Tableau A4.11	Gaz naturel, Croissance lente, perspectives de puits forés dans l'Ouest canadien

Annexe 5 – Électricité

Tableau A5.1	Capacité selon le type de centrale, Scénario de référence
Tableau A5.2	Capacité selon le combustible primaire, Scénario de référence
Tableau A5.3	Production selon le type de centrale, Scénario de référence
Tableau A5.4	Production selon le combustible primaire, Scénario de référence
Tableau A5.5	Transferts, Scénario de référence
Tableau A5.6	Capacité selon le type de centrale, Prix bas
Tableau A5.7	Capacité selon le combustible primaire, Prix bas
Tableau A5.8	Production selon le type de centrale, Prix bas
Tableau A5.9	Production selon le combustible primaire, Prix bas
Tableau A5.10	Transferts, Prix bas
Tableau A5.11	Capacité selon le type de centrale, Prix élevé

Tableau A5.12	Capacité selon le combustible primaire, Prix élevé
Tableau A5.13	Production selon le type de centrale, Prix élevé
Tableau A5.14	Production selon le combustible primaire, Prix élevé
Tableau A5.15	Transferts, Prix élevé
Tableau A5.16	Capacité selon le type de centrale, Croissance rapide
Tableau A5.17	Capacité selon le combustible primaire, Croissance rapide
Tableau A5.18	Production selon le type de centrale, Croissance rapide
Tableau A5.19	Production selon le combustible primaire, Croissance rapide
Tableau A5.20	Transferts, Croissance rapide
Tableau A5.21	Capacité selon le type de centrale, Croissance lente
Tableau A5.22	Capacité selon le combustible primaire, Croissance lente
Tableau A5.23	Production selon le type de centrale, Croissance lente
Tableau A5.24	Production selon le combustible primaire, Croissance lente
Tableau A5.25	Transferts, Croissance lente

Annexe 6 – Charbon

Tableau A6.1	Offre et demande de charbon, Scénario de référence
Tableau A6.2	Offre et demande de charbon, Prix bas
Tableau A6.3	Offre et demande de charbon, Prix élevé
Tableau A6.4	Offre et demande de charbon, Croissance rapide
Tableau A6.5	Offre et demande de charbon, Croissance lente

