



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Avenir énergétique du Canada

OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2035





Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Avenir énergétique du Canada

**DOCUMENT D'ACCOMPAGNEMENT AU RAPPORT AVENIR ÉNERGÉTIQUE
DU CANADA : OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2035**

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 2012

N° de cat. NE23-15/2011-2F-PDF
ISSN 978-1-100-99210-5

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 2012

Cat. No. NE23-15/2011-2E-PDF
ISSN 978-1-100-20666-0

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

Listes des figures et des tableaux	ii
Liste des sigles et abréviations	iii
Liste des unités	v
Avant-propos	vi
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Méthodologie du rapport sur l'avenir énergétique	2
2.1 Aperçu du modèle	2
2.2 Consultation des parties prenantes	13
Chapitre 3 : Contexte énergétique	17
3.1 Prix du pétrole et du gaz naturel	17
3.2 Déterminants macroéconomiques	20
3.3 Politiques et programmes énergétiques	21
3.4 Efficacité énergétique de l'utilisation finale	22
3.5 Carburants et véhicules de remplacement dans le secteur des transports	28
3.6 Technologies émergentes dans l'approvisionnement en pétrole et en gaz naturel	31
3.7 Changement de combustibles pour la production d'électricité	37
3.8 Demande primaire d'énergie	39
Chapitre 4 : Comparaison des résultats	42

LISTE DES FIGURES

2.1	Structure de modélisation de l'avenir énergétique	3
2.2	Méthodologie pour l'établissement de la production du BSOC	10
3.1	Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Tous les scénarios	17
3.2	Prix du gaz naturel au carrefour Henry, en Louisiane – Tous les scénarios	19
3.3	Produit intérieur brut réel – Tous les scénarios	20
3.4	Activités de forage de puits horizontaux en Saskatchewan	34
3.5	Énergie utilisée pour la production d'électricité selon le combustible	40
3.6	Demande d'énergie primaire selon le combustible	41
4.1	Comparaison du PIB dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ	43
4.2	Comparaison de la croissance de la demande d'énergie dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ	44
4.3	Comparaison de la croissance de la production de pétrole dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ	44
4.4	Comparaison de la croissance de la production de gaz naturel dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ	45
4.5	Comparaison de la croissance de la production d'électricité dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ	46
4.6	Comparaison du portefeuille de production d'électricité jusqu'en 2030, selon les combustibles, dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ	47

LISTE DES TABLEAUX

2.1	Taux d'actualisation appliqués aux projets d'exploitation de sables bitumineux	9
3.1	Politiques, programmes, règlements et plans d'action en matière énergétique, par territoire	21
3.2	Cotes énergétiques ÉnerGuide	23
3.3	Ventilation de la consommation d'énergie du secteur industriel selon l'OEE	27
3.4	Principales innovations de l'industrie pétrolière et gazière	31
3.5	Innovations ou recherches récentes de l'industrie pétrolière et gazière	32
4.1	Comparaison des prix du pétrole brut et du gaz naturel dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ	42

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

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
CAFE	Corporate Average Fuel Economy (É.-U.) (économie moyenne des véhicules d'entreprise)
CCS	capture et stockage de carbone
CMCE	consommation moyenne de carburant de l'entreprise
CMNÉB	Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments
CNTV	Centre national des technologies de valorisation
CO ₂	dioxyde de carbone
ÉIE	Energy Information Administration
ekW	équivalent kilowatt
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
EPA	Environmental Protection Agency (É.-U.)
équivalent-CO ₂	équivalent en CO ₂
ERCB	Alberta Energy Resources Conservation Board
GES	gaz à effet de serre
HTL	technologie « lourd à léger »
Î.-P.-É.	Île-du-Prince-Édouard
LGN	liquides de gaz naturel
NÉR	Normes en matière d'énergie renouvelable
NHTSA	National Highway Traffic Safety Administration
OEE	Office de l'efficacité énergétique
ONÉ	Office national de l'énergie
PCP	pompe à capacité progressive
PÉÉIC	Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne
PIB	produit intérieur brut
PTAC	Petroleum Technology Alliance Canada
RAH	récupération assistée des hydrocarbures
RNCan	Ressources naturelles Canada
RVP	ratio vapeur-pétrole
SCV	stimulation cyclique par la vapeur
SGSIV	séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur

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

SPPLF	sables de production de pétrole lourd à froid
THAI ^{mc}	injection d'air verticale puis horizontale
TIM	modèle d'Informetrica
TLG	technologie de liquéfaction des gaz
TRG	tarif de rachat garanti
TRNEE	Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie
VE	véhicule électrique
WCI	Western Climate Initiative

\$US	dollar US
°C	degré Celsius
b	baril
b/j	barils par jour
km	kilomètre
kpi ³	millier de pieds cubes
kWh	kilowattheure
m ³ /j	mètre cube par jour
MBTU	million de BTU
mi/gal	mille au gallon
Mt	mégatonne
MW	mégawatt
PJ	pétajoule

AVANT-PROPOS

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

Au nombre de ses principales responsabilités, l'Office compte la réglementation de la construction et de l'exploitation des oléoducs, des gazoducs et des productoducs interprovinciaux et internationaux, ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées. Il réglemente en outre les droits et les tarifs des pipelines qui sont de son ressort. En ce qui touche les divers produits énergétiques, l'Office réglemente les importations et les exportations de gaz naturel ainsi que les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité. 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 d'énergie et des marchés de l'énergie au Canada. Ces évaluations traitent de nombreux aspects des marchés de l'énergie au Canada. La présente fiche d'information est un document d'accompagnement à l'évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) intitulée *Avenir énergétique du Canada – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*.

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

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.

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre entre les facteurs économiques, environnementaux et sociaux qui 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.

INTRODUCTION

Le présent document accompagne l'ÉMÉ publiée récemment par l'ONÉ³ sous le titre *Avenir énergétique du Canada : Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*.⁴ Cette fiche d'information renferme des renseignements supplémentaires sur la méthodologie et les hypothèses utilisées pour faire les projections contenues dans le rapport sur l'avenir énergétique, ainsi que sur le contexte énergétique du rapport. La préparation de celui-ci a fait suite à des consultations auprès de nombreuses parties prenantes. Le présent document donne suite à l'intérêt manifesté par celles-ci, qui avaient indiqué souhaiter obtenir ces informations supplémentaires.

Le rapport sur l'avenir énergétique renferme des projections 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 examine également 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.

Le rapport sur l'avenir énergétique traite des principaux facteurs agissant sur les divers scénarios et fait état des changements touchant l'offre et la demande d'énergie au Canada. On y aborde des thèmes comme la macroéconomie, la demande d'énergie, le pétrole brut, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel (LGN), l'électricité et le charbon. Le lecteur trouvera dans les annexes les données étayant l'analyse proposée dans le rapport et des renseignements plus complets sur les provinces et les territoires.

Afin de préciser davantage la méthode préconisée par l'ONÉ pour réaliser les projections sur l'avenir énergétique, le présent document est divisé en trois grandes parties. Le chapitre 2 explique la démarche retenue pour la production du rapport sur l'avenir énergétique. Il y est question des principaux éléments et modules du cadre de modélisation de l'avenir énergétique et de leur interaction dans la réalisation des projections. Ce chapitre résume également les commentaires recueillis auprès des parties prenantes au cours des consultations qui ont précédé la rédaction de la version définitive du rapport.

Le chapitre 3 s'emploie à définir le contexte entourant les projections sur l'avenir énergétique. On y traite des principaux déterminants pris en compte dans les projections, notamment les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les perspectives macroéconomiques et les politiques et programmes en matière d'énergie. Il y est aussi question des facteurs essentiels qui sous-tendent les projections, par exemple l'efficacité énergétique, les modes de transport de remplacement et les technologies liées à l'approvisionnement en pétrole et en gaz naturel ainsi que les diverses options pour la production d'électricité et la demande d'énergie primaire.

Au chapitre 4, on compare les projections du rapport de 2011 sur l'avenir énergétique à celles des rapports publiés en 2007 et 2009.

3 Novembre 2011

4 Désigné par la suite le rapport sur l'avenir énergétique.

MÉTHODOLOGIE DU RAPPORT SUR L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE

2.1. Aperçu du modèle

Le rapport sur l'avenir énergétique renferme un large éventail de scénarios touchant l'offre et la demande d'énergie. Ces projections ont été réalisées à partir d'une structure de modélisation à plusieurs composantes qui interagissent pour amener à des projections intégrées de l'offre et de la demande d'énergie au Canada. La figure 2.1 présente un schéma simplifié de la structure de modélisation ayant servi à la préparation du rapport sur l'avenir énergétique.

Le cadre de modélisation du rapport sur l'avenir énergétique comporte sept grands volets. Les deux piliers sont ENERGY 2020 (boîte A.1 de la figure 2.1) et TIM, le modèle d'Informetrica (boîte A.2). À ces deux composantes se greffent des modules pour le pétrole brut (B), le gaz naturel (C), les bilans de raffinage (D), les LGN (E) et l'approvisionnement en charbon (F). Chacun de ces modules reçoit des données et en produit aussi. Les données d'entrée peuvent consister en des hypothèses ou des informations exogènes, ou encore en des données de sortie d'autres composantes de la structure de modélisation. Les données de sortie provenant des divers modules fournissent des résultats finals ou des données d'entrée aux autres modules. Cette section propose un aperçu de chacune de ces composantes et de la façon dont elles interagissent.

A. ENERGY 2020 et le modèle d'Informetrica (TIM)

ENERGY 2020 et TIM constituent les pierres angulaires du cadre de modélisation du rapport sur l'avenir énergétique. ENERGY 2020⁵ intègre les volets énergie et économie. Quant au modèle TIM⁶, il offre un modèle économétrique dynamique détaillé de l'économie canadienne, dont on tire les éléments macroéconomiques servant au cadre de modélisation.

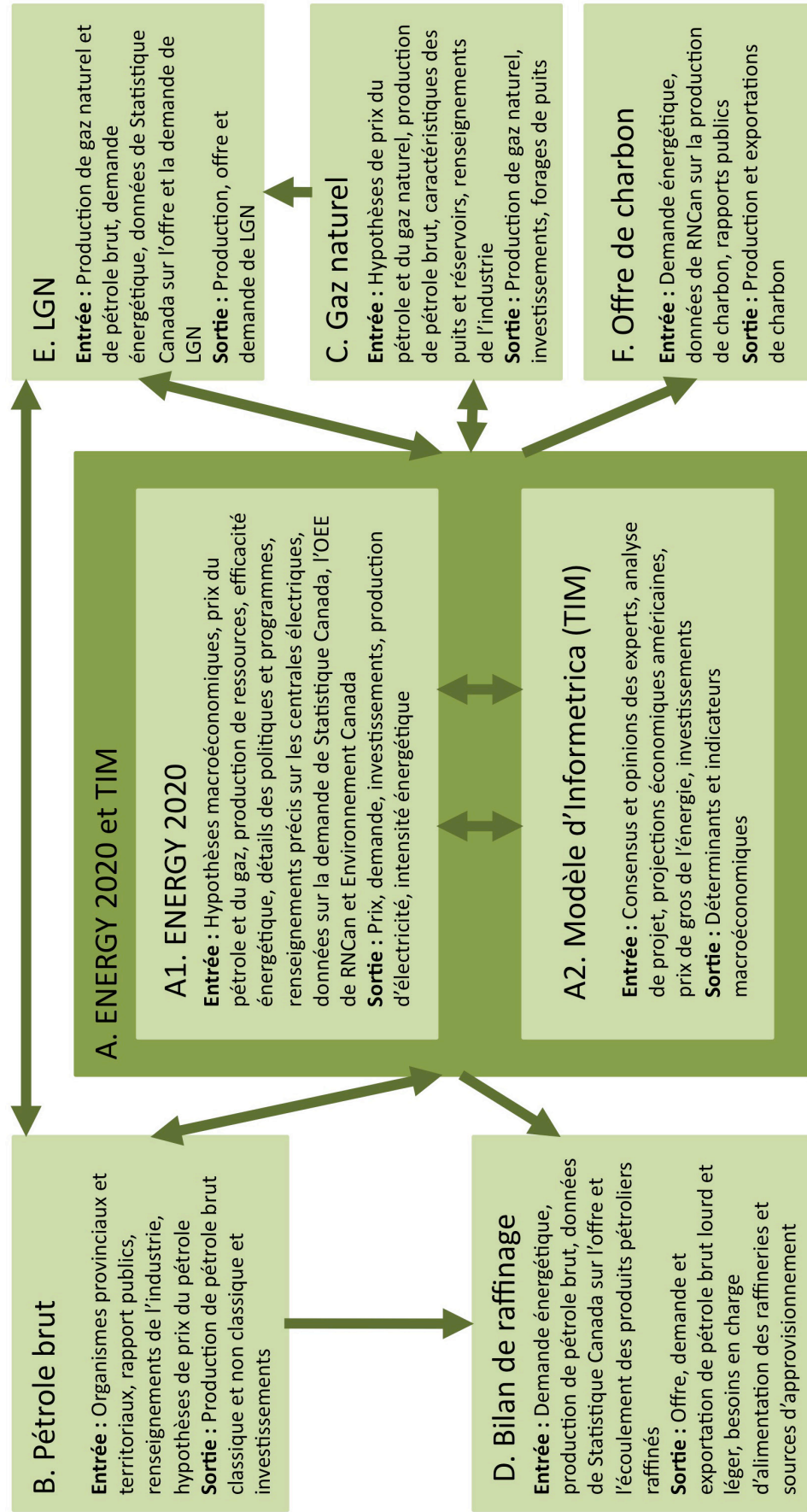
Les modèles ENERGY 2020 et TIM s'échangent les informations sur la production énergétique, les prix, l'intensité énergétique, les investissements dans les divers secteurs et d'autres paramètres macroéconomiques. Ils analysent de façon séquentielle et itérative les données pour chaque année de la période de projection. Les résultats produits par ENERGY 2020 sur l'offre et la demande d'énergie pour chaque année sont traités par TIM, qui intègre les renseignements sur l'énergie à une nouvelle projection pour l'année. Les nouvelles données macroéconomiques sont ensuite retournées à ENERGY 2020 qui produit une nouvelle projection sur l'énergie pour l'itération suivante. De façon plus précise, ENERGY 2020 transmet à TIM des informations sur les changements concernant la

5 Systematic Solutions, Inc. Pour de plus amples renseignements, consulter le site <http://energy2020.com>

6 Informetrica Limited. Pour de plus amples renseignements, consulter le site <http://www.informetrica.com/>

FIGURE 2.1

Structure de modélisation de l'avenir énergétique



production, les investissements, l'intensité énergétique et les prix de l'énergie. En retour, TIM fournit des renseignements sur les variations du produit intérieur brut (PIB), de la production brute, du secteur de l'habitation, de l'inflation, du taux de change entre les dollars canadien et américain, du taux d'occupation des locaux et de la population.

Quant aux modules du pétrole brut et du gaz naturel, ils procurent à ENERGY 2020 et à TIM des données utiles sur la production et les investissements. En retour, ceux-ci leur fournissent des paramètres macroéconomiques. À partir des estimations de la production et des investissements émanant de ces modules, ENERGY 2020 calcule les besoins énergétiques de l'industrie pétrolière et gazière, ainsi que les prix de l'énergie pour utilisation finale. La production de pétrole brut et de gaz naturel et les investissements dans ces secteurs ont aussi des incidences macroéconomiques sur le modèle TIM. Les modules consacrés au bilan de raffinage, à l'approvisionnement en charbon et aux LGN dépendent également de diverses données d'entrée énergétiques et macroéconomiques provenant d'ENERGY 2020 et de TIM. Cette interaction est décrite plus loin.

ENERGY 2020 a été largement utilisé au Canada et aux États-Unis. Par exemple, Environnement Canada et la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) ont eu recours à ENERGY 2020 et à TIM pour faire leur analyse à long terme sur l'énergie et les changements climatiques. Aux États-Unis, les gouvernements de nombreux États ont choisi ENERGY 2020 pour réaliser des analyses sur les changements climatiques et les politiques. À la Western Climate Initiative (WCI), on a aussi appliqué les modèles ENERGY 2020 et TIM pour l'analyse économique des systèmes de plafonnement et d'échange pour l'Ouest des États-Unis et du Canada.⁷

A1. ENERGY 2020

ENERGY 2020 est un modèle nord-américain intégré, multirégions et multisectoriel pour utilisateur final qui simule l'offre, la demande et les prix pour tous les combustibles. Il crée des projections reposant sur des données historiques relatives à l'énergie pour des paramètres comme l'offre, la demande, l'efficacité énergétique, les prix et les investissements. Il intègre des données d'entrée provenant d'autres composantes de la structure de modélisation, ainsi que des hypothèses exogènes comme celles qui ont trait aux programmes, aux politiques ou aux règlements en matière énergétique.

Le modèle suit de nombreuses industries évoluant dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, ainsi que le secteur des transports. De façon plus particulière, ENERGY 2020 simule la demande pour trois catégories résidentielles, une catégorie liée au transport et plus de 30 catégories commerciales et industrielles du système de classification des industries de l'Amérique du Nord. À chacune de ces catégories se rattachent au moins six utilisations finales correspondant à cinq groupes de combustibles⁸ comprenant plus de 30 produits.

ENERGY 2020 s'intègre au modèle TIM et à d'autres modules. Il produit des tableaux ventilés de la demande, de la production et des prix de l'énergie par combustible, région et industrie et cela, pour chaque année de la simulation. En ce qui a trait au rapport sur l'avenir énergétique, les projections de la demande d'énergie et de l'offre d'électricité constituent les principaux résultats fournis par ENERGY 2020.

7 La WCI a aussi produit un document renfermant des informations détaillées sur ENERGY 2020. Ce document, intitulé *Updated ENERGY 2020 Inputs and Assumptions* (2010), est disponible à l'adresse <http://www.westernclimateinitiative.org/document-archives/Economic-Modeling-Team-Documents/Updated-ENERGY-2020-Inputs-and-Assumptions/>

8 Les groupes de combustibles sont le pétrole, le gaz, le charbon, l'électricité et l'énergie renouvelable.

Demande d'énergie

Dans le modèle ENERGY 2020, la demande d'énergie est une demande dérivée, c'est-à-dire que la consommation n'est pas une fin en elle-même. L'énergie doit servir à produire des services (par exemple, conduire une voiture, chauffer une habitation ou faire fonctionner un appareil). ENERGY 2020 simule ce type de demande d'énergie en intégrant divers facteurs dans les projections. Parmi ceux-ci, on note des niveaux d'activités macroéconomiques, des efficacités, des prix pour les utilisateurs finals, la rotation des stocks de capital et la prise de décisions des consommateurs d'énergie.

À leur niveau le plus élevé, les mesures de l'activité économique fournissent les données nécessaires pour faire les projections de demande d'énergie. Pour chaque sous-secteur, ENERGY 2020 estime les besoins en services énergétiques à partir du déterminant économique choisi dans le cadre de modélisation. Ces déterminants représentent le niveau d'activité attendu dans la catégorie. Ainsi, le nombre d'immeubles commerciaux constitue le déterminant pour les sous-secteurs commerciaux, tandis que la production brute représente celui des sous-secteurs de la fabrication. Le modèle TIM fournit ces informations à ENERGY 2020. De la même façon, les niveaux de production servent de déterminants aux sous-secteurs de l'extraction du pétrole et du gaz naturel, dont les données proviennent des modules du même nom.

ENERGY 2020 intègre le niveau d'activité du déterminant choisi aux autres facteurs importants de la consommation énergétique, notamment les prix de l'énergie, l'efficacité énergétique et la technologie. Quant aux choix des consommateurs, ils sont incorporés en simulant les réactions réelles aux choix concernant le combustible, le procédé énergétique, le dispositif énergétique et le degré d'utilisation.

ENERGY 2020 simule la conversion des besoins en services énergétiques en demande réelle d'énergie par l'entremise de la rotation des stocks de capital. Souvent, cette rotation est progressive et se fait quand une technologie plus nouvelle et plus efficace supplante un équipement en fin de sa vie utile. En suivant l'évolution du capital par l'intermédiaire des besoins en services énergétiques, des travaux de modernisation et des nouveaux achats, ENERGY 2020 peut évaluer l'incidence de ce processus sur la demande d'énergie. Les stocks sont calibrés à partir de données historiques provenant de Statistique Canada, de l'Office de l'efficacité énergétique (OEE), qui relève de Ressources naturelles Canada (RNCAN), et d'Environnement Canada.

Les politiques, les règlements et les programmes gouvernementaux agissent aussi sur la consommation d'énergie. Dans bien des cas, ces initiatives visent à améliorer l'efficacité énergétique, à encourager les économies d'énergie ou à favoriser l'adoption de nouvelles technologies ou de nouveaux types de combustibles. En utilisant divers paramètres du modèle, on parvient à incorporer ces éléments dans les projections de la demande d'ENERGY 2020. Par exemple, les effets de la réglementation fédérale sur les émissions des véhicules légers⁹ adoptée en 2011 sont inclus dans les paramètres touchant le rendement énergétique des nouveaux véhicules légers. En ce qui a trait à la teneur obligatoire en combustible renouvelable dans l'essence et le diesel, elle est prise en compte dans les projections par l'intermédiaire des paramètres sur la part de marché des combustibles dans le secteur des transports.

De façon générale, les données relatives à la demande d'énergie proviennent de la publication de Statistique Canada intitulée *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*.¹⁰ L'ONÉ intègre lui-même les données sur l'utilisation finale provenant de l'OEE pour les secteurs résidentiel

9 Pour de plus amples renseignements sur la norme et les effets prévus, consulter le *Résumé de l'étude d'impact de la réglementation* dans la Gazette du Canada du 17 avril 2010 (Vol. 144, n° 16) à l'adresse <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-04-17/html/reg1-fra.html>

10 Le lecteur trouvera *Le Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* de Statistique Canada à l'adresse <http://www5.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=57-003-X&lang=fra>

et commercial et celui des transports.¹¹ L'OEE fournit aussi des données sur la biomasse pour les deux premiers secteurs, alors que celles concernant la demande d'éthanol et de biodiesel proviennent d'Environnement Canada.

Production d'électricité

L'offre d'électricité représente l'autre apport de taille du modèle ENERGY 2020 aux projections de l'ONÉ sur l'avenir énergétique. ENERGY 2020 comprend un module intégré pour l'électricité, qui simule l'offre et les prix futurs de l'électricité, par province et territoire. Ces projections reposent en grande partie sur les projections de la demande d'électricité et sont liées aux projets envisagés par le réseau électrique de la province ou l'entreprise de services publics.

L'offre d'électricité dans ENERGY 2020 est basée sur des données propres à chaque installation. La base de données d'ENERGY 2020 contient les profils des installations, soit la capacité, la production d'électricité et le combustible utilisé. On y ajoute des informations détaillées comme les dates de mise en service et de retrait, la capacité de production et les taux d'efficacité (ou coût thermique) et d'interruption. Y sont aussi entrés une estimation du coût en capital et des frais d'exploitation, deux éléments qui sont pris en considération dans la projection des prix de l'énergie.

Pour projeter l'offre d'électricité, il faut d'abord faire une projection de l'augmentation de la capacité. Pour cela, on tient compte de l'entrée en service de nouvelles installations, du moment du retrait du service d'installations existantes et de la capacité et de la source d'énergie des installations. Selon les projets visant le réseau électrique de la province ou de l'entreprise de services publics, ENERGY 2020 permet d'obtenir les données de façon endogène ou exogène.

En fonction de la capacité disponible, ENERGY 2020 détermine de manière endogène quelle sera la production d'électricité nécessaire pour satisfaire la demande d'énergie pour utilisation finale,¹² en tenant compte des pertes durant le transport. La production annuelle de chaque centrale est établie à partir de paramètres propres à celle-ci, notamment le coût, le volume d'eau disponible pour alimenter les centrales hydroélectriques, les taux d'interruption et les facteurs de capacité. Dans le cas des installations devant entrer sous peu en service, ces paramètres correspondent généralement aux niveaux historiques, à moins que l'on dispose de renseignements précis. L'énergie consommée pour produire de l'électricité tient alors à l'électricité produite par une centrale et à l'efficacité de celle-ci.

Les projections de prix d'électricité reposent en partie sur celles de l'offre, en particulier le coût en capital et les frais d'exploitation, ainsi que sur les coûts du combustible (d'après les besoins en énergie).

Les données historiques sur l'offre d'électricité proviennent principalement de Statistique Canada. Les informations concernant les futures centrales électriques sont tirées de données produites par les entreprises de services publics et les exploitants de réseaux provinciaux. Le modèle ENERGY 2020 comprend aussi des données sur l'offre d'électricité aux États-Unis, lesquelles reposent sur la prévision énergétique annuelle de l'Energy Information Administration (EIA).¹³

11 Pour une explication de la correspondance entre les données sur l'énergie d'utilisation finale de l'OEE et le *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*, consulter l'annexe A – *Rapprochement des données du Guide de données sur la consommation d'énergie, 1990 à 2008* disponible à l'adresse <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/statistiques/guide10/annexa.cfm?attr=0>

12 Dans ENERGY 2020, on dérive la demande d'électricité comme tous les autres types d'énergie (voir section précédente). Cependant, le volet électricité d'ENERGY 2020 englobe des renseignements supplémentaires sur la demande d'électricité nécessaire pour que les projections de production, comme les demandes de pointe et les profils de charge, se réalisent.

13 On peut se procurer la perspective énergétique annuelle de l'EIA à l'adresse suivante <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/>

A2. Le modèle d'Inforetrica (TIM)

Le modèle TIM consiste en un énorme modèle économétrique dynamique détaillé de l'économie canadienne. Il fournit des renseignements complets sur la consommation, les investissements, la production et le commerce, à partir d'environ 20 000 équations couvrant 285 industries et 100 produits de base. Le modèle TIM saisit les interactions entre les industries et tient compte des effets des changements sur les prix des producteurs, les prix finals relatifs et le produit. Il prend en compte l'équilibre budgétaire, les flux monétaires et les taux d'intérêt et de change. Il propose aussi des informations exhaustives sur les dépenses liées à la demande finale par secteur, les données sectorielles pour le PIB, le niveau d'emploi, les salaires et les prix. Les données du modèle TIM proviennent surtout de Statistique Canada et d'Inforetrica.

L'utilité première de TIM est de produire des projections macroéconomiques et de fournir ces résultats à ENERGY 2020. Inforetrica prépare ces projections de concert avec le personnel de l'ONÉ. Elles reposent principalement sur une vue consensuelle de prévisionnistes du secteur privé (banques, experts-conseils, etc.) et sur les plus récentes projections des ministères ayant des connaissances spécialisées en macroéconomie (comme le ministère des Finances et la Banque du Canada). Les taux de croissance de l'industrie reflètent aussi les consultations qui ont été menées auprès de diverses associations de l'industrie durant la préparation du rapport sur l'avenir énergétique. Les projections macroéconomiques pour les États-Unis sont le fruit d'un consensus et reposent en partie sur les données de l'EIA.

Comme l'indique la figure 2.1, les modèles TIM et ENERGY 2020 fonctionnent de façon intégrée. Travaillant simultanément, ils s'échangent des paramètres clés à l'intérieur d'un processus itératif. De façon plus précise, ENERGY 2020 fournit à TIM des informations sur les changements touchant les investissements, l'intensité énergétique, la production d'énergie et les prix de l'énergie. De ce fait, les résultats sur l'énergie provenant d'ENERGY 2020 influent grandement sur les projections macroéconomiques.

B. Module du pétrole brut

Prévision de production de pétrole brut classique

Le module du pétrole brut fournit au cadre de modélisation du rapport sur l'avenir énergétique des projections de la production de pétrole brut classique et non classique au Canada. Les estimations sont calculées par province et territoire, et elles sont utilisées dans presque tous les modules et toutes les composantes du cadre de modélisation. L'ONÉ a cessé, au milieu des années 1990, d'évaluer chaque gisement de pétrole pour utiliser plutôt une analyse des tendances ou des replis se dégageant des données globales. Afin de produire une prévision de la production pour chaque province et territoire, l'ONÉ fait appel aux organismes provinciaux et territoriaux réglementant ou surveillant la production de pétrole et consulte les informations du domaine public. Malgré l'importance qu'accorde l'ONÉ aux prévisions d'autres organismes, il est courant pour ses analystes de faire des rajustements afin de tenir compte de ses perceptions quant à l'évolution des prix du pétrole et d'autres variables.

Même si les prévisions de production de pétrole ne sont pas basées sur les activités de forage, l'ONÉ reste à l'affût des données en la matière provenant du *Daily Oil Bulletin* (publié par JuneWarren-Nickle's Energy Group), du ministère de l'Énergie de l'Alberta et du *Statistical Handbook* de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP). L'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta (ERCB) fait rapport sur les activités de forage et la production moyenne des puits dans sept régions de la province; l'ONÉ consulte ces données. Par ailleurs, la méthode utilisée par l'ONÉ pour réaliser des projections touchant le gaz fournit une prévision pour le forage de puits dont il est possible de tirer le ratio de forages ciblant du gaz par rapport aux forages ciblant du pétrole. Ces renseignements permettent d'estimer le nombre de nouveaux puits de pétrole qui devront être forés

pour valider les profils de production de pétrole élaborés, après quoi on détermine si ce nombre est raisonnable.

Afin de déterminer la pertinence de l'incidence indiquée des forages horizontaux et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes dans les prévisions de l'ONÉ, l'Office crée des profils de production propres à ces puits et estime le nombre de puits de ce type qu'il faudrait forer. Comme pour l'estimation du nombre de nouveaux puits de pétrole, cette estimation permet de vérifier la vraisemblance du nombre de puits requis.

Les sections qui suivent fournissent un aperçu des projections de la production de pétrole pour chaque province et territoire. La production provenant des sables bitumineux est abordée séparément.

Territoires du Nord-Ouest – Le champ pétrolifère de Norman Wells est le principal gisement en production. De faibles quantités proviennent de Cameron Hills. Norman Wells est un champ parvenu à maturité qui arrive en fin de période productive. La prévision de production pour ce champ est basée sur une analyse de décroissance simple et sur des hypothèses de seuil économique.

Colombie-Britannique – Le nombre de gisements pétroliers en production en Colombie-Britannique parvenus à maturité et dont les tendances de décroissance sont bien établies est faible. Afin de produire le plus récent rapport sur l'avenir énergétique, le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique a fourni une prévision de la production de pétrole dans la province, que l'ONÉ a utilisé pour parfaire son analyse. Par ailleurs, la production de condensats augmente en Colombie-Britannique. Cela s'explique par une intensification de la mise en valeur du gaz de schiste. L'ONÉ s'efforce de tenir compte de cette production dans ses projections de production de pétrole (condensat).

Alberta – Pour ce qui est de l'Alberta, l'ONÉ étudie les prévisions fournies par l'ERCB et l'ACPP, ainsi que celles émanant de grandes firmes de placement ou d'organismes de recherche comme le Canadian Energy Research Institute et Petroleum Industry Research Associates. Quant au pétrole léger, la production de l'Alberta a atteint un sommet en 1973; depuis, elle recule progressivement de 3 % à 4 % par année. Cependant, depuis 2009 environ, entraînée par la hausse des prix du pétrole et les succès enregistrés dans l'application des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique aux gisements pétroliers de réservoir étanche, la production a augmenté. La production supplémentaire prise en compte (hausse de 27 018 m³/j ou 170 000 b/j d'ici 2014) repose sur la prévision de l'ERCB publiée dans le rapport ERCB ST-98 (2011).¹⁴ Dans le cas du pétrole lourd de l'Alberta, la baisse à long terme est atténuée par l'augmentation de la production résultant des prix plus élevés du pétrole. Cependant, on n'utilise généralement pas la fracturation hydraulique en plusieurs étapes dans les gisements de pétrole lourd.

Saskatchewan – Les projections visant la Saskatchewan proviennent surtout d'une prévision à long terme fournie par le ministère de l'Énergie et des Mines de cette province, qui vise aussi bien le pétrole léger classique que le pétrole lourd classique. Cependant, l'ONÉ rajuste ces données en se basant sur d'autres sources de données et d'information. À long terme, la baisse de la production de pétrole léger classique en Saskatchewan devrait se poursuivre, sauf pour un sursaut jusqu'en 2015. Cette petite hausse est le résultat de l'application des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes à des gisements de pétrole de réservoirs étanches comme les formations de Bakken, du Shaunavon inférieur et de Viking. En ce qui a trait au pétrole lourd classique, on prévoit un rajustement à la hausse à court terme attribuable aux prix plus élevés. À long terme, on prévoit une tendance haussière qui s'explique par l'abondance des ressources de pétrole lourd et l'intensification des opérations.

14 Le rapport intitulé ERCB ST98 : Alberta's Energy Reserves and Supply/Demand Outlook est disponible à l'adresse http://www.ercb.ca/docs/products/STs/st98_current.pdf

Manitoba – De 2006 à 2011, grâce à l'application des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes aux gisements de pétrole de réservoir étanche (en particulier dans l'unité inférieure de la formation d'Amaranth), la production de pétrole au Manitoba est passée de 1 900 m³/j (11 955 b/j) à environ 4 000 m³/j (25 168 b/j). À l'occasion Innovation, Énergie et Mines Manitoba prépare des prévisions, mais cet exercice n'est pas régulier. Toutefois, il semble y avoir consensus sur un profil indiquant un sommet autour de 6 200 m³/j (39 010 b/j) en 2015, qui sera suivi par un fléchissement relativement rapide.

Ontario – L'Ontario a une faible production de pétrole, soit environ 200 m³/j (1 258 b/j). Toutefois, on constate l'existence d'activités permanentes de mise en valeur. Dans le scénario de référence, basé sur des tendances à long terme marquées par une diminution, la production s'arrête en 2022.

Québec, Île-du-Prince-Édouard et Nouveau-Brunswick – Dans ces trois provinces, la production de pétrole est très limitée ou inexistante. Bien que certains secteurs soient l'objet d'activités d'exploration, les résultats sont trop hypothétiques pour déduire qu'il y aura une quelconque production.

Nouvelle-Écosse – On enregistre une très petite production de pétrole en Nouvelle-Écosse. Et, malgré le fait qu'il y ait des opérations d'exploration dans certains secteurs, les résultats sont trop hypothétiques pour déduire qu'il y aura une quelconque production. L'analyse du rapport sur l'avenir énergétique comporte une projection pour la production de condensat en lien avec la production de gaz en Nouvelle-Écosse. L'analyse repose sur la projection faite par l'ONÉ de la production de gaz et de LGN dans cette province.

Terre-Neuve-et-Labrador – La projection offerte dans le rapport sur l'avenir énergétique en ce qui concerne cette province provient essentiellement de projections qui ont été fournies à l'ONÉ par l'Office Canada — Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers. Les analyses de l'ONÉ ont poussé plus loin l'évaluation des divers profils de production des gisements afin d'en déterminer la vraisemblance et de formuler des hypothèses pour les découvertes futures et les éventuelles dates de début de production. En raison des opérations de forage constantes qui se déroulent au large des côtes de Terre-Neuve, le scénario de référence de l'ONÉ suppose la découverte d'un nouveau gisement renfermant 79,5 millions m³ (500 millions de barils) dont la production commence en 2022.

Prévision de la production provenant des sables bitumineux

Le module du pétrole brut comporte une composante pour les sables bitumineux dont se sert l'ONÉ; il contient une liste de tous les principaux projets d'exploitation des sables bitumineux qui aide à créer une projection de la production de cette source. Ces projets sont répartis en trois catégories : les projets miniers, les projets d'exploitation intégrée et les projets d'exploitation thermique in situ. Pour chaque projet, on fait une projection que l'on actualise afin de tenir compte de l'état d'avancement du projet. Les projets peuvent être classés de diverses façons selon qu'ils sont en cours d'exploitation, en construction ou au stade de la demande d'autorisation, qu'ils ont été autorisés ou sont à l'étape de la transmission d'informations ou encore qu'ils ont été annoncés ou sont incertains. À mesure que progresse le projet du stade du concept à celui de la mise en exploitation, la probabilité qu'il se réalise passe de 0 % à 100 %. Les taux d'actualisation et les retards précis utilisés pour ces catégories sont présentés dans le tableau 2.1.

T A B L E A U 2 . 1

Taux d'actualisation appliqués aux projets d'exploitation de sables bitumineux

Catégorie	Probabilité (en %)	Temps (années)
En exploitation	100	0
En construction	100	0
Approuvé	75	1
En cours d'autorisation	60	2
Transmission d'informations	50	3
Annoncé	50	4
Incertain	0	non compris

Le module des sables bitumineux fournit un outil pour prédire les niveaux de production futurs. L'ONÉ prend aussi en considération la croissance passée et les prévisions d'autres organisations. Les analystes de l'ONÉ comparent les prix du pétrole et les écarts par rapport aux estimations du coût de l'offre pour les diverses catégories de production (mine, in situ, valorisation). La prévision de production in situ principale repose sur une analyse des tendances, qui révèle une lente progression depuis quelques années.

C. Module du gaz naturel

Le module du gaz naturel permet d'obtenir une estimation de la production de gaz naturel pour l'ensemble du Canada. Ce module repose sur les prix du pétrole et du gaz, deux éléments faisant partie intégrante des modèles ENERGY 2020 et TIM, ainsi que sur l'estimation de la production de pétrole brut générée par le module du pétrole. Les composantes d'ENERGY 2020 et de TIM utilisent les estimations de production du module du gaz naturel et celles du module des liquides de gaz naturel.

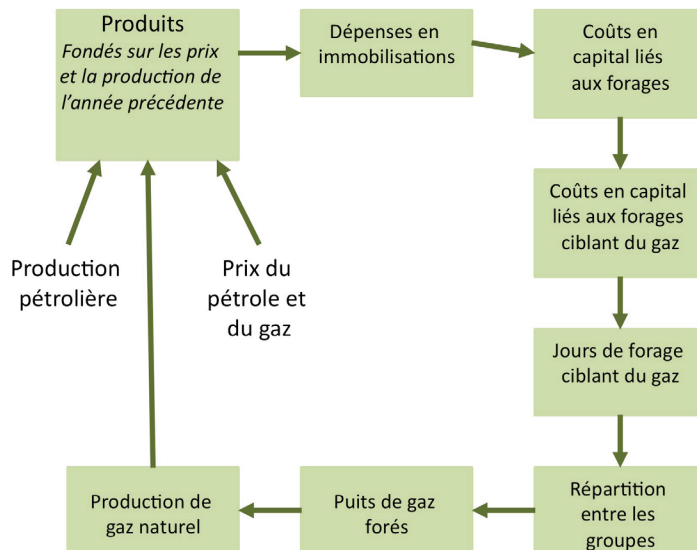
Au niveau conceptuel, les estimations de production de gaz naturel provenant du module de ce produit peuvent être divisées en deux parties. La première touche la production provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), qui représentait environ 97 % de la production de gaz naturel canadien en 2010. Selon les projections contenues dans le rapport sur l'avenir énergétique, cette production continuera d'être considérable, s'établissant à 90 % en 2035, sans tenir compte de celle du delta du Mackenzie. La seconde partie représente la production des provinces de l'Est et du Nord; elle est présentée séparément.

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC)

La figure 2.2 présente de façon schématique la méthode utilisée pour calculer la production de gaz naturel provenant du BSOC. À son niveau le plus élevé, l'estimation produite par le module est fonction des produits au cours des années précédentes.

FIGURE 2.2

Méthodologie pour l'établissement de la production du BSOC



Pour estimer les revenus d'un producteur durant une année donnée, on multiplie le prix de l'année précédente par la production pendant la même période. On estime les dépenses en immobilisations

à partir d'estimations des sommes réinvesties. On affecte au forage la partie des dépenses en immobilisations qui lui revient, puis on divise celles-ci selon qu'il s'agit d'activités visant le pétrole ou le gaz naturel. En appliquant un coût estimatif par jour pour le forage, on peut connaître le nombre de jours de forage ciblant du gaz naturel pendant l'année.

Les jours de forage ciblant du gaz naturel sont répartis entre les 132 regroupements de ressources du BSOC à partir de facteurs comme les niveaux d'activités antérieurs, les coûts relatifs, les intentions annoncées de l'industrie et les ventes précédentes de droits de forage. Cette répartition est importante pour analyser l'offre de gaz naturel dans le BSOC, car elle précise où le forage de puits se déroulera et d'où proviendra la nouvelle production pour l'année visée par la projection.

Pour connaître la production de chaque groupe du BSOC, on multiplie le nombre de puits dans chaque regroupement par le profil de production moyen des puits du groupe. On estime la production moyenne d'un puits durant sa vie utile en examinant sa production passée. Le taux de production d'un puits est plus élevé durant les premiers mois, puis il diminue avec le temps, pour se stabiliser après quelques années de production. La tendance pour le taux initial de production et les diminutions au fil du temps est reportée afin de prédire le profil de production des puits forés. On peut trouver une description détaillée de la méthodologie relative à l'analyse de la courbe de décroissance dans l'annexe de l'ÉMÉ annuelle de l'ONÉ intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel*.¹⁵

Enfin, une fois la production pour l'année connue, on détermine les produits en multipliant la production de gaz naturel par le prix, et c'est ce montant qui est utilisé pour enclencher le processus pour l'année suivante.

Autres régions canadiennes productrices

L'offre de gaz naturel dans les régions situées à l'extérieur du BSOC repose sur un plus petit nombre de puits. Dans les régions extracôtières et les régions du Nord, les activités sont directement rattachées à des projets précis. Le module du gaz naturel représente l'offre de ces régions par une analyse de la tendance de la production. Cela consiste à calculer les tendances de production établies pour les projets existants et à estimer celles pour la production éventuelle des projets futurs.

D. Module du bilan de raffinage

Le module du bilan de raffinage estime l'utilisation qui est faite du pétrole brut à la grandeur du Canada. Plus précisément, il rapproche les estimations d'offre et de demande et les exportations de pétrole brut lourd et léger. Le module du bilan de raffinage surveille aussi les besoins des raffineries en charge d'alimentation, et la provenance de cette charge, dans les régions canadiennes où se fait le gros du raffinage. Les résultats sont distribués entre cinq régions, soit l'Alberta, l'Ontario, le Québec, les provinces de l'Atlantique et autre.

Les principales sources de données d'entrée du module du bilan de raffinage sont ENERGY 2020 pour la demande d'énergie, le module du pétrole brut pour la production de pétrole brut, et Statistique Canada pour les données historiques sur l'offre et l'utilisation des produits pétroliers raffinés. Les données sur la demande d'énergie provenant d'ENERGY 2020 servent à estimer les besoins futurs en charge d'alimentation et la provenance de celle-ci pour le Canada. Le module du pétrole brut fournit l'offre finale dont a besoin le module du bilan de raffinage pour estimer les transferts de produits. On utilise les données historiques de Statistique Canada pour étalonner le module.¹⁶ L'ONÉ rajuste

15 Les annexes A1 et A2 sont disponibles à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/ntrlg/ntrlgsvlrbly20122014/ntrlgsvlrbly20122014-fra.html>.

16 Statistique Canada. *Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés au Canada*. Disponible à l'adresse <http://www5.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=45-004-X&chropg=1&lang=fra>

ces estimations pour tenir compte des événements récents et prévus touchant le secteur du raffinage, comme la transformation de la raffinerie de Shell à Montréal en un terminal de produits, le programme de redevances en nature de l'Alberta ou l'agrandissement de la raffinerie de CCRL.

E. Module des liquides de gaz naturel

Le module LGN fournit au cadre de modélisation du rapport sur l'avenir énergétique une estimation de l'offre et de la demande de LGN au Canada. Le module produit une simulation pour quatre catégories de liquides, soit l'éthane, le butane, le propane et le pentane plus. Pour chacun, le module estime la production, l'offre et la demande à l'échelle provinciale. Ces données sont fondées sur des estimations de la production provenant des modules du gaz naturel et du pétrole brut, ainsi que sur des estimations de la demande d'énergie provenant d'ENERGY 2020 et de projections macroéconomiques produites par TIM. Des données historiques sur l'offre et la demande de LGN provenant de Statistique Canada sont utilisées pour valider le module.

On estime séparément la demande de LGN pour chaque liquide, d'après la demande de chacun par diverses industries. Puisque l'offre d'éthane est actuellement inférieure à la capacité de consommation du secteur pétrochimique, on suppose que la demande totale est égale à l'offre disponible.¹⁷ De la même manière, on pose comme hypothèse que l'ensemble de la demande de butane et de pentane plus est utilisée à des fins non énergétiques, soit comme charge d'alimentation par le secteur pétrochimique, par les raffineries pour la production de carburants ou comme diluant pour la production des sables bitumineux. La demande de propane comprend les utilisations à des fins énergétiques (carburant) et non énergétiques (charge d'alimentation à des usages industriels); on présume qu'elle est dépendante des facteurs macroéconomiques prévalant au Canada.

On a estimé l'offre d'éthane à partir de projections du débit de gaz naturel commercialisable dans le réseau de collecte de l'Alberta et le débit de gaz brut vers les usines de champ gazier ayant la capacité d'extraire l'éthane. Cette méthode prend en compte la concentration estimative d'éthane dans le gaz utilisé comme charge d'alimentation des installations d'extraction de l'éthane¹⁸ dans l'Ouest canadien, par région. Elle examine aussi la capacité de ces usines à extraire le liquide du gaz.

Les estimations concernant l'offre de propane, de butane et de pentane plus reposent sur des estimations de production de gaz naturel provenant du module du gaz naturel. Ces estimations prennent en considération la composition du liquide dans le gaz, l'efficacité moyenne de l'usine de gaz et la répartition de la production entre les usines de chevauchement et de champ gazier. L'offre de pentane plus comprend la production provenant des champs pétroliers, aussi appelée condensat, obtenue d'un puits. On estime également la production de propane et de butane provenant des raffineries, et on combine les volumes dérivés du traitement du gaz. Ces chiffres comprennent aussi une faible proportion d'éthane, de propane et de butanes tirés de sources non classiques, notamment des sables bitumineux et du traitement des dégagements gazeux des raffineries.

F. Module de l'offre de charbon

Le module de l'offre de charbon produit des estimations de la production et de l'utilisation du charbon au Canada. Il utilise des données sur la demande d'énergie provenant d'ENERGY 2020, des données historiques sur la production fournies par RNCAN et des informations sur les projets d'exploitation minière du charbon envisagés.

17 Le rapport sur l'avenir énergétique constate l'existence de plusieurs propositions visant à importer de l'éthane au Canada. Ces projets sont à des stades variés d'avancement, dont certains au stade de l'examen au titre de la réglementation. Pour cette raison, ils n'ont pas été pris en considération dans la projection de la demande, mais ils sont mentionnés dans la note de bas de page 46 (page 43) du rapport.

18 L'éthane est extrait du gaz dans les usines de champ gazier et les usines de chevauchement.

Les données sur la demande d'énergie tirées d'ENERGY 2020 servent à estimer la demande de charbon dans les secteurs énergétiques et industriels au Canada. À l'heure actuelle, on compte neuf propositions de nouvelles mines ou agrandissements de mines de charbon au Canada, la plupart aux fins d'exportation du produit. L'ONÉ modélise la production provenant de ces projets, puis les ajoute aux hypothèses sur la demande intérieure pour obtenir une estimation de la production totale de charbon au Canada. On valide les estimations en les comparant à d'autres publiées sur la croissance de la production et des exportations de charbon.

2.2. Consultation des parties prenantes

La consultation des parties prenantes est un élément fondamental de la préparation du rapport de l'ONÉ sur l'avenir énergétique. Afin de réaliser le rapport intitulé *Avenir énergétique du Canada – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*, l'ONÉ a cherché à connaître l'opinion de Canadiens intéressés par les questions énergétiques. En mai et juin 2011, l'ONÉ a sollicité les commentaires de plus de 800 parties prenantes sur les hypothèses, l'analyse préliminaire et les résultats. Parmi celles-ci figuraient des représentants de l'industrie, des gouvernements, d'organismes gouvernementaux et des milieux universitaires. L'ONÉ leur a demandé de passer ses conclusions préliminaires en revue et d'y réagir, soit en formulant des commentaires par écrit ou en assistant à l'une des douze séances de consultation qu'il a organisées. Ces séances se sont tenues entre le 25 mai et le 17 juin dans les villes suivantes : Yellowknife, Edmonton, Toronto, Ottawa, Montréal, St. John's, Halifax, Fredericton, Winnipeg, Regina, Vancouver et Calgary.

Le présent résumé donne un aperçu de la rétroaction obtenue auprès des parties prenantes sur les hypothèses macroéconomiques et celles touchant les prix, ainsi que sur les résultats concernant l'offre et la demande d'énergie. L'accent est mis sur les volets de l'analyse où un grand nombre de parties ont suggéré d'approfondir le sujet dans le rapport définitif. La rétroaction ne reflète pas nécessairement le point de vue de l'ONÉ ni les commentaires de chacune des parties prenantes; elle résume les suggestions recueillies d'un bout à l'autre du pays.

L'ONÉ tient à remercier les personnes qui ont pris part à ces consultations et dont les observations ont été constructives et appréciées. Sans la précieuse participation de ces personnes et groupes, la qualité de l'analyse que l'on trouve dans les projections du rapport sur l'avenir énergétique n'aurait pas été possible.

Macroéconomie et hypothèses de prix

Les commentaires des parties prenantes sur les hypothèses macroéconomiques peuvent être classés en trois catégories :

- Les parties prenantes ont proposé que la croissance économique dans le scénario de croissance lente soit moins forte, afin de bénéficier d'une plus large plage de résultats possible sur la croissance économique et de pouvoir démontrer de quelle façon les résultats se répercutent sur l'offre et la demande d'énergie.
- Les hypothèses préliminaires de l'ONÉ concernant le taux de change étaient identiques pour le scénario de référence, le scénario de prix élevé et le scénario de prix bas. Lors de chacune des séances de consultation, l'ONÉ a demandé aux participants leur avis sur l'incidence que des prix différents pour le scénario de prix élevé et de prix bas auraient sur le taux de change. D'après la rétroaction reçue des parties prenantes, le prix de l'énergie se répercute favorablement sur le taux de change, qui s'apprécie à mesure qu'augmentent les prix du pétrole, et qui diminue dans le cas contraire.
- Enfin, la grande majorité des commentaires des parties prenantes portaient sur des projections industrielles ou régionales précises, notamment sur la population d'une

province, la productivité et les taux de croissance de la population active. Les observations ont aussi porté sur les projections de production industrielle de certaines industries bien précises.

Les hypothèses relatives aux prix du pétrole et du gaz naturel dans les scénarios de référence, de prix bas et de prix élevé ont été généralement bien accueillies. Toutefois, plusieurs participants ont indiqué que l'incertitude entourant ces prix était suffisamment forte pour que la plage de projections n'englobe pas toutes les fluctuations possibles.

Demande d'énergie

Les commentaires portant sur les projections de la demande d'énergie ont surtout visé la croissance de la charge d'électricité, les effets des politiques et des programmes et l'avenir des technologies de transport émergentes.

- Plusieurs parties prenantes ont soutenu que les taux de croissance préliminaires de la demande d'électricité étaient faibles pour certaines provinces. En dépit des efforts d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, les parties prenantes ont mentionné plusieurs secteurs où la croissance devrait stimuler l'utilisation d'électricité, notamment les perspectives de forte croissance de l'extraction de potasse en Saskatchewan.
- Plusieurs commentaires ont porté sur les effets des politiques et des programmes, aussi bien provinciaux que fédéraux. Bon nombre de ces observations visaient des provinces, des combustibles et des secteurs économiques précis. En outre, de nombreuses parties ont insisté sur le fait que les politiques, les programmes et les cibles futurs qui dépassent le cadre du scénario de référence représentaient des incertitudes importantes pour les projections de la demande d'énergie.
- L'avenir des véhicules électriques (totalement électriques et hybrides rechargeables) et des véhicules fonctionnant au gaz naturel (en particulier pour les parcs de véhicules et le transport de marchandises) a suscité de nombreux commentaires. De façon générale, les parties ont appuyé l'inclusion de ces types de véhicules, et certaines ont indiqué que les niveaux de pénétration préliminaire du marché étaient prudents.

Offre de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel

De façon générale, les commentaires portant sur l'offre de pétrole, de gaz naturel et de LGN s'attardaient à la production provenant de sources non classiques (sables bitumineux et schiste) et à des préoccupations régionales.

- Globalement, les participants ont estimé que les projections concernant l'exploitation des sables bitumineux étaient audacieuses. Plusieurs parties prenantes ont souligné divers problèmes possibles liés à la disponibilité de main-d'œuvre, aux enjeux environnementaux et à l'offre de diluants.
- Les participants de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont estimé que les projections préliminaires pour la production de gaz naturel étaient prudentes. Nombreuses ont été les parties prenantes qui ont indiqué que les hypothèses de l'ONÉ concernant les taux de production initiaux étaient faibles.
- Les participants du Canada Atlantique ont fait état des possibilités de mise en valeur du gaz de schiste, tandis qu'à la séance tenue à Montréal, on a appuyé la décision de l'ONÉ de ne pas inclure la production de gaz de schiste du Québec jusqu'à ce qu'un examen au titre de la réglementation ait été fait.

Offre d'électricité

Les discussions entourant l'offre d'électricité ont principalement porté sur les projections concernant l'augmentation de la capacité et de l'offre d'énergie renouvelable, ainsi que sur les perspectives en matière de capture et stockage de carbone (CSC).

- Globalement, les parties prenantes étaient d'accord avec l'augmentation de l'offre d'électricité provenant de ressources renouvelables. Plusieurs commentaires étaient propres au lieu de provenance de leurs auteurs et traitaient de la pénétration du marché par les ressources renouvelables; quelques participants ont estimé que les ajouts de capacité préliminaires de la production éolienne étaient élevés.
- On s'est dits incertains quant aux projections relatives à la CSC. Certains participants étaient d'avis que les investissements et les possibilités de croissance de la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) se traduiraient par une croissance vigoureuse de ce secteur durant la période à l'étude. D'autres étaient moins optimistes et ont cité la production dans des centrales alimentées au gaz comme source plus rentable de remplacement du charbon.

Liste des participants et collaborateurs

Affaires autochtones et Développement du Nord Canada	Enbridge Inc.
Alberta Energy Resources Conservation Board	Encana Corporation
Alberta Innovates, Energy and Environmental Solutions	Énergie NB
Alberta Research Council	Energy Futures Network
Assemblée législative du Yukon	Energy Secretariat Department of Foreign Affairs and International Trade
Association canadienne de l'électricité	Energy Shop
Association canadienne de l'hydroélectricité	Enterprise Saskatchewan
Association canadienne de l'industrie de la chimie	ENVINT Consulting
Association canadienne de pipelines d'énergie	Environnement Canada
Association canadienne des producteurs pétroliers	Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick
Association canadienne du gaz	FORTIS BC
Association canadienne du propane	Forward Energy Group Inc.
Atlantica Centre for Energy	Fraser Milner Casgrain S.E.N.R.L.
BC Hydro	GE Energy
Brookfield Renewable Power	Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
CAMPUT	Gouvernement du Manitoba
Canadian Environmental Law Association	Gouvernement du Nouveau-Brunswick
Centre national de recherche	Green Action Centre / Resource Conservation Manitoba
Chambre de commerce de l'Alberta	Groupe d'études et de recherche en analyse de décision (GERAD)
COGEN Canada	Industrie Canada
Commission canadienne de la sûreté nucléaire	Informetrica Limited
Commission de l'énergie de l'Ontario	Infotechnika
Compagnie Pétrolière Impériale Ltée	Innovation, Énergie et Mines Manitoba
Conference Board du Canada	Institut canadien de recherche énergétique
Conseil économique des provinces de l'Atlantique	Institut national de la recherche scientifique
Enbridge Gas Distribution	

Irving Oil	Office de l'énergie de l'Ontario
London Economics International LLC	Office des changements climatiques, de l'efficacité énergétique et de l'échange des droits d'émission de Terre-Neuve-et-Labrador
Manitoba Hydro	
Maritime Electric	Pembina Institute
Ministère de l'Énergie de l'Alberta	Powerex
Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse	Province de la Nouvelle-Écosse
Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick	Régie des services publics du Manitoba
Ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario	Ressources naturelles Canada
Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique	Roland Priddle Energy Consulting Inc.
Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan	SaskPower
Ministère de l'Environnement de l'Alberta	Shell Canada Limitée
Ministère de l'Environnement de l'Ontario	SNC Lavalin
Ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse	Société d'exploitation du réseau électrique de l'Alberta
Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et des Forêts de l'Île-du-Prince-Édouard	Société indépendante d'exploitation du réseau électrique (Ontario)
Ministère de l'Industrie, du Tourisme et de l'Investissement de Terre-Neuve-et-Labrador	Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie
Ministère des Finances de l'Ontario	TransGas
Ministère des Finances de la Nouvelle-Écosse	Transports Canada
Ministère des Finances de Terre-Neuve-et-Labrador	Université de l'Alberta, département d'économie
Ministère des Finances et de l'Entreprise de l'Alberta	Université de la Saskatchewan
Ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador	Université Memorial
Ministère des Ressources naturelles et de la Faune	Valeurs Mobilières TD
Mouvement Au Courant	Ville d'Ottawa
Newfoundland and Labrador Hydro	Ville de Yellowknife
NOVA Chemicals Corporation	Wek'eezhii Land and Water Board
Ocean Renewable Energy Group	whatIf? Technologies
	Ziff Energy Group
	Différents particuliers

CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

Le rapport sur l'avenir énergétique renferme des projections de l'offre et de la demande d'énergie au Canada et fait état des principaux déterminants de ces projections. Il est toutefois important de noter que les projections contenues dans le rapport sont soumises aux affres du contexte énergétique canadien, nord-américain et mondial. À titre d'exemple, le marché mondial du pétrole brut est pris en considération dans l'établissement des diverses projections de prix du pétrole; les perspectives macroéconomiques aux États-Unis affectent les moteurs de l'économie canadienne; et les politiques, les programmes et les avancées technologiques actuels agissent aussi bien sur les résultats pour la demande d'énergie que pour l'offre.

La présente section offre un complément d'information sur le contexte énergétique servant de toile de fond aux projections du rapport sur l'avenir énergétique dans de nombreux secteurs clés.

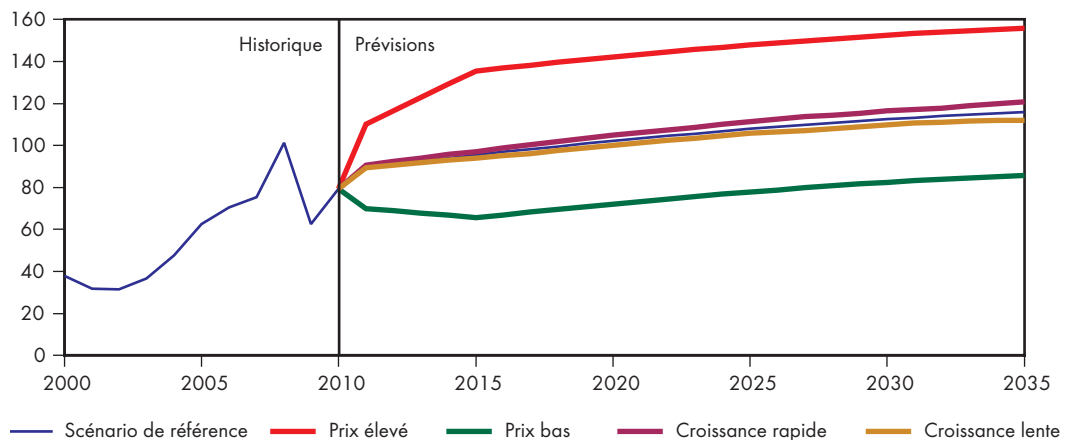
3.1 Prix du pétrole et du gaz naturel

Prix du pétrole

La projection à long terme du prix du pétrole (figure 3.1) repose sur la prémisse que l'approvisionnement sera sans cesse plus difficile et que l'exploration et la mise en valeur coûteront toujours plus cher, augmentant par le fait même le coût marginal de production. Parallèlement, entraînée par les grandes économies émergentes comme la Chine et l'Inde, la demande mondiale de pétrole continue de croître. Il s'ensuit que le prix du pétrole, en termes réels, poursuit son ascension.

FIGURE 3.1

Prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma – Tous les scénarios en \$US 2010/b



Cependant, en raison des découvertes récentes de l'industrie, on s'attend à ce que le resserrement sur le marché du pétrole s'atténue quelque peu avec le temps. Parmi ces réussites, notons les gisements sous salines au Brésil et les gisements de pétrole de réservoirs étanches des formations de Bakken, dans le Dakota du Nord et la Saskatchewan, et de Cardium et de Viking, en Alberta.¹⁹ L'adoption de carburant de remplacement dans le secteur des transports, notamment le gaz naturel et les biocombustibles, devrait également aider à freiner la croissance de la demande de pétrole brut.

Le scénario de référence pour le prix du pétrole est fondé sur un prix de 90 \$US en 2011. Par la suite, on prévoit une augmentation de 1,5 % par année jusqu'en 2015, résultat de la forte croissance de l'économie mondiale une fois la récession terminée. Après 2015, le taux de croissance diminue progressivement pour se situer à 0,5 % par année en 2035. Le choix d'un taux moins élevé après 2015 est fondé sur l'hypothèse que, malgré le fait que les marchés du pétrole brut demeurent relativement serrés, l'adoption d'autres ressources et la baisse de la croissance de la demande rétabliront l'équilibre sur le marché et mettront fin à la tendance à la hausse des prix du pétrole. En termes réels, tous les prix augmentent.

Dans le cas du scénario de prix élevé, le prix du baril de pétrole est 40 \$US plus élevé que celui du scénario de référence, alors que, dans le scénario du prix bas, il est 30 \$US sous celui-ci. Ces prix devraient couvrir la plus grande partie de la plage des prix pour tenir compte de leurs fluctuations, tout en étant suffisamment différents du prix du scénario de référence pour susciter une discussion sur les résultats. Le prix du pétrole dans le scénario de prix élevé est fixé à un niveau approchant le seuil considéré comme acceptable sans suffoquer la demande mondiale. En ce qui a trait au scénario de prix bas, le prix du pétrole est fixé à un niveau qui tient compte du coût de l'offre pour les producteurs marginaux, c'est-à-dire les producteurs de sables bitumineux.

Les prix dans les scénarios de croissance rapide et de croissance lente reprennent l'analyse de l'EIA dans ses perspectives énergétiques annuelles et ne varient que de quelques points de pourcentage par rapport au prix de référence. Comme cela est indiqué dans le rapport sur l'avenir énergétique, le faible écart tient au fait que les attentes de croissance économique plus rapide ou plus lente au Canada et aux États-Unis ne se répercutent que très peu sur la demande et le prix du pétrole brut à l'échelle mondiale.

Prix du gaz naturel

Les projections de prix pour le gaz naturel (figure 3.2) ont été établies après avoir mené des consultations auprès des acteurs de l'industrie, d'autres prévisions, des tendances récentes dans les prix du gaz, la courbe à terme des prix du gaz et les particularités de chaque scénario. On commence par présenter la projection de prix pour le scénario de référence; il s'agit d'une projection mitoyenne produite après l'analyse de nombreuses autres projections extérieures. Elle présente les coûts actuels de l'offre pour la production du gaz de réservoirs étanches et du gaz de schiste en Amérique du Nord. Les prix sont progressivement majorés pendant la période à l'étude pour tenir compte de l'augmentation de la demande de gaz naturel et de la hausse des coûts de production résultant de l'intensification de l'activité dans le secteur pétrolier. Les quatre autres scénarios de prix du pétrole sont basés sur la projection de prix du scénario de référence.

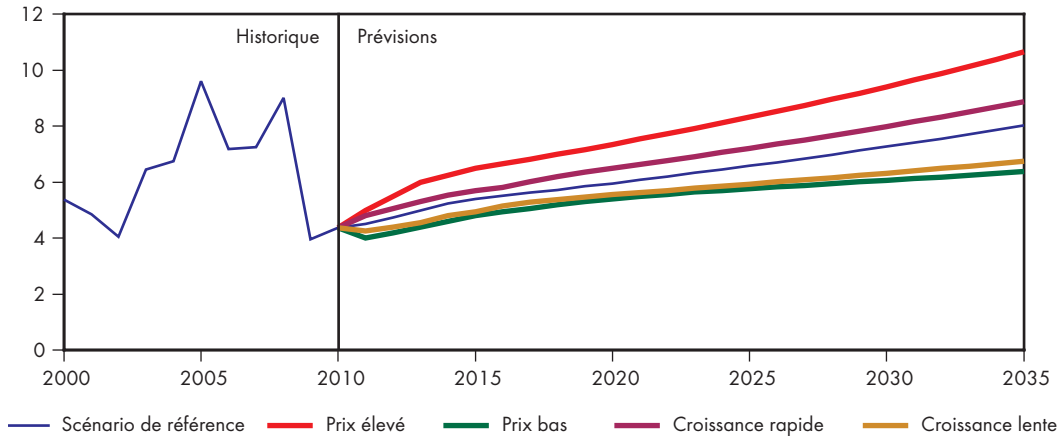
Les scénarios de prix élevé et de prix bas illustrent la volatilité possible des prix. Le second propose les niveaux de prix les plus faibles, ce qui entraîne une diminution graduelle de la production de gaz naturel, principalement dans les ressources moins rentables comme le gaz peu profond. Au bas de la

19 Pour un complément d'information sur le pétrole de réservoirs étanches, veuillez consulter la Note d'information sur l'énergie de l'ONÉ intitulée *Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Onest canadien*. Disponible à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/l/tgtdvlpmntwscsb2011/tgtdvlpmntwscsb2011-fra.html>

FIGURE 3.2

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

en \$US 2010/MBTU



fourchette de prix, on trouve le charbon utilisé pour produire de l'électricité et les coûts de l'offre du gaz et, à l'autre extrémité de la fourchette, les prix du mazout léger.

Les scénarios de croissance rapide et de croissance lente présentent les variations dans la demande de gaz naturel attribuables aux fluctuations de l'économie. Les prix plus élevés s'expliquent par la demande de gaz naturel plus forte en Amérique du Nord, occasionnée par une croissance économique plus soutenue, tandis que les prix plus faibles tiennent à une croissance économique plus lente. Ces deux scénarios sont basés sur la prévision à long terme présentée dans la perspective énergétique annuelle de l'EIA.

Ratio pétrole-gaz naturel

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. 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.²⁰

Le rapport sur l'avenir énergétique avance comme l'une des principales raisons à la présence de ce ratio pétrole-gaz élevé le nombre restreint d'occasions de se convertir des combustibles utilisant le pétrole au gaz naturel.

On évoque souvent la technologie de liquéfaction des gaz (TLG) pour expliquer cet écart. Bien que les projections du rapport sur l'avenir énergétique ne présument pas que cette technologie s'imposera, il demeure que ses répercussions éventuelles sur le ratio pétrole-gaz sont l'une des grandes incertitudes des projections. La technologie de liquéfaction des gaz offre un moyen non classique de monétiser le gaz naturel en le transformant par procédé chimique en des combustibles liquides de grande qualité. Tout d'abord, on provoque une réaction entre le gaz naturel et un mélange d'oxygène et de vapeur, de manière à créer un gaz de synthèse à partir de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Ce gaz de synthèse est ensuite transformé en des chaînes d'hydrocarbures par l'ajout d'un catalyseur

²⁰ L'utilisation accrue de la technique de fracturation hydraulique en plusieurs étapes constitue un autre important facteur expliquant l'énorme et nouveau potentiel de production de gaz naturel.

de fer ou de cobalt dans un ensemble de réactions chimiques connues sous le nom de procédé Fischer-Tropsch. On extrait ensuite les hydrocarbures légers et on les envoie à une usine de valorisation, où ils sont principalement transformés en diesel, kérosène ou naphte de haute qualité. Au cours de la dernière étape, on extrait aussi des composés comme le soufre afin de s'assurer que les combustibles résultant de la liquéfaction des gaz sont plus propres que leurs équivalents pétroliers. On s'interroge encore sur la faisabilité économique de la liquéfaction des gaz à l'échelle commerciale, mais des projets pilotes en cours semblent indiquer qu'il existe un potentiel en ce sens.

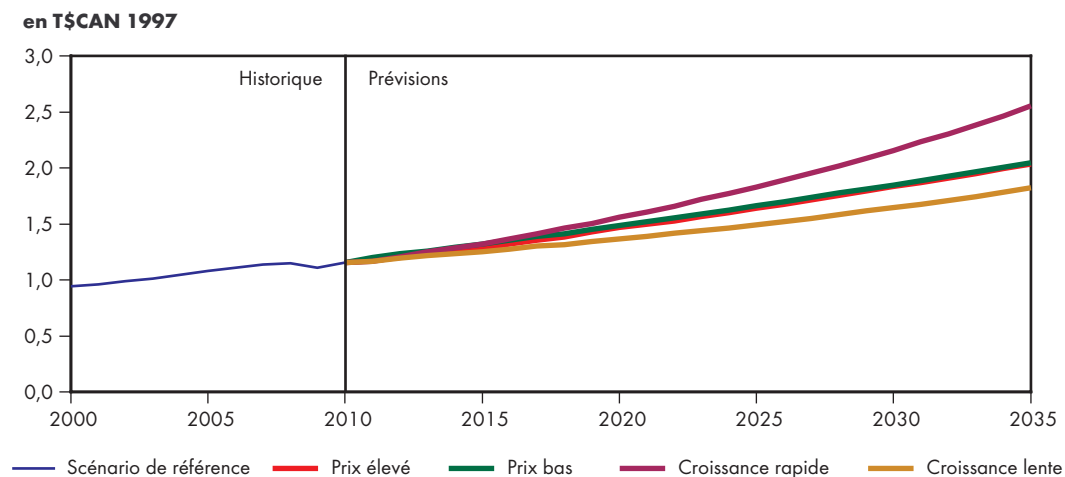
L'augmentation du nombre de véhicules alimentés au gaz naturel utilisés pour le transport est une autre option souvent évoquée pour profiter du ratio de prix entre le pétrole et le gaz. Le rapport sur l'avenir énergétique révèle que l'écart entre les prix de ces deux produits dans les projections constitue l'un des facteurs pour l'introduction modeste de ce type de véhicules dans les projections de la demande d'énergie. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les véhicules au gaz naturel dans la section consacrée aux véhicules de remplacement dans les transports.

3.2 Déterminants macroéconomiques

Les projections macroéconomiques (figure 3.3) ont été préparées par Infrometrica. Dans l'ensemble, elles sont le fruit de consensus, en ce sens qu'elles représentent le point de vue de divers organismes qui font des prévisions macroéconomiques. À court terme, on s'attend à ce que la reprise soit moins marquée qu'à l'habitude au sortir d'une récession. Toutefois, il y a consensus sur le fait qu'il n'y aura pas de récession à double creux, malgré les difficultés auxquelles l'économie devra faire face. Ces difficultés devraient être contrées par une remontée de la confiance des consommateurs et une reprise de la croissance des investissements à court terme.

FIGURE 3.3

Produit intérieur brut réel – Tous les scénarios



À moyen terme, les répercussions généralement reconnues du ralentissement de la population et de la main d'œuvre active commencent à se faire sentir. Après 2020, le vieillissement de la population se fait davantage sentir et freine encore plus la croissance. Ce rythme ralenti se stabilise et demeure constant pendant les quinze dernières années de la projection. Une augmentation de la productivité de la population active, conforme à la perception que la rareté de la main-d'œuvre favorisera l'injection de capitaux dans l'économie, vient contrecarrer le changement démographique.

La croissance de l'économie canadienne est étroitement liée à celle de la vigueur de l'économie américaine. Les projections de croissance de cette dernière tiennent compte des projections de l'EIA, mais elles reposent aussi sur une vision consensuelle de cette économie à court et à moyen termes. La projection indique que la reprise aux États-Unis se fera plus lentement que lors des cycles commerciaux précédents. La croissance s'accélère tout doucement de 2011 à 2013, par rapport à 2010, et, comme au Canada, une récession à double creux sera évitée. Comme c'est le cas au Canada, les effets à long terme du resserrement de l'offre de main-d'œuvre réduisent le potentiel de croissance économique.

Le scénario de croissance rapide prévoit une croissance plus rapide et une augmentation de la productivité plus soutenue, soit, en moyenne, de 0,6 % et de 1,3 %, respectivement, par année pendant toute la période à l'étude. Le scénario de croissance lente mise sur une croissance plus faible de la main-d'œuvre et de la productivité, soit de 1,0 % et de 1,8 %, respectivement, en moyenne par année au cours de la même période.

Les scénarios de prix élevé et de prix bas ont tous les deux comme point de départ la perspective macroéconomique du scénario de référence. Les répercussions macroéconomiques des prix plus élevés et plus bas de l'énergie ont ensuite été mesurées de façon endogène au moyen du cadre de modélisation intégré du rapport sur l'avenir énergétique.

3.3 Politiques et programmes énergétiques

L'une des principales hypothèses simplificatrices du rapport sur l'avenir énergétique est que seuls les politiques et les programmes en vigueur ou sur le point de l'être au moment de la préparation du rapport sont pris en compte. Par conséquent, les politiques à l'étude ou qui seront élaborées après que les projections ont été faites n'ont pas été incluses dans l'analyse.

Le lecteur trouvera dans le tableau 3.1 une liste partielle des politiques, programmes et règlements en matière d'énergie au Canada. Pour un complément d'information, il est invité à consulter le *Répertoire des programmes d'efficacité énergétique et d'énergies de remplacement au Canada* de RNCAN, administré par l'Office de l'efficacité énergétique.²¹

T A B L E A U 3 . 1

Politiques, programmes, règlements et plans d'action en matière énergétique, par territoire

Canada	<ul style="list-style-type: none"> • Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers • Règlement sur les carburants renouvelables • Divers programmes écoÉNERGIE
Alberta	<ul style="list-style-type: none"> • Specified Gas Emitters Regulation • Alberta climate change strategy, "Responsibility. Leadership. Action." • C3 (anciennement connu sous le nom Climate Change Central)
Colombie-Britannique	<ul style="list-style-type: none"> • Clean Energy Act • Renewable and Low Carbon Fuel Requirement Regulation • LiveSmart BC
Manitoba	<ul style="list-style-type: none"> • Loi sur les changements climatiques et la réduction des émissions de gaz à effet de serre • Programme d'économies, de remises et de prêts de Manitoba Hydro • Loi sur les biocarburants

21 http://oe.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/politique_f/programmes.cfm?attr=0

Nouveau-Brunswick	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Plan d'action sur les changements climatiques 2007-2012</i> • Efficacité NB – Aider les Néo-Brunswickois à économiser de l'énergie
Nouvelle-Écosse	<ul style="list-style-type: none"> • Climate Change Action Plan • 2010 Renewable Electricity Plan • Efficiency Nova Scotia
Ontario	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Loi de 2009 sur l'énergie et l'économie verte</i> • <i>Plan énergétique à long terme de l'Ontario</i> • Save ON Energy (Office de l'énergie de l'Ontario)
Québec	<ul style="list-style-type: none"> • <i>L'énergie pour construire le Québec de demain</i> • Plan d'action de développement durable d'Hydro-Québec • Divers programmes et politiques en matière d'efficacité énergétique
Saskatchewan	<ul style="list-style-type: none"> • SaskEnergy energy efficiency programs • GoGreen
Terre-Neuve-et-Labrador	<ul style="list-style-type: none"> • <i>The 2007 Energy Plan: Focusing our Energy</i> • Take Charge NL
Territoires du Nord	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Energy for the Future: An Energy Plan for the Northwest Territories</i> • <i>Energy Strategy for Yukon</i> • <i>Ikummatit: The Government of Nunavut Energy Strategy</i>

3.4 Efficacité énergétique de l'utilisation finale

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, voilà les principaux déterminants de la demande d'énergie. La présente section offre de plus amples renseignements sur l'efficacité énergétique et l'économie d'énergie au Canada et leurs effets sur les projections de la demande pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel et le secteur des transports.

Bâtiments

Selon les projections de la demande du rapport sur l'avenir énergétique, les secteurs résidentiel et commercial connaissent la plus faible croissance de la demande. On prévoit que la consommation annuelle moyenne dans ces secteurs sera de 0,6 % et 1,0 %, respectivement. Dans ces secteurs, l'énergie consommée est principalement utilisée pour le chauffage et la climatisation des bâtiments, l'eau chaude, l'éclairage, l'alimentation des appareils ménagers et autres appareils (dans le secteur commercial, l'énergie utilisée pour l'éclairage des voies publiques et par les oléoducs et les gazoducs est incluse). Cette section renferme des renseignements supplémentaires sur les efforts d'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment au Canada. On porte une attention particulière aux cotes ÉnerGuide pour les maisons, au Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments – Canada (CMNÉB) et à la *Loi sur l'efficacité énergétique* du Canada.

Mesures d'efficacité énergétique

ÉnerGuide et Energy Star sont deux programmes d'étiquetage que l'on trouve au Canada. ÉnerGuide est la marque officielle du gouvernement du Canada associée à l'étiquetage et à la cotation de la consommation d'énergie ou du rendement énergétique des appareils électroménagers et des appareils de chauffage et de ventilation. Le symbole Energy Star va encore plus loin, en désignant les modèles qui atteignent ou dépassent des niveaux d'excellence en matière d'efficacité énergétique. La marque Energy Star a été adoptée par l'Australie, le Canada, l'Union européenne, le Japon, la Nouvelle-

Zélande et Taïwan. Il existe désormais une grande collaboration à l'échelle internationale en matière de cotation et d'étiquetage.²²

Relevant de l'OEE, le programme de cotation *ÉnerGuide pour les maisons* définit une façon uniforme de mesurer le rendement énergétique d'une maison. Il s'apparente au programme de cotation pour les appareils ménagers. Le système de cotation de l'OEE accorde à une maison une cote d'efficacité énergétique se situant entre 0 et 100. Une cote de 0 est accordée à une maison sans isolation ayant d'importantes fuites d'air et une consommation d'énergie très élevée. Une cote de 100 est donnée à une maison étanche à l'air, très bien isolée, suffisamment ventilée et ne nécessitant aucun achat d'énergie sur une base annuelle.²³ Les cotes énergétiques sont expliquées plus en détail dans le tableau 3.2.

T A B L E A U 3 . 2

Cotes énergétiques ÉnerGuide(a)

Cotes énergétiques typiques Type de maison	Cotes
Nouvelle maison construite en conformité avec les normes du code du bâtiment	65 - 72
Nouvelle maison avec certaines rénovations énergétiques	73 - 79
Nouvelle maison éconergétique	80 - 90
Maison nécessitant très peu ou pas d'achat d'énergie	91 - 100

(a) Office de l'efficacité énergétique. *La cote ÉnerGuide*, 2010. Disponible à l'adresse <http://oee.rncan.gc.ca/residentiel/entreprises/renovateurs-construc-teurs-metiers/1393>

RNCAN s'est donné comme objectif une cote ÉnerGuide de 80 ou plus pour toutes les nouvelles maisons. Pour mettre les choses en perspective, une nouvelle maison type, en 2002, aurait obtenu une cote se situant entre 70 et 71, alors que la cote énergétique d'une maison construite au début des années 1970 aurait été d'environ 65.²⁴ Par ailleurs, certaines provinces²⁵ ont annoncé leur intention d'utiliser la cote ÉnerGuide 80 ou une cote équivalente comme cible atteignable en matière de rendement énergétique.²⁶

Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments (CMNÉB)

Au printemps 2011, on a mis la touche finale à une version revue en profondeur du Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments. Le CMNÉB comporte des exigences minimales en matière d'efficacité énergétique pour les nouveaux bâtiments commerciaux, institutionnels et gouvernementaux, ainsi que pour les rajouts et les rénovations importantes à ceux-ci. Ce document renferme des renseignements détaillés sur l'enveloppe des bâtiments, l'éclairage, la puissance électrique ainsi que sur les systèmes de chauffage, de ventilation et de conditionnement

22 Ressources naturelles Canada. *Bref historique – ÉnerGuide et ENERGY STAR*, 2009. Disponible à l'adresse <http://oee.rncan.gc.ca/equipement/energystar/15434>

23 Office de l'efficacité énergétique. *Qu'est-ce que le système de cote ÉnerGuide?* 2010. Disponible à l'adresse <http://oee.rncan.gc.ca/residentiel/personnel/maisons-neuves/forfaits-amelioration/15163>

24 ONÉ. *Codes, règlements et normes influençant la demande énergétique – Note d'information sur l'énergie*, 2008. Disponible à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmitr/nrgyrprt/nrgdmnd/cdstndrdrgltn2008/cdstndrdrgltn-fra.html>

25 Le Québec et le Nouveau-Brunswick ont aussi fait part de leur intention d'adopter la cote ÉnerGuide 80 avant 2012. En Nouvelle-Écosse, le code du bâtiment publié en 2010 renfermait de nouvelles normes en matière d'efficacité énergétique et d'économie de l'eau.

26 Buchan, Lawton, Parent Ltd. *Adopting EnerGuide 80 as a Code Compliance Requirement for New Homes*. Juillet 2007.

d'air qui peuvent contribuer à la réalisation d'économies d'énergie considérables.²⁷ Document d'accompagnement au Code national du bâtiment, le CMNÉB devrait permettre d'améliorer le 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.²⁸

Loi sur l'efficacité énergétique

Le programme de réglementation du Canada en matière d'efficacité énergétique compte parmi les meilleurs dans le monde. La *Loi sur l'efficacité énergétique* est entrée en vigueur au Canada en 1992 et comporte deux grands volets :

- créer et faire appliquer des normes en matière de rendement visant les produits consommateurs d'énergie qui sont importés au Canada ou fabriqués au Canada et expédiés d'une province à l'autre;
- établir des normes en matière d'étiquetage pour ces produits, afin de permettre aux consommateurs de comparer le rendement énergétique des divers modèles d'un même produit.

L'objectif de la loi est d'éliminer les produits les plus énergivores du marché canadien.

Le *Règlement sur l'efficacité énergétique* qui définit les normes est entré en vigueur en 1995. Des modifications sont apportées régulièrement au Règlement pour y inclure de nouveaux produits, harmoniser les normes minimales de rendement énergétique avec celles d'autres territoires et actualiser les méthodes d'essai ou les exigences relatives à l'étiquetage (y compris l'étiquetage du programme ÉnerGuide). Tel qu'indiqué précédemment, le *Règlement sur l'efficacité énergétique* est modifié régulièrement. La Modification 11, par exemple, resserre les normes minimales de rendement énergétique pour plusieurs produits déjà réglementés et introduit de nouvelles normes de rendement pour des produits qui n'étaient pas jusque-là réglementés. Elle a été publiée le 12 octobre 2011 et a pris effet le 12 avril 2012.²⁹

Une amélioration de l'efficacité a été observée presque aussitôt après l'entrée en vigueur de la *Loi sur l'efficacité énergétique*.³⁰ Selon les estimations de RNCAN, les économies annuelles moyennes d'énergie pour les gros appareils ménagers ont atteint 2,88 PJ de 1993 à 2007.³¹

Transports

Le scénario de référence du rapport sur l'avenir énergétique prévoit que le taux de croissance annuel moyen de la consommation d'énergie du secteur des transports s'établira à 1,4 %, en baisse par rapport au taux annuel moyen de 1,9 % enregistré de 1990 à 2008. L'adoption de nouvelles normes sur les émissions des véhicules personnels légers par le gouvernement fédéral explique en grande partie cette baisse. La touche finale à cette réglementation a été apportée en 2010. En voici un résumé.

27 Office de l'efficacité énergétique. *Mise à jour du Code national de l'énergie pour les bâtiments de 2011*, 20 avril 2009. Disponible à l'adresse <http://oe.e.nrcan.gc.ca/commerciaux/batimentsneufs/7849>

28 Cette amélioration est fondamentale dans l'établissement d'un étalon en matière d'efficacité énergétique pour les bâtiments. Il est à noter que l'on mesure cette amélioration d'après la consommation d'énergie par unité de surface de plancher (intensité énergétique), de sorte que la consommation nette variera si l'on augmente la superficie.

29 La Modification 12 a été publiée en novembre 2011. Quant à la Modification 13, elle est en préparation. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur le site de l'OEE, sous la rubrique Règlements et normes, à l'adresse <http://oe.e.nrcan.gc.ca/reglements/3500>

30 Ressources naturelles Canada. *Consommation d'énergie des gros appareils ménagers expédiés au Canada – Rapport sommaire*. Décembre 2009. Disponible à l'adresse <http://oe.e.nrcan.gc.ca/Publications/statistiques/acfgam09/index.cfm?attr=4>

31 Ibidem

La réglementation relative aux véhicules lourds qui prendra effet de 2014 à 2018 et celle visant les véhicules légers après 2016 sont en préparation. Par conséquent, il n'en n'est pas été tenu compte dans la projection. Le lecteur trouvera ci-dessous des renseignements supplémentaires sur ces initiatives.

Normes touchant les véhicules légers

Les normes d'économie de carburant visant les camions légers et les véhicules à passagers fixe la consommation maximale qu'un véhicule ne peut excéder sur une distance donnée. En place depuis le début des années 1970, suite à l'embargo pétrolier, la norme sur la « consommation moyenne de carburant de l'entreprise » (CMCE), touche tous les nouveaux véhicules à passagers et tous les camions légers vendus au Canada. Ces cibles ont été adoptées volontairement par l'industrie automobile. Elles sont conçues pour s'harmoniser aux normes américaines Corporate Average Fuel Economy, ou CAFE, en raison de l'intégration poussée de l'industrie automobile canadienne et américaine et pour tenir compte du fait que les véhicules construits dans ces usines sont vendus à la grandeur de l'Amérique du Nord.

Le 1^{er} avril 2010, Environnement Canada³², l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis et la National Highway Traffic Safety Administration (NHTSA) ont dévoilé une norme commune touchant les émissions d'échappement pour les années de modèle 2012 à 2016 de nouvelles voitures et nouveaux camions vendus aux États-Unis et au Canada.³³ Les normes sont fondées sur l'empreinte des véhicules, laquelle est déterminée par la taille de celui-ci.³⁴ Au bout du compte, la norme qui s'applique à chaque constructeur est différente selon l'éventail de véhicules que ce constructeur propose. On s'attend à ce qu'une grande partie de la réduction des émissions coïncide avec l'amélioration de l'efficacité énergétique.

En se fondant sur la composition prévue du parc de véhicules, l'EPA et la NHTSA estiment que le programme conjoint se traduira par un niveau moyen d'émissions globales de 250 grammes d'équivalent-CO₂ par mille pour l'année de modèle 2016. La norme d'émissions de gaz à effet de serre (GES) équivaut à une consommation de 6,6 l/100 km (35,5 mi/g), si l'industrie automobile atteint ce seuil de CO₂ en améliorant uniquement la consommation d'essence. Cependant, en raison des autres méthodes et du système de crédits introduits dans le programme³⁵, on estime que la consommation moyenne de carburant sera encore plus basse en 2016. Selon la NHTSA, les niveaux estimatifs d'émissions découlant de la CAFE pour l'ensemble du parc de voitures à passagers et de camions projeté seront de 7,2 l/100 km (32,7 mi/g) en 2016.³⁶

32 Aux États-Unis, la mise en application de la norme est assurée conjointement par l'EPA et la NHTSA. Au Canada, c'est Environnement Canada qui veille à l'application de la norme, en vertu de l'autorité qui lui est conférée par la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*. Pour de plus amples renseignements sur la norme et les effets prévus, consulter le *Résumé de l'étude d'impact de la réglementation dans la Gazette du Canada* du 17 avril 2010 (Vol. 144, n° 16) à l'adresse <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-04-17/html/reg1-fra.html>

33 Au Canada, la réglementation est entrée en vigueur avec les véhicules de l'année de modèle 2011, ce qui a eu comme effet d'harmoniser les normes canadiennes sur celles du programme d'économie d'énergie des États-Unis.

34 L'empreinte d'un véhicule correspond à la distance entre les pneus (la voie), multipliée par la distance entre les essieux (l'empattement).

35 Ces estimations comprennent les véhicules polycarburants (comme le carburant E85), l'échange de crédits entre les voitures et les camions ou les crédits provenant de l'amélioration des systèmes de climatisation.

36 Federal Register. Environmental Protection Agency, Department of Transportation. *Proposed Rulemaking to Establish Light-Duty Vehicle Greenhouse Gas Emission Standards and Corporate Average Fuel Economy Standards*, 28 septembre 2009. Disponible à l'adresse <http://edocket.access.gpo.gov/2009/pdf/E9-22516.pdf>.

Le 1^{er} octobre 2010, Environnement Canada a dévoilé le règlement définitif concernant les véhicules personnels légers.³⁷ Environnement Canada a aussi publié un avis d'intention de travailler avec les États-Unis à l'élaboration de normes encore plus rigoureuses pour les véhicules des années de modèle 2017 et ultérieures.³⁸ Ces annonces ont coïncidé avec celles de l'EPA et de la NHTSA indiquant que le processus visant à mettre au point des règles plus strictes pour les véhicules des années de modèle 2017 à 2025 était engagé.³⁹ À l'automne 2011, Environnement Canada a publié un document de consultation sollicitant les commentaires sur le règlement proposé pour 2017 à 2025.⁴⁰

Normes touchant les véhicules lourds

Contrairement au secteur du transport des passagers, les exploitants de véhicules du secteur du transport des marchandises accordent généralement une plus grande attention à l'économie de carburant, puisque cet élément joue un rôle de premier plan dans les coûts d'exploitation. Pour cette raison, les efforts touchant la réglementation de la consommation de carburant pour le marché des véhicules lourds en Amérique du Nord ont été moins soutenus.

De nombreuses technologies visant à réduire la consommation dans le secteur du camionnage ont été proposées et beaucoup d'entre elles ont été mises en œuvre à divers degrés. La réduction de la résistance au vent, l'utilisation de pneus à faible résistance au roulement, les systèmes anti-ralenti et les systèmes de transport intelligents⁴¹ constituent des exemples courants de technologies qui sont susceptibles de réduire la consommation de carburant dans le secteur du transport des marchandises.⁴²

En mai 2010, le Canada et les États-Unis ont annoncé la décision des deux gouvernements d'instaurer, pour la première fois, des normes de rendement énergétique et d'émissions des GES pour les véhicules moyens et lourds, à compter de l'année de modèle 2014.⁴³ En août 2011, Environnement Canada a publié un document de consultation afin de recueillir les commentaires au sujet du règlement proposé sur les véhicules lourds.⁴⁴

37 Environnement Canada. « Le Canada annonce le Règlement définitif visant les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux véhicules légers », Communiqué de presse, le 1^{er} octobre 2010. Disponible à l'adresse <http://www.ec.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=714D9AAE-1&news=3C7732ED-B2B7-4E45-8A54-A495500E58DB>

38 Environnement Canada. « Avis d'intention d'élaborer un règlement plus rigoureux afin de limiter les émissions de gaz à effet de serre produites par les automobiles à passagers et les camions légers des années de modèle 2017 et ultérieures », 2010. Disponible à l'adresse <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-10-16/html/notice-avis-fra.html>

39 United States Environmental Protection Agency. *EPA and DOT Announce Next Steps toward Tighter Tailpipe and Fuel Economy Standards for Passenger Cars and Trucks*, 1^{er} octobre 2010. Disponible à l'adresse <http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/d0cf6618525a9efb85257359003fb69d/f130fbd4409e4978852577af005746ef!OpenDocument>

40 Environnement Canada, « Document de consultation visant à discuter des principaux éléments du projet de règlement, pris en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, devant limiter davantage les émissions de gaz à effet de serre provenant des nouveaux véhicules routiers légers », 2010. Disponible à l'adresse <http://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=Fr&n=3C125336-1>

41 Comme une technologie de communications et d'information plus perfectionnée pour les chauffeurs, les véhicules et l'infrastructure des transports.

42 Conference Board du Canada. *Freight Trucks and Climate Change Policy : Mitigating CO₂ Emissions*, 2010. <http://www.conferenceboard.ca/documents.aspx?did=3501>

43 Pour une analyse plus approfondie des technologies permettant d'améliorer le rendement énergétique des divers carburants et les moyens de fixer des normes dans le secteur du transport des marchandises, veuillez consulter le document du Committee to Assess Fuel Economy Technologies for Medium – and Heavy-Duty Vehicles; National Research Council; Transportation Research Board intitulé *Technologies and Approaches to Reducing the Fuel Consumption of Medium- and Heavy-Duty Vehicles*, 2010. Disponible à l'adresse http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=12845

44 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 », 2011. Disponible à l'adresse <http://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=Fr&n=E826C69F-1>

Secteur industriel

Le secteur industriel représente le secteur qui consomme le plus d'énergie au Canada (47 % en 2009) et celui qui connaît la croissance la plus rapide dans les projections de la demande du scénario de référence du rapport sur l'avenir énergétique, avec un taux de croissance annuelle moyenne de 1,6 %. De nombreux facteurs expliquent cette croissance, notamment l'essor rapide des industries à forte intensité énergétique. Malgré ce taux de croissance soutenu, le secteur industriel déploie sans cesse des efforts pour améliorer son efficacité énergétique. Cette section offre un complément d'information sur les effets historiques de l'efficacité énergétique sur la demande d'énergie du secteur industriel, ainsi que les endroits où des gains d'efficacité ont été enregistrés.

Historique

Le secteur industriel a une longue histoire d'améliorations relativement constantes en matière d'efficacité énergétique.⁴⁵ Dans ce secteur, la consommation d'énergie est principalement liée à la croissance de l'économie. L'essor soutenu qu'a connu l'économie canadienne, entraînée principalement par les marchés des produits de base depuis une décennie (jusqu'à la récession de la fin de 2008), s'est reflété dans la hausse de la production et de la demande d'énergie des grandes industries.

L'OEE classe les diverses composantes du secteur industriel qui agissent globalement sur la consommation d'énergie au Canada en trois catégories qui sont : l'effet de l'activité, l'effet de la structure et l'effet de l'efficacité énergétique. L'effet de l'activité a trait au niveau de la croissance dans le secteur. L'effet de la structure touche les changements qui sont apportés aux types d'industries évoluant dans le secteur industriel. L'effet de l'efficacité énergétique, enfin, s'attache aux améliorations de l'efficacité énergétique. Comme l'indique le tableau 3.3, depuis 1990, quand les activités de l'industrie s'intensifient, la consommation d'énergie augmente. Cette hausse de la consommation est neutralisée, en partie, par les changements structureaux et les percées technologiques ayant contribué à améliorer l'efficacité énergétique.

T A B L E A U 3 . 3

Ventilation de la consommation d'énergie du secteur industriel selon l'OEE

	Secteur industriel
Consommation d'énergie en 2008 (PJ)	3237
Modification depuis 1990 (PJ)	527
<i>Effet de l'activité</i>	1331
<i>Effet de la structure</i>	-471
<i>Effet de l'efficacité énergétique</i>	-333

Source : OEE⁴⁶

45 Cette section porte principalement sur les améliorations générales de l'efficacité dans le secteur industriel, y compris l'industrie pétrolière et gazière en amont. Pour en apprendre davantage sur les percées technologiques propres à ces industries, veuillez consulter la prochaine section, où l'on traite des technologies émergentes dans l'approvisionnement de pétrole et de gaz naturel.

46 OEE, *Évolution de l'efficacité énergétique au Canada, de 1990 à 2008*. Disponible à <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/statistiques/evolution10/index.cfm?attr=0>

L'efficacité énergétique dans le secteur industriel

Selon les données compilées dans le cadre du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC), on a observé une amélioration annuelle de 0,7 % de l'intensité énergétique globale de 1990 à 2007.⁴⁷ En général, les progrès technologiques dans ce secteur consistent en de petites mesures apportées aux processus pour les rendre moins énergivores. Parmi les recommandations d'améliorations les plus souvent évoquées en ce qui a trait aux installations, il y a l'importance de compter sur du personnel formé, capable de surveiller l'équipement et de veiller à ce qu'il soit utilisé comme prévu. De nombreux facteurs, autres qu'économiques, rendent les grandes améliorations difficiles. Les arrêts de production, la viabilité à long terme d'une usine, l'incertitude entourant les coûts futurs de l'énergie, les possibilités grandissantes d'impartition et de nombreux autres facteurs retiennent l'attention des décideurs au sein d'une entreprise.

On peut identifier les améliorations de rendement énergétique en les classant dans des catégories générales qui sont communes à toutes les industries. Deux de ces catégories sont au nombre des plus grandes consommatrices d'énergie : la chaleur industrielle et les moteurs. La première, qui comprend des appareils comme les chaudières, les fournaies et les éléments chauffants, compte pour les deux tiers de la demande industrielle d'énergie. Quant aux moteurs, ils regroupent les ventilateurs, les transporteurs à courroie, les systèmes de commande ou d'entraînement, les pompes, les compresseurs et les accessoires. Ces moteurs sont presque tous alimentés à l'électricité.

On s'attend à ce que les gains d'efficacité énergétique à venir sur les systèmes utilisant la chaleur industrielle et les moteurs égalent ou surpassent ceux enregistrés dans le passé. Cela s'explique par le lien étroit qui existe entre ces activités et les coûts de l'énergie (qui représentent jusqu'à 35 % des coûts totaux de production) et par l'introduction de nouvelles normes pour les chaudières et les moteurs industriels qui ont été déposées à titre de modification à la *Loi sur l'efficacité énergétique*.⁴⁸

3.5 Carburants et véhicules de remplacement dans le secteur des transports

La pénétration sur le marché de carburants et de technologies automobiles de remplacement ou émergents constitue l'une des composantes les plus importantes des projections relatives à la consommation d'énergie dans le secteur des transports du rapport sur l'avenir énergétique. Sous l'impulsion des programmes et des règlements fédéraux et provinciaux, on constate une percée notable du biodiesel et de l'éthanol dans ce secteur. En outre, les projections de la demande dans les transports réservent aussi une part du marché à l'électricité et au gaz naturel.

Normes sur les carburants renouvelables, l'éthanol et les biocarburants

Les biocarburants ont la capacité de remplacer une partie des produits pétroliers utilisés dans le secteur des transports. Le biodiesel et l'éthanol sont les deux biocarburants que l'on cite le plus souvent. Au nombre des principaux avantages associés à ces produits dans les transports, on note l'amélioration de la sécurité énergétique, la réduction des émissions de GES et autres polluants, l'amélioration du rendement des véhicules et la stimulation de l'économie rurale.⁴⁹

47 Ressources naturelles Canada, PEEIC. Rapport annuel 2009. L'efficacité énergétique, un investissement rentable

48 Office de l'efficacité énergétique. *Avis – Modification n° 11*, 12 octobre 2011. Disponible à l'adresse <http://oe.nrcan.gc.ca/reglements/3500>

49 Pour plus de renseignements, le lecteur est invité à consulter le document intitulé *Biofuels Technology Roadmaps* de l'International Energy Agency, 2012, disponible à l'adresse <http://www.iea.org/roadmaps/biofuels.asp> et Conférence Board du Canada. *La contribution potentielle de l'éthanol au secteur canadien des transports*, 2012. Disponible à l'adresse <http://www.conferenceboard.ca/e-Library/abstract.aspx?did=4664>

Beaucoup de territoires ont adopté des normes visant à encourager le changement de carburant dans le secteur des transports. Une telle norme impose habituellement une teneur minimale de carburant renouvelable dans celui utilisé dans les transports. À l'heure actuelle, ces normes font généralement état de carburant comme l'éthanol et le biodiesel, mais elles n'empêchent pas l'adoption de carburants renouvelables futurs. D'autres territoires ont défini des exigences minimales pour la teneur en éthanol et en biodiesel.

Au Canada, le *Règlement sur les carburants renouvelables* exige, depuis décembre 2010, que l'essence soit composée en moyenne de 5 % de carburant renouvelable. Une modification apportée au règlement exige qu'à compter de juillet 2011, le diesel et le mazout de chauffage aient une teneur d'au moins 2 % de carburant renouvelable. Le règlement prévoit plusieurs exceptions, notamment pour Terre-Neuve-et-Labrador, les Territoires du Nord-Ouest et le Nord du Québec, où des raisons logistiques rendent difficile le respect de ces exigences.

Plusieurs provinces ont mis en œuvre leurs propres normes ou exigences concernant les carburants renouvelables. Dans beaucoup de cas, la teneur exigée est la même que celle prévue dans la norme fédérale,⁵⁰ mais il y a quelques exceptions. Ainsi, depuis 2007, en Saskatchewan, les distributeurs doivent ajouter un mélange contenant en moyenne 7,5 % d'éthanol à l'essence vendue.⁵¹ Depuis le 1^{er} janvier 2008, les fournisseurs de carburant du Manitoba doivent remplacer au moins 8,5 % de l'essence disponible pour la vente par de l'éthanol.^{52,53} En Colombie-Britannique, l'exigence relative au carburant renouvelable dans le diesel a été introduite de façon progressive, avec une cible de 3 % en 2010, 4 % en 2011 et 5 % en 2012.⁵⁴ Cette province s'est également dotée d'une exigence sur le carburant à faible teneur en carbone. Comme on l'indique dans le rapport sur l'avenir énergétique, l'exigence impose une réduction de l'intensité des émissions de carbone dans les carburants de transport d'ici 2020. Il importe de noter que l'exigence concernant le carburant renouvelable s'*ajoute* à celle sur la faible teneur en carbone.

Véhicules électriques (VE)

Les véhicules électriques hybrides comme la Prius de Toyota sont munis, à la fois, d'un moteur à combustion interne classique, d'une batterie de plus grande capacité et d'un moteur électrique. L'ajout des composantes électriques aide à réduire la consommation d'essence ou à améliorer les performances par rapport aux véhicules ordinaires. Les moteurs hybrides peuvent prendre de nombreuses configurations. Pour cette raison, les améliorations potentielles du rendement énergétique se rattachant à ceux-ci varient beaucoup.

Les véhicules électriques hybrides rechargeables comme la Volt de Chevrolet sont munis de batteries qui peuvent être rechargées directement à partir du réseau électrique. Quant aux véhicules totalement électriques, comme la LEAF de Nissan, ils fonctionnent uniquement grâce à un moteur électrique.

50 Environnement Canada indique que les règlements fédéral et provinciaux peuvent avoir des exigences différentes, mais qu'il est obligatoire de se conformer à l'un et l'autre. Veuillez consulter « Questions et réponses relatives au *Règlement sur les carburants renouvelables du gouvernement fédéral* », 2012. Disponible à l'adresse <http://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=Fr&n=44ACCĐAD-1&toc=show>

51 Gouvernement de la Saskatchewan. *The Ethanol Fuel (General) Regulations*, 2007. Disponible à l'adresse <http://www.publications.gov.sk.ca/details.cfm?p=1064>.

52 L'exigence est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2008. Pour le premier trimestre de 2008, la teneur d'éthanol requise était de 5 %; elle est ensuite passée à 8,5 % et est demeurée à ce niveau depuis.

53 Sciences, Technologie, Énergie et Mines Manitoba *Energy Development Initiative (en anglais seulement) – Bureau des biocarburants*. Disponible à l'adresse <http://www.gov.mb.ca/stem/energy/biofuels/index.html>.

54 Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation*, 29 avril 2011. Disponible à l'adresse <http://www.em.gov.bc.ca/RET/RLCFRR/Pages/default.aspx>.

Quand la charge des batteries s'épuise, celles-ci peuvent être rechargées en se raccordant au réseau électrique.

De nombreuses initiatives de l'industrie et des gouvernements visent à favoriser la mise au point des VE. Au Québec, dans le cadre d'un partenariat réunissant Hydro-Québec, la ville de Boucherville et Mitsubishi, on mettra à l'essai jusqu'à 50 véhicules électriques afin de découvrir certaines de leurs contraintes.⁵⁵ Au Manitoba et en Ontario, CEATI International Inc. fera la démonstration de systèmes de stockage d'électricité à grande échelle en utilisant des batteries automobiles neuves et recyclées. Ce système offre la possibilité de réduire le coût des batteries utilisées dans les VE. Le projet bénéficiera d'une aide financière du gouvernement du Canada au titre du Programme de Fonds pour l'énergie propre.⁵⁶ Enfin, la ville de Burlington examine en ce moment les effets des VE sur son réseau électrique, un projet visant à faire de la ville une « GridSmartCity ».

On constate un intérêt grandissant pour les véhicules électriques, et la part du marché qu'ils occupent augmente dans les projections du rapport sur l'avenir énergétique. Pour de plus amples renseignements sur l'avenir des véhicules électriques au Canada, veuillez consulter la *Feuille de route technologique du Canada sur les véhicules électriques*.⁵⁷

Véhicules au gaz naturel

On observe aussi un intérêt croissant pour les véhicules alimentés au gaz naturel. Cet intérêt s'explique de plusieurs façons, notamment par le prix relativement bas du gaz causé par l'approvisionnement accru en Amérique du Nord et l'intensité moins élevée des émissions de GES que le pétrole. Les camions moyens et lourds, en particulier les parcs automobiles, semblent être le principal débouché pour le gaz naturel dans ce secteur. En décembre 2010, la Table ronde sur l'utilisation du gaz naturel dans les transports, sous la direction du sous-ministre de Ressources naturelles Canada, a rendu public le document intitulé *L'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport canadien : Plan d'action pour le déploiement*.⁵⁸ Ce document renferme une foule de recommandations pour favoriser la pénétration des véhicules au gaz naturel dans le secteur des transports. Ces recommandations traitent des enjeux liés aux risques d'investissement, au manque d'information, à la concurrence et à la viabilité du marché.

On s'attend à ce que les véhicules au gaz naturel à passagers fonctionnent à partir de gaz naturel comprimé. Au Canada, on ne trouve aucun véhicule léger alimenté au gaz naturel. Cependant, il est possible de faire convertir un véhicule classique pour qu'il utilise le gaz naturel.⁵⁹ On trouve quelques postes de ravitaillement en gaz naturel en Alberta, en Colombie-Britannique, en Ontario et en Saskatchewan.⁶⁰

55 Hydro-Québec. « Hydro-Québec et Mitsubishi lanceront le plus important essai de véhicule électrique au Canada – jusqu'à 50 voitures électriques Mitsubishi i-MiEV seront testées à Boucherville », 14 janvier 2010. Disponible à l'adresse http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFR2010-003.htm

56 Ressources naturelles Canada. *Projets de démonstration pour des systèmes d'énergie propre et renouvelable*, 17 juin 2011. Disponible à l'adresse <http://www.rncan.gc.ca/energie/science/programmes-financement/1308>

57 Comité directeur de l'industrie, 2010. Disponible à l'adresse <http://canmetenergie.rncan.gc.ca/transports/hybrides-electriques/1128>

58 Ressources naturelles Canada. *Plan d'action pour le déploiement de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport canadien*, décembre 2010. Disponible à <http://oe.rncan.gc.ca/transports/carburants-remplacement/ressources/10105>

59 Ressources naturelles Canada. *Carburants de remplacement au Canada*, 2008. Disponible à l'adresse <http://oe.rncan.gc.ca/transports/carburants-remplacement/7723>.

60 Alliance canadienne pour les véhicules au gaz naturel. Pour un complément d'information, consulter le site <http://www.cngva.org/fr/accueil.aspx>

3.6 Technologies émergentes dans l’approvisionnement en pétrole et en gaz naturel

L’une des principales constatations du rapport sur l’avenir énergétique est que l’offre d’énergie progresse à des niveaux records au cours de la période à l’étude. Comme l’indique le rapport, cette situation s’explique par l’émergence de la production non classique comme source dominante de la croissance de l’offre.

Du côté de la demande, l’énergie consommée par les secteurs pétrolier et gazier a été prise en considération dans les projections pour la consommation industrielle. La croissance de la production de pétrole et de gaz, combinée aux effets de la reprise économique mondiale sur les biens canadiens, fait en sorte que le secteur industriel est celui qui connaît la croissance la plus rapide en matière de consommation d’énergie.

L’industrie pétrolière et gazière est à l’origine de nombreuses technologies pour la production classique et non classique; ces percées visent d’abord à réduire les besoins en énergie et à accroître la production. En outre, elles s’attaquent de plus en plus aux défis associés à l’épuisement des ressources classiques et aux besoins considérables en énergie que nécessite la production des ressources non classiques, notamment les sables bitumineux.

Le lecteur trouvera dans cette section un complément d’information sur les projections d’offre de pétrole et de gaz naturel et les projections touchant la demande industrielle du rapport sur l’avenir énergétique. On y fait ressortir quelques percées technologiques de l’industrie pétrolière et gazière, ainsi que du secteur des sables bitumineux. Bien que les projections du rapport sur l’avenir énergétique prennent en considération des améliorations constantes de la technologie dans ces secteurs, aucune n’est considérée comme acquise. Elles sont proposées comme exemples de types de technologies sur lesquelles des efforts sont déployés en appui à ces améliorations.

Pétrole et gaz classiques

Améliorations graduelles grâce à l’innovation et au remplacement de l’équipement

L’industrie cherche constamment des moyens d’améliorer des efficiences opérationnelles. Les occasions d’accroître l’efficacité énergétique sont nombreuses et diversifiées, que ce soit la collecte de données sismiques, l’équipement de forage, les logiciels, les nouveaux polymères, les systèmes de

T A B L E A U 3 . 4

Principales innovations de l’industrie pétrolière et gazière

Méthode	Description
<i>Forage horizontal</i>	L’avènement de la technique de forage horizontal et d’outils de mesure de précision pendant le forage est à l’origine de l’utilisation à grande échelle de la méthode de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV), ainsi que des méthodes de forage à plusieurs puits et de la fracturation.
<i>Pompe à capacité progressive (PCP)</i>	Il s’agit d’une pompe capable de soutenir une grande quantité de sable dans le pétrole visqueux. Elle réduit les frais d’exploitation, l’entretien et les arrêts de production.
<i>Sables de production de pétrole lourd à froid (SPPLF)</i>	La méthode SPPLF est une technologie de production du pétrole lourd non thermique qui repose sur la production de sables en continu afin d’accroître la récupération de pétrole dans le gisement. Sa rentabilité a été rendue possible avec l’avènement de la PCP (ci-dessus), qui a grandement contribué à rentabiliser aussi la production du pétrole brut en utilisant du sable.

T A B L E A U 3 . 5

Innovations ou recherches récentes de l'industrie pétrolière et gazière

Méthode	Description
<i>Pompe d'assèchement économique pour puits de gaz peu profond</i>	Le traitement de l'eau peut s'avérer une dépense considérable pour les producteurs de gaz peu profond. Dans certains puits, les efforts d'assèchement ne sont pas rentables quand on utilise des pompes courantes. Une initiative de collaboration réunissant les producteurs, les fournisseurs, les chercheurs et les gouvernements a été lancée pour concevoir une pompe d'assèchement plus économique. Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC) coordonne cet effort.
<i>Séparation de pétrole et d'eau en fond de trou</i>	La séparation de l'eau et du pétrole en fond de trou permet de remonter moins d'eau à la surface et réduit les besoins d'élimination ou de réinjection, ce qui se traduit par des économies d'énergie. Cette technique a été proposée pour la production de pétrole au large de la côte Est.
<i>Injection de polymères avec surfactants alcalins</i>	Cette technique consiste à utiliser un surfactant de très faible concentration pour créer une tension interfaciale ultra faible entre le pétrole et l'eau dans le gisement, facilitant de la sorte la récupération du pétrole.

gestion améliorés, les pompes, les turbines, les méthodes de récupération améliorées et les initiatives de conservation, pour n'en nommer que quelques-unes. Depuis longtemps, l'industrie pétrolière et gazière conçoit et utilise des nouvelles technologies qui améliorent son rendement et remplacent l'équipement vieillissant par d'autres plus nouveaux et plus efficaces. Le tableau 3.4 propose quelques exemples d'importantes innovations, alors que le tableau 3.5 met en évidence les plus récentes innovations ou les plus récents domaines de recherche.

Récupération de la chaleur⁶¹

L'industrie pétrolière et gazière en amont consomme de grandes quantités d'énergie et, en retour, produit beaucoup de chaleur par suite de l'utilisation de l'énergie durant la production, le traitement et d'autres opérations. Bien qu'il existe des moyens de récupérer cette chaleur, celle-ci représente une ressource de peu de valeur et sa réutilisation est rarement rentable. Le défi consiste donc à trouver des méthodes pratiques et économiques d'utiliser cette ressource énergétique de faible qualité.

Voici les principales sources de chaleur résiduelle et les principaux moyens pour la récupérer :

- **Moteurs alternatifs** : Au sein de l'industrie pétrolière et gazière en amont, les moteurs à mouvement alternatif à combustion interne sont les plus grands utilisateurs de gaz combustible, et leurs gaz d'échappement et leurs systèmes de refroidissement sont une importante source de chaleur récupérable. Individuellement, cependant, chaque moteur produit peu d'électricité (moins de 300 ekW), et son coût en capital par kilowatt installé est élevé. Afin de réduire ces coûts, on examine la possibilité de rattacher des unités de production électriques « du commerce » à des moteurs courants.
- **Turbines à gaz** : La récupération de la chaleur provenant des gaz d'échappement des turbines à gaz est l'un des moyens les plus courants, et peut-être les plus viables, de produire de l'électricité à partir de la chaleur perdue. Si, d'une part, les unités intermédiaires de plus grande capacité (plus de 20 000 HP) offrent les perspectives

61 Les renseignements proposés dans la présente section sur la récupération de la chaleur proviennent en grande partie d'une étude approfondie du sujet préparée pour PTAC et intitulée *Generation of Electric Power from Waste Heat in the Western Canadian Oil and Gas Industry, Phase 1 Report – Scoping Evaluations*; Neill et Gunter, Octobre 2007. Le lecteur est fortement invité à se reporter à cette étude pour obtenir plus de renseignements.

économiques les plus intéressantes, les unités plus petites ayant une grande utilisation annuelle, d'autre part, ne sont pas dénuées d'intérêt.

- **Chaudières à gaz** : Bien qu'ils soient les plus grands consommateurs de gaz combustible dans l'industrie en amont, les appareils de chauffage à immersion au gaz (appareil de chauffage au gaz dont les éléments chauffants sont en contact direct avec le liquide devant être chauffé) sont généralement de piètres candidats pour la production d'électricité à partir de la chaleur récupérée. Cela s'explique de plusieurs façons, notamment par le fonctionnement intermittent de l'élément chauffant, la faible envergure des projets et la faible utilisation de la capacité. Les grands appareils de ce genre, dont les gaz d'échappement atteignent une haute température et ont des coefficients de charge annuels élevés et des systèmes de commande par modulation offrent de meilleures perspectives dans certaines situations.
- **Eau chaude produite** : L'eau chaude se situant dans une plage de 80 °C à 115 °C offre un certain potentiel de récupération, si le débit et la température de la chaleur sont assez élevés pour produire plus d'un mégawatt. En général, on retrouve ces conditions dans les installations où le débit excède 2 500 m³/j et la température, 100 °C.

Méthodes de forage améliorées

Dans la majorité des cas, le forage des puits de pétrole et de gaz se fait au moyen d'un appareil muni d'un trépan tournant à l'extrémité d'un tuyau en acier. À mesure que le forage progresse, on ajoute des sections de tuyau dont la longueur varie de 10 à 30 mètres. Selon la profondeur du puits, les difficultés propres à chaque emplacement et l'orientation du puits (entièrement vertical ou à sections forées à l'horizontale ou directionnelles), il faut compter entre une journée et 50 jours pour forer un puits. Diverses méthodes de forage peuvent éventuellement utiliser moins d'énergie et produire des émissions d'une intensité moins grande. Parmi ces modifications, on note les suivantes.

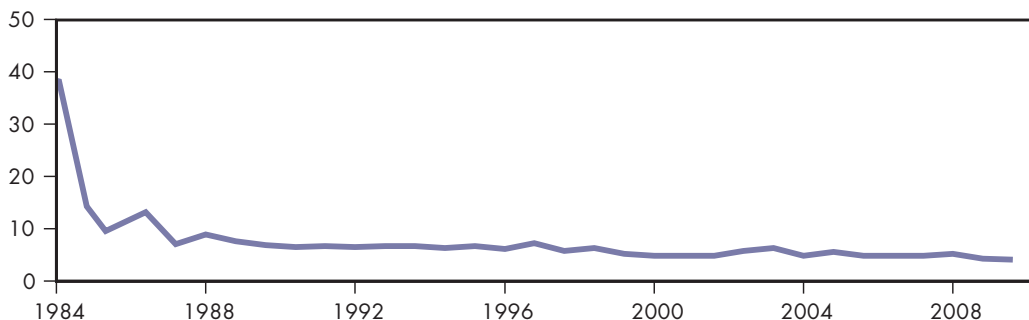
- Plutôt que de forer plusieurs puits verticaux, on en fore un seul et on ajoute un segment horizontal à l'extrémité de celui-ci pour récupérer des volumes équivalents de produit dans le gisement. Cette méthode permet de réduire le nombre total de puits à forer pour avoir accès à la ressource, car il n'est pas nécessaire de forer un puits vertical pour chaque bras horizontal.
- Utilisation de tubes d'intervention enroulés. Le tube d'intervention enroulé consiste en un tube en acier enroulé sur un grand dévidoir que l'on peut descendre directement dans un tubage droit. Son avantage réside dans le fait qu'il permet le forage ininterrompu, ce qui élimine la nécessité d'ajouter de nouvelles sections à mesure que le forage progresse. Cette technique permet de gagner du temps et de réduire la consommation d'énergie, parce que le tube entre dans le trou et en ressort en continu, plutôt qu'une section à la fois. Il est courant d'associer l'utilisation de tube d'intervention enroulé à une opération de « filiforage », c'est-à-dire au forage d'un puits dont le diamètre est plus petit que la normale. Cette méthode réduit le temps et l'énergie nécessaires pour le forage, puisqu'on n'a pas à forer aussi longtemps dans la roche pour aménager un puits.
- Utilisation d'appareils de forage de plus grande capacité. À première vue, cette méthode peut paraître contraire à l'objectif recherché. En effet, les appareils de forage de plus grande capacité développent plus de puissance et, par conséquent, consomment plus de combustibles par heure de forage. Or, cela ne veut pas nécessairement dire que la consommation d'énergie augmente parce que les appareils de forage dans le parc sont plus puissants. En Saskatchewan, on indique que le temps de forage des puits horizontaux diminue constamment depuis le début des années 1990 (figure 3.4). Cette constatation

révèle que la technique utilisée est plus efficace, ce qui offre des possibilités de réduction de la consommation de combustible, malgré une augmentation de la puissance des appareils de forage. Beaucoup d'appareils de forage conçus pour forer en profondeur sont utilisés pour les puits horizontaux; c'est notamment le cas pour le pétrole en Saskatchewan, le pétrole et le gaz en Alberta et le gaz naturel en Colombie-Britannique. De fait, le portrait du parc d'appareils de forage au Canada a beaucoup changé. Le nombre d'appareils de forage conçus pour forer des puits à 3 000 mètres et plus de profondeur a augmenté de quelque 40 % depuis 2005, alors que ceux conçus pour forer des puits de 2 000 mètres de profondeur et moins ont diminué de 1 %.

FIGURE 3.4

Activités de forage de puits horizontaux en Saskatchewan⁶²

Jours par km



- On observe une augmentation de l'automatisation des appareils de forage terrestres et marins, munis de systèmes de contrôle automatiques qui réduisent le nombre de travailleurs sur les lieux du forage. À titre d'exemple, on a créé un nouvel appareil de forage extracôtier⁶³ équipé d'une tour de forage multifonctions plutôt que d'une tour classique. Cet appareil est conçu pour maximiser la productivité et la sécurité, tout en permettant d'utiliser un navire beaucoup plus petit que ceux de capacité comparable utilisés pour le forage en eaux profondes. En outre, comme ce navire est plus court et plus léger, il utilise moins de combustible et est plus efficace sur le plan énergétique. On a aussi mis au point des appareils de forage terrestres hautement automatisés. Les gains d'efficacité découlent de l'utilisation de systèmes informatiques et électroniques perfectionnés, qui surveillent les conditions du puits et le rendement de l'appareil de forage en temps réel et apportent automatiquement les ajustements nécessaires.

Récupération de sables in situ

Dans les premiers projets d'exploitation thermique in situ, on utilisait la stimulation cyclique par la vapeur (SCV) pour récupérer le bitume des sables bitumineux. Si, d'une part, cette méthode était toujours utilisée pour 60 % de la production in situ en 2009, pour les nouveaux projets, d'autre part, on favorise la SGSIV qui est beaucoup plus efficace et permet une récupération finale supérieure. Certes, le rendement d'un projet à l'autre varie considérablement. Cependant, le ratio vapeur-pétrole (RVP) moyen en 2009 en Alberta était de près de 3,0, ce qui correspond à une utilisation de gaz naturel de 1,25 kpi³/b de bitume récupéré.

62 Office national de l'énergie. *Productivité à court terme de gaz naturel au Canada 2010-2012*, 2010. Disponible à l'adresse <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfimt/nrgyrprt/ntrlgs/ntrlgsdlvrblty20102012/ntrlgsdlvrblty20102012-fra.html>

63 Conçu conjointement par Shell et Noble Corporation

Dans le rapport sur l'avenir énergétique, on indique que l'intensité énergétique des projets de récupération in situ devrait diminuer de 1,5 % par année au cours de la période à l'étude. Cette hypothèse ne tient compte d'aucune technologie en particulier explorée ci-dessus. Les technologies abordées ci-dessous sont choisies à titre d'exemple de percées susceptibles de contribuer à réduire l'intensité énergétique.

- La **SGSIV** demeure somme toute une technologie assez nouvelle, qui est appelée à évoluer pour la rendre plus efficace et réduire les besoins en énergie. Parmi ces modifications, on note les suivantes.
 - La SGSIV à basse pression/basse température consiste à opérer à basse température pour obtenir un RVP plus faible en réduisant la perte relative de chaleur.
 - Le forage en coin consiste à forer dans les « points chauds » entre des paires de puits et d'en extraire une quantité supplémentaire de pétrole sans injecter davantage de vapeur.
 - **Procédés misant sur l'ajout de solvants** : L'ajout de petites quantités de solvant à base d'un hydrocarbure à la vapeur injectée dans le puits améliore les taux de récupération et réduit les besoins en énergie par rapport à un procédé utilisant uniquement la vapeur.⁶⁴ Il existe plusieurs variantes à ce procédé. En voici quelques exemples.
 - **SGSIV à solvant expansif** : Il s'agit d'un procédé hybride, breveté par Alberta Innovates-Energy Futures (anciennement l'Alberta Research Council), qui combine la vapeur et un solvant. Le solvant à base d'un hydrocarbure se dissout dans le bitume aux conditions prévalant dans le gisement et abaisse la viscosité du pétrole, augmentant du même coup le taux de production. Dans cette méthode, il importe que les propriétés du solvant et de la vapeur soient les mêmes, sans quoi la vapeur ne pourra pas transporter le solvant.⁶⁵
 - **Ajout de liquide à la vapeur pour accroître la récupération**. Cette technique consiste à ajouter une petite quantité de diluant à base d'un hydrocarbure à la vapeur qui est injectée dans le sol, à mi-chemin dans le cycle d'injection.⁶⁶
 - **SGSIV combinant l'injection cyclique de solvant** : Il s'agit d'une technique propriétaire mise au point par Laricina Energy, qui fait progresser son projet pilote de Germain. L'injection cyclique de solvant par l'intermédiaire de la chambre de vapeur améliore la distribution de la chaleur.
 - **Solvant à faible apport thermique** : Outre la SGSIV, l'industrie met à l'essai des procédés misant sur des solvants chauffés, essentiellement des procédés à base de solvants nécessitant un faible apport en énergie thermique.⁶⁷
 - **Combustion in situ** : La combustion in situ est un procédé dans lequel l'énergie utilisée pour rendre le bitume plus facile à transporter provient de l'air ou de l'oxygène que l'on injecte dans le sol pour créer une combustion dans le gisement. Cette technique a été mise à l'essai dans des puits verticaux dans le passé, sans connaître un succès commercial en

64 À titre d'exemple, Cenovus (anciennement Encana) planifie la première mise en application commerciale du procédé basé sur les solvants en utilisant du butane, à son projet de SGSIV de Narrows Lake dans le nord-est de l'Alberta. Au terme de nombreux essais sur le terrain, Cenovus annonce qu'elle peut atteindre un RVP de 2,0, ce qui est bien en dessous du ratio moyen atteint actuellement dans l'industrie.

65 Processus pour améliorer la mobilité des hydrocarbures au moyen d'un additif ajouté à la vapeur, T. Nasr et E.E. Isaacs, brevet américain 6,230,814 (2001)

66 Ce procédé a été mis au point par L'Impériale. Elle l'a utilisé sur une base commerciale dans ses installations de SCV de Cold Lake.

67 La plus récente méthode à base de solvant utilisée dans le projet Saleski de Laricina Energy en est un exemple.

Amérique du Nord. L'avènement du forage horizontal et les possibilités qu'offre la mise au point d'un procédé à gravité stable a changé la donne. La méthode de récupération par injection d'air verticale puis horizontale (THAI^{mc}) représente le procédé de ce type qui est le plus avancé. Le THAI^{mc} est un nouveau procédé de combustion in situ, qui combine un puits d'injection d'air vertical et un puits de production horizontal. Il consiste à créer un front de combustion en brûlant une partie du pétrole dans le gisement pour produire la chaleur nécessaire pour abaisser la viscosité du pétrole et permettre son écoulement par gravité jusqu'au puits de production horizontal. Le front de combustion balaie le pétrole de la pointe au talon de ce puits. On estime que ce processus permettra de récupérer environ 50 % du pétrole initial en place. Les promoteurs de ce procédé annoncent une réduction de 50 % des émissions de GES par rapport aux méthodes de SGSIV traditionnelles, en plus de permettre une certaine valorisation du pétrole directement dans le gisement.⁶⁸ Cependant, malgré les résultats prometteurs du THAI^{mc}, le procédé en est encore à ses débuts et les prétentions des promoteurs doivent encore être validées.

- **Cogénération** : Les centrales thermiques à vapeur in situ représentent des candidates naturelles pour la cogénération, car, en remplaçant les installations alimentées au charbon raccordées au réseau en partie ou en totalité, des gains peuvent être réalisés sur le plan environnemental.
- **Chauffage à l'électricité** : Le chauffage à l'électricité des sables bitumineux pour récupérer le bitume est une technique que l'on étudie depuis le début des années 1970, mais qui n'avait guère progressé avant les percées récentes. Le dégazolinage dynamique par électrothermie⁶⁹ est un exemple éloquent. Après avoir foré des puits verticaux spéciaux dans la formation en créant une grille, on fait passer un courant électrique dans les électrodes en acier creuses qui ont été introduites dans les puits. Le courant se déplace entre les électrodes au travers de l'eau connée naturelle qui se trouve dans la formation et chauffe le bitume et l'eau injectée. Le bitume plus mobile est amené à la surface par un puits de production vertical.
- **Valorisation dans le champ** : La technique de traitement du pétrole lourd dont Ivanhoe Energy⁷⁰ est le promoteur consiste à traiter le pétrole lourd directement dans le puits pour produire du pétrole brut partiellement valorisé et prêt à transporter. L'énergie dérivée du processus peut être utilisée pour produire de la vapeur ou de l'électricité. Selon les promoteurs de cette technique, le procédé diminue la nécessité de recourir à du gaz naturel et des diluants.

Exploitation minière, extraction et valorisation des sables bitumineux

Beaucoup de nouvelles techniques innovatrices ont été utilisées dans l'exploitation minière, l'extraction et la valorisation des sables bitumineux. Le lecteur trouvera ci-dessous quelques exemples d'innovations et de domaines de recherche.

- Shell Canada a récemment dévoilé un procédé de traitement des mousses à haute température (Shell Enhance) qui réduit la consommation d'énergie thermique.
- La technologie de préparation du minerai mobile permet de préparer le minerai directement à la mine, plutôt que dans une usine de traitement centrale.⁷¹ Cette

68 Petrobank. *Innovative Solutions for Heavy Oil*, 2012. Disponible à l'adresse <http://www.petrobank.com/business-units/archon>

69 Site Web de E-T Energy à l'adresse <http://www.e-tenergy.com/>

70 Koshka, E.; *Maximizing Heavy Oil Value While Minimizing Environmental Impact with HTL Upgrading of Heavy to Light Oil*; 5^e conférence du CNTV sur la valorisation et le raffinage, 14 au 16 septembre 2009, Edmonton (Alberta) Canada.

71 En cours de développement par Suncor

technologie pourrait réduire les émissions atmosphériques et accroître l'efficacité énergétique par rapport au système d'exploitation par pelles et camions actuel.

- La gazéification convertit des matériaux comme le coke de pétrole, le charbon, le biocombustible ou la biomasse en monoxyde de carbone et en hydrogène en provoquant une réaction avec la matière brute à haute température et en contrôlant la quantité d'oxygène ou de vapeur. Le mélange de gaz ainsi produit s'appelle du gaz de synthèse, un combustible en lui-même. Sur le site de SGSIV/valorisation d'OPTI/Nexen, la gazéification du résidu de bitume fournit la plus grande partie du gaz nécessaire à l'alimentation des installations de SGSIV d'envergure commerciale, d'une centrale de cogénération et de l'usine de valorisation, en plus de fournir l'hydrogène dont a besoin l'hydrocraqueur. Cette technique réduit considérablement les besoins en énergie provenant de sources extérieures, notamment l'achat de gaz naturel. Même si le processus de gazéification dégage plus de CO₂ que le cokage, il produit celui-ci en un jet concentré qui réduit les coûts de la capture dans une installation de CSC.
- À son projet d'exploitation minière et d'extraction de Kearl, actuellement en construction, L'Impériale introduira un processus d'extraction à faible énergie et un système d'intégration de la chaleur entre ses diverses installations afin de réduire sa consommation d'énergie.
- La construction d'installations de CSC dans les usines de valorisation des sables bitumineux pourrait réduire l'intensité des émissions de GES de ces sables. Il est maintenant possible de construire de nouvelles installations de capture du carbone lors de l'ajout de nouvelles usines de valorisation ou d'agrandissements importants à celles-ci.
- Des recherches visant à trouver de nouvelles technologies de valorisation sont en cours dans un grand nombre d'universités et de laboratoires de recherche partout au Canada, dont le Centre national des technologies de valorisation (CNTV).

Le rapport sur l'avenir énergétique indique que l'intensité énergétique du gaz naturel devrait diminuer de 0,5 % par année au cours de la période à l'étude pour les projets d'exploitation minière et de valorisation. Cette hypothèse ne tient compte d'aucune technologie en particulier abordée ici. Elles sont proposées à titre d'exemple de percées susceptibles de contribuer à réduire l'intensité énergétique.

3.7 Changement de combustibles pour la production d'électricité

Les projections présentées dans le rapport sur l'avenir énergétique indiquent un mouvement vers des sources d'approvisionnement en énergie plus propre. 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 réduit l'intensité des émissions provenant du secteur de l'électricité.

Le lecteur trouvera dans la présente section un complément d'information sur ces constatations. On s'emploie en outre à mettre en évidence certaines des initiatives en cours pour changer la composition du portefeuille de production d'électricité au Canada. Parmi ces initiatives, on note des normes, des cibles et des programmes d'encouragement visant les ressources renouvelables, des initiatives de remplacement de combustibles et des investissements continus dans la CSC.

Normes, cibles et programmes d'encouragement ciblant les ressources énergétiques renouvelables

Les normes en matière d'énergie renouvelable consistent en des politiques qui exigent que les responsables de l'approvisionnement obtiennent, d'ici une année donnée, une partie de leur électricité auprès de sources renouvelables. Les provinces du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) ont adopté des normes en matière d'énergie renouvelable il y a quelques années. Les réseaux électriques de ces provinces sont interconnectés et dépendent en partie les uns sur les autres pour assurer leur fiabilité (par exemple, l'Î.-P.-É. achète la plus grande partie de son électricité au Nouveau-Brunswick). De façon plus précise, le Nouveau-Brunswick s'est engagé à accroître la quantité d'électricité provenant de nouvelles sources renouvelables à 10 % de sa consommation totale d'ici 2016. En novembre 2008, le gouvernement de l'Î.-P.-É. a annoncé son intention de doubler sa norme en matière d'énergie renouvelable, pour la faire passer de 15 % à 30 % d'ici 2013. En outre, la province projette de se doter d'une capacité éolienne supplémentaire de 500 MW en cinq ans. En avril 2010, la Nouvelle-Écosse a dévoilé son plan en matière d'énergie renouvelable, où elle propose d'accroître son approvisionnement en énergie renouvelable à 25 % d'ici 2015 et à 40 % d'ici 2020.

Dans les provinces de la Colombie-Britannique, du Manitoba, du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador, plus de 90 % de l'électricité provient de l'hydroélectricité. En plus, ces provinces se sont donné comme cible de maintenir ou d'augmenter leur capacité de production provenant d'autres sources que l'hydroélectricité. Cela comprend des cibles pour l'augmentation de la production d'énergie éolienne, comme l'objectif du Québec de 4 000 MW d'ici 2015 et celui de 1 000 MW du Manitoba d'ici 2014. En 2010, la Colombie-Britannique a adopté sa *Clean Energy Act* (loi sur l'énergie propre), qui donne à la province l'objectif de produire 93 % de son électricité à partir de sources d'énergie propres ou renouvelables.

Les autres provinces comptent, à divers degrés, sur la production d'électricité à partir du charbon et adoptent des approches différentes pour accroître la part des sources d'énergie renouvelable sur leurs marchés respectifs. Ainsi, l'Alberta et la Saskatchewan se sont donné des objectifs et ont mis en place des programmes pour augmenter leur capacité éolienne. En mai 2009, l'Ontario a adopté la *Loi sur l'énergie verte*. Le programme de tarif de rachat garanti (TRG) pour la production à partir de sources d'énergie propre constitue l'une des pierres angulaires de cette loi. En effet, le programme de TRG garantit des taux d'achat pour l'énergie renouvelable.⁷² Première initiative en son genre en Amérique du Nord, le programme de TRG a été mis en œuvre en septembre 2009.

Initiatives favorisant le recours à des combustibles de remplacement

Outre les initiatives favorisant l'émergence des sources d'énergie renouvelable, il existe une foule de projets d'approvisionnement plus propre d'électricité par le remplacement d'une forme de production par une autre. Le programme ontarien d'élimination progressive des centrales au charbon appartenant à la province constitue l'un des exemples les plus éloquents. Devant être achevé en 2015, le programme consiste à remplacer plus de 7 500 MW de capacité de production provenant de centrales au charbon par d'autres combustibles comme le gaz et le nucléaire. L'aménagement d'autres parcs éoliens, la conversion de certaines installations à la biomasse, l'importation d'électricité du Québec et les économies d'énergie font aussi partie du panier de solutions envisagées.⁷³ D'autres provinces prennent des mesures semblables au niveau des installations, en remplaçant des centrales alimentées au charbon par d'autres fonctionnant au gaz ou des formes d'énergie renouvelable.

72 Pour connaître les taux précis, veuillez consulter le document intitulé *Ontario's Feed-in Tariff Program Two-Year Review Report*, disponible à l'adresse <http://www.energy.gov.on.ca/docs/en/FIT-Review-Report.pdf>

73 Site Web du ministère de l'Énergie de l'Ontario. Pour de plus amples renseignements, rendez-vous sur le site <http://news.ontario.ca/mei/fr/2009/09/plan-delimitation-du-charbon-en-ontario.html>

En août 2011, le gouvernement fédéral a dévoilé le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l’électricité thermique au charbon* aux fins de consultation du public.⁷⁴ Ce règlement fixe une norme de rendement en matière d’émissions (équivalent à la production au gaz naturel à cycle combiné de grande efficacité) s’appliquant aux nouvelles centrales au charbon et à celles en fin de cycle de vie utile (soit 45 ans).

Capture et stockage de carbone

La technique de capture et stockage de carbone est une autre option envisagée pour l’approvisionnement en électricité, puisque les centrales au charbon figurent parmi les candidates les plus probables à court terme pour cette technique. Des engagements publics ont été pris déjà pour financer des projets pilotes de CSC et de RAH, au palier fédéral comme au niveau provincial. L’Alberta et la Saskatchewan sont avantageusement placées pour devenir des chefs de file mondiaux de la CSC, car les Prairies possèdent une immense capacité de stockage dans les réservoirs d’hydrocarbures et les aquifères salins, en plus de disposer de sources industrielles d’émissions à proximité et de compter sur une expertise unique au monde dans la technologie de capture et stockage de carbone.

À l’été 2008, le gouvernement de l’Alberta a annoncé l’établissement d’un fonds de deux milliards de dollars pour la CSC. En 2009, quatre projets⁷⁵ recevaient des fonds, dont trois qui utiliseront le CO₂ comme RAH.

Le plus important projet de stockage de carbone au monde se trouve à Weyburn, en Saskatchewan. Ce projet transporte le CO₂ dans un pipeline sur une distance de 320 km, du Dakota du Nord jusqu’en Saskatchewan, où il est utilisé dans un projet pilote de RAH. Depuis 2000, plus de 17 Mt de CO₂ ont été stockés à Weyburn. Les leçons apprises de ce projet sont censées être rendues publiques en 2012 sous forme d’un manuel de pratiques exemplaires. Ces résultats joueront un grand rôle dans le perfectionnement des techniques de RAH et de CSC. Les conclusions connues à ce jour confirment la sécurité et la fiabilité du stockage du carbone sous terre. Un deuxième projet semblable a vu le jour près du gisement de Midale en 2006.

En mars 2008, le gouvernement du Canada a accepté de participer au financement du projet pilote de capture du carbone de Boundary Dam en Saskatchewan; il s’agira du premier et du plus grand projet de CSC d’envergure commerciale.

3.8 Demande primaire d’énergie

Le chapitre trois du rapport *Avenir énergétique du Canada* offre des perspectives sur la demande d’énergie au Canada. On se penche principalement sur l’énergie pour utilisation finale, ou énergie secondaire, que l’on définit comme l’énergie consommée par quatre secteurs : résidentiel, commercial, institutionnel et industriel et transports. De cette définition est exclue l’énergie utilisée pour la production d’électricité.

Bien que l’énergie servant à la production d’électricité ne soit pas abordée dans le texte ou les graphiques du rapport, il en est question dans les annexes, plus particulièrement dans les tableaux A2.1 à A2.70, à la rubrique « Section 3 – demande primaire ». Dans le glossaire du rapport, on définit la demande d’énergie primaire comme la « totalité des besoins en énergie pour toutes les utilisations, y compris l’énergie utilisée par le consommateur final, les utilisations intermédiaires dans

74 Pour de plus amples renseignements sur le règlement et ses effets attendus, veuillez consulter le *Résumé de l’étude d’impact de la réglementation*, disponible à l’adresse http://www.tbs-sct.gc.ca/Pubs_pol/dcgpubs/TBM_142/rias-fra.asp

75 Ces projets sont le projet Shell Quest à l’usine de valorisation du bitume de Scotford (745 millions de dollars), le projet Pioneer de TransAlta à la centrale au charbon de Keephills 3 (436 millions de dollars), le projet de gazéification du charbon in situ de Swan Hills Synfuels (285 millions de dollars) et le projet de pipeline principal de l’Alberta pour le CSC (495 millions de dollars).

la transformation d'une forme d'énergie en une autre et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir un marché. » Ces filières énergétiques subissent des pertes d'efficacité considérables qui ne se dégagent pas nécessairement des données sur la demande pour utilisation finale.

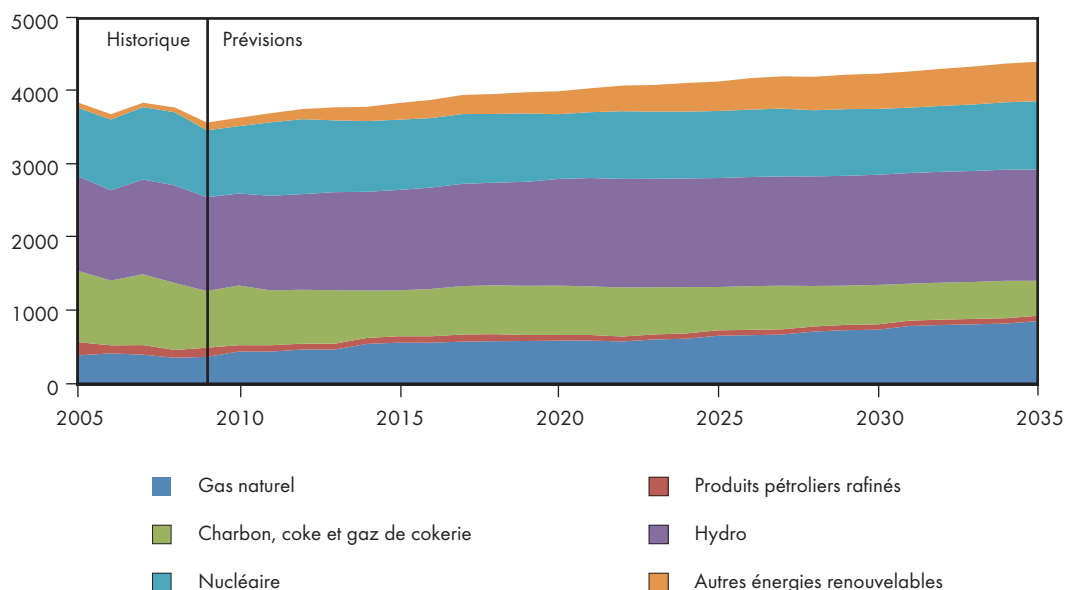
Dans l'annexe, on calcule la demande primaire en additionnant l'énergie consommée pour produire de l'électricité et la demande⁷⁶ totale pour utilisation finale (ou demande secondaire), puis en soustrayant la demande d'électricité pour utilisation finale. La dernière étape – la soustraction de la demande d'électricité pour utilisation finale de la demande totale – est nécessaire pour éviter de compter deux fois la même demande.⁷⁷

La figure 3.5 illustre l'énergie utilisée pour la production d'électricité.⁷⁸ Elle est dérivée des données et des projections sur la production d'électricité que l'on trouve au chapitre 7 du rapport. Par conséquent, ces projections reproduisent les mêmes tendances que celles de la production d'électricité, soit une augmentation de l'utilisation du gaz naturel et des combustibles renouvelables⁷⁹ (biomasse, éolien, etc.) et une diminution de l'utilisation du charbon au cours de la période à l'étude.

FIGURE 3.5

Énergie utilisée pour la production d'électricité selon le combustible

Pétajoules



La demande totale d'énergie primaire se situait tout juste au-dessus de 12 000 PJ en 2009; elle augmente pour atteindre plus de 16 600 PJ en 2035. Il s'agit d'une croissance annuelle moyenne de 1,2 %, soit un taux légèrement inférieur à la croissance annuelle moyenne projetée de 1,3 % pour la demande pour utilisation finale.⁸⁰

76 Comprend la consommation des producteurs (à l'exception de celle des producteurs d'électricité) et la demande pour la charge d'alimentation.

77 Comprend aussi de faibles quantités de vapeur achetée en plus de l'électricité.

78 Pour la production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne, solaire et géothermique, on calcule la demande d'énergie en utilisant le coefficient de conversion standard suivant : 1 GWh équivaut à 3 600 GJ.

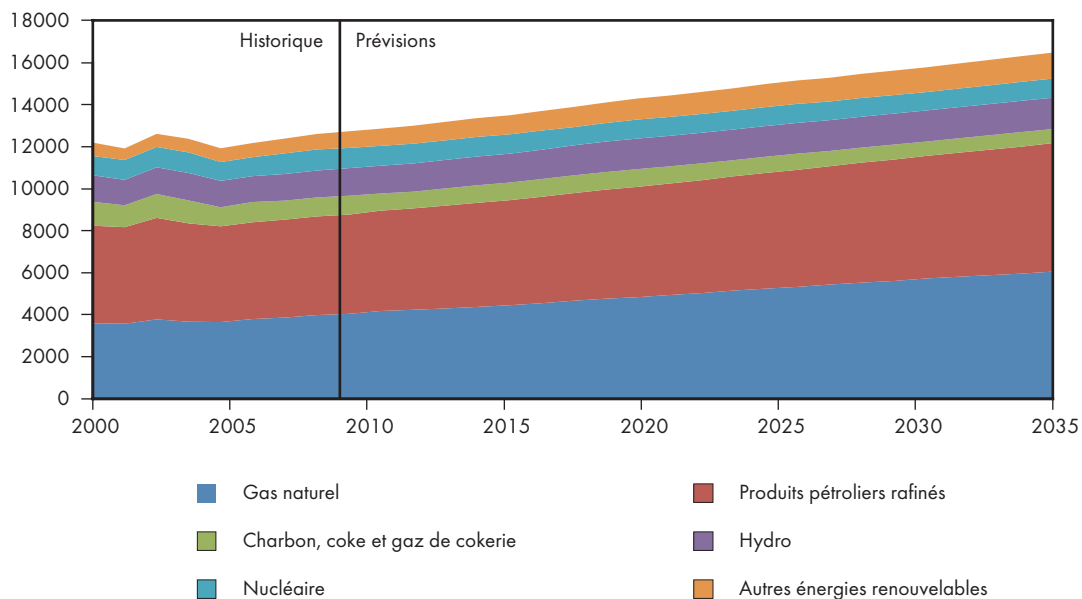
79 La catégorie Autres ressources renouvelables comprend une faible quantité de gaz d'enfouissement.

80 L'écart s'explique par le fait que la production d'électricité progresse à un taux moins rapide que la demande totale d'énergie pour utilisation finale au cours de la période étudiée, ce qui se traduit par une augmentation de la consommation d'énergie pour la production d'électricité légèrement inférieure à la demande totale pour utilisation finale.

FIGURE 3.6

Demande d'énergie primaire selon le combustible

Pétajoules



La figure 3.6 illustre la demande primaire selon le combustible. Au cours de la période examinée, les sources d'énergie qui connaissent la croissance la plus rapide sont les énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques et le gaz naturel, dont les taux de croissance annuels moyens sont de 2,5 % et de 1,9 % respectivement. La demande primaire pour le pétrole et l'hydroélectricité est aussi en hausse durant la période à l'étude, à des taux annuels moyens de 1,1 % et de 0,8 %, respectivement. Pendant la même période, la demande pour l'énergie nucléaire croît légèrement, alors que l'utilisation du charbon, du coke et du gaz de cokerie est en baisse de 1,5 % par année en moyenne.

COMPARAISON DES RÉSULTATS

Les projections du rapport 2011 sur l'avenir énergétique renferment quelques différences intéressantes et notables comparativement au rapport de 2007 (*L'avenir énergétique du Canada : Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'en 2030*) et à la mise à jour du scénario de référence faite en 2009 (*Scénario de référence 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020*). La présente section compare les principaux déterminants et résultats des trois rapports et les analyse. Ainsi, on compare le scénario de référence du rapport de 2011 à celui du rapport de 2009 (dont la projection s'étend jusqu'en 2020) et au scénario de référence/Maintien des tendances du rapport de 2007 (dont la projection couvre jusqu'en 2030).

Déterminants clés

Les prix du pétrole et du gaz naturel, les taux de croissance macroéconomique et les programmes et politiques énergétiques prises en compte constituent des déterminants clés dans les résultats touchant l'offre et la demande d'énergie. Les écarts dans ces facteurs entre les diverses projections expliquent que l'offre et la demande varient.

Prix du pétrole et du gaz naturel

Depuis la publication du rapport sur l'avenir énergétique de 2007, les prix du pétrole brut, aussi bien dans les projections jusqu'en 2020 que celles jusqu'en 2030, ont augmenté en termes réels dans chaque version du rapport. Pendant ce temps, les prix du gaz naturel ont baissé (tableau 4.1). Ces écarts sont attribuables à l'évolution des conditions de l'offre et du marché pour ces deux produits de base.

T A B L E A U 4 . 1

Comparaison des prix du pétrole brut et du gaz naturel dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ⁸¹

Année du rapport	2020		2030	
	Pétrole brut (2010 US\$/b)	Gaz naturel (2010 US\$/MBTU)	Pétrole brut (2010 US\$/b)	Gaz naturel (2010 US\$/MBTU)
2007	55,31	7,90	55,31	7,90
2009	91,06	7,62	s.o.	s.o.
2011	102,14	5,96	112,47	7,27

81 Les prix provenant du rapport de 2007 (à l'origine en dollars US de 2005) et du rapport de 2009 (à l'origine en dollars US de 2008) sont convertis ici en dollars US de 2010 pour permettre une comparaison valable.

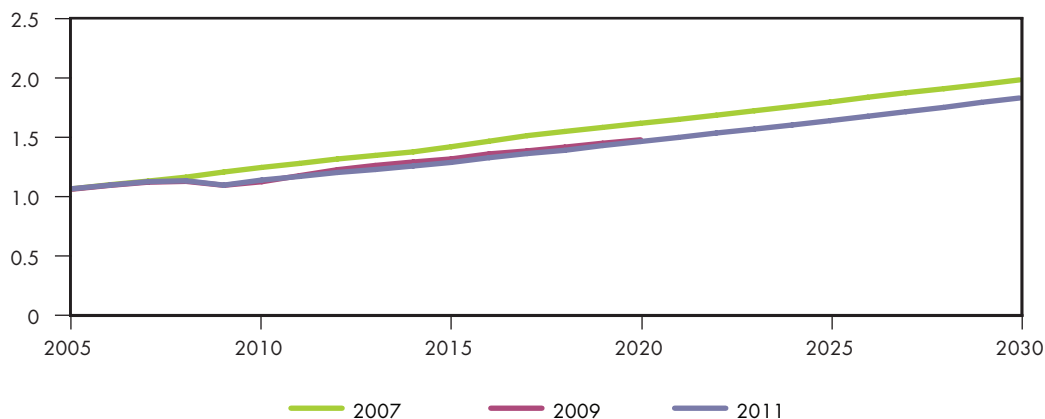
Taux de croissance du PIB

La perspective macroéconomique canadienne a beaucoup changé ces dernières années. La figure 4.1 montre les projections de croissance du PIB des rapports sur l'avenir énergétique de 2007, 2009 et 2011. La principale différence que l'on observe entre les projections macroéconomiques de 2007 et celles des rapports de 2009 et 2011 provient de la récession mondiale qui a commencé en 2008. Outre ces différences, les projections du PIB montrent des taux de croissance comparables, même si chaque projection est accompagnée de renseignements supplémentaires et du consensus de l'époque.

FIGURE 4.1

Comparaison du PIB dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ

Billions \$CAN 1997



Politiques et programmes

L'avènement d'une foule de nouveaux programmes et politiques énergétiques figurait parmi les principales motivations pour mettre à jour le scénario de référence de 2009. Entre la parution des rapports de 2007 et de 2009, le gouvernement fédéral et pratiquement toutes les provinces et tous les territoires ont instauré divers programmes, politiques et règlements en appui à leurs stratégies et leurs plans d'action en matière d'énergie. Aussi a-t-on tenu compte des faits nouveaux touchant les politiques, les programmes et les règlements dans le rapport sur l'avenir énergétique de 2011. Les normes relatives aux émissions des véhicules légers et le règlement sur les combustibles renouvelables sont deux exemples au niveau fédéral, et les améliorations apportées aux codes du bâtiment des diverses provinces pour les rendre conformes aux nouvelles normes et l'adoption du CMNÉB en sont deux exemples au palier provincial.

Demande d'énergie

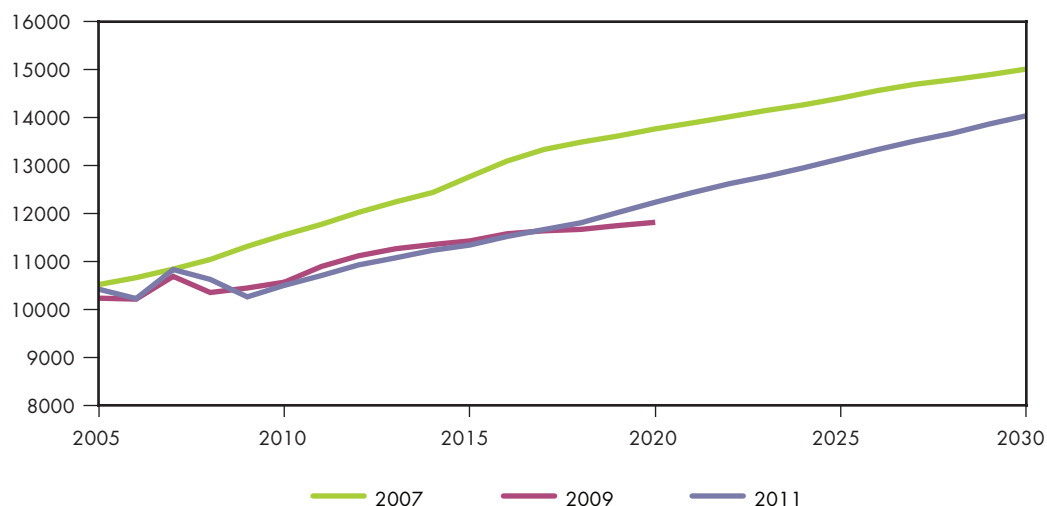
La figure 4.2 présente les projections de la demande totale pour utilisation finale des trois rapports. Une comparaison de la projection de 2011 et de celle de 2007 révèle une baisse notable, baisse qui s'explique en grande partie par les diminutions enregistrées durant le récent ralentissement de l'économie, et par l'introduction de nouveaux programmes et politiques qui n'existaient pas en 2007.

Dans l'ensemble, les projections du scénario de référence de 2011 et de 2009 sont assez proches. Cependant, on constate des différences considérables au niveau sectoriel. Les projections de 2011 de la demande des secteurs résidentiel et commercial sont plus basses que celles de 2009, une variation qui s'explique par une croissance projetée plus faible dans le secteur des services. Par contre, la projection de 2011 de la demande industrielle indique une plus forte croissance du secteur de la production énergétique et des industries à forte intensité énergétique, ainsi que d'un taux de croissance plus soutenu durant la période 2015-2020 que dans la projection de 2009.

FIGURE 4.2

Comparaison de la croissance de la demande d'énergie dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ

Pétajoules



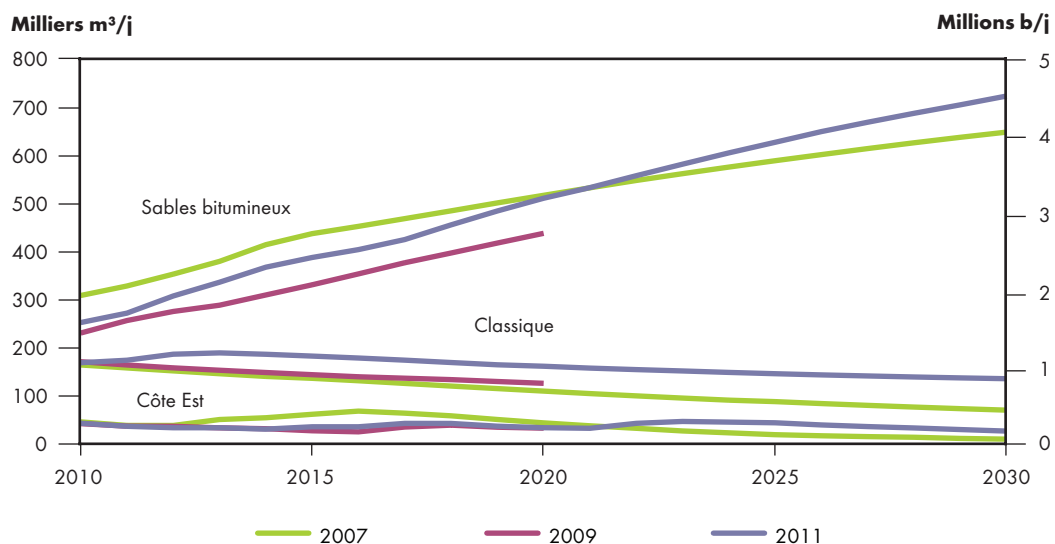
Production pétrolière

En ce qui a trait à la production de pétrole, les projections de 2011 sont plus élevées que celles de 2009 et de 2007 (figure 4.3). Trois raisons expliquent cette situation.

- Les gisements de pétrole de réservoirs étanches, considérés comme du pétrole classique, ont profité de l'application réussie des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes. La formation de Bakken constitue le meilleur exemple, bien que des formations comme Viking, Shaunavon inférieur, Cardium et Amaranth

FIGURE 4.3

Comparaison de la croissance de la production de pétrole dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ



inférieur soient toutes plus productives. Ces puits devraient être plus généreux que les puits verticaux, comme en témoignent les taux de production qui sont plus de dix fois plus élevés. Le recours à la technique de RAH contribue également à rehausser les projections de 2011 pour la production classique.

- Sur la côte Est, on observe l'ajout du gisement Amethyst Nord et d'autres gisements satellites, ce qui fait augmenter la production par rapport aux projections précédentes.
- Enfin, la production à long terme provenant des sables bitumineux est plus forte en raison du prix du pétrole plus élevé (comme le montre le tableau 4.1) et des percées technologiques.

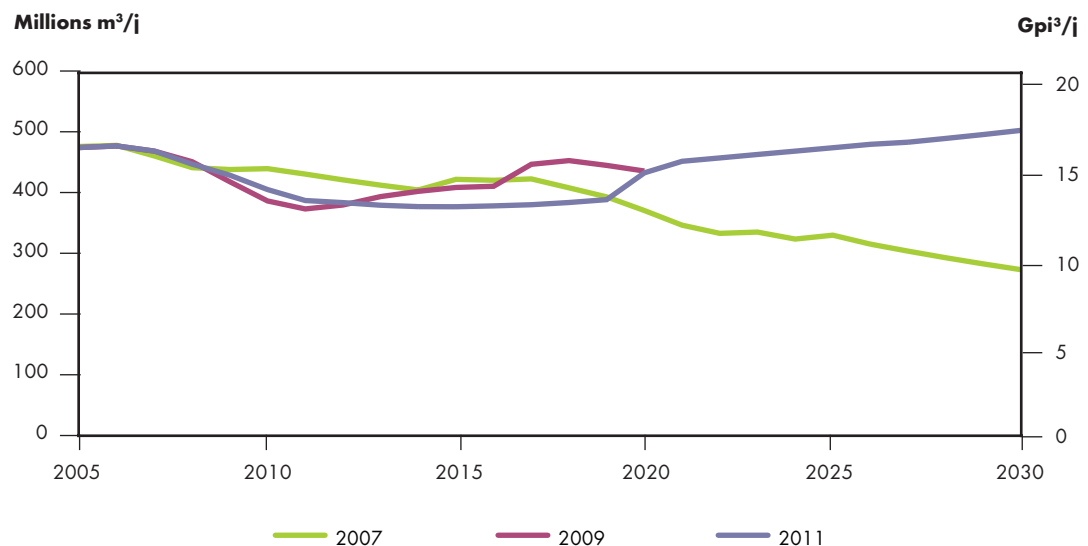
Production de gaz naturel

La production globale à long terme de gaz naturel est beaucoup plus élevée dans la projection de 2011 que dans celles de 2007 et de 2009 (figure 4.4). Cette situation s'explique par la croissance sans précédent de la production de gaz de schiste et de gaz de réservoir étanche. Les changements technologiques sont à l'origine de ce changement.

Les taux de production ont varié entre les trois derniers rapports sur l'avenir énergétique en raison, d'une part, des hypothèses de prix du gaz et, d'autre part, de l'inclusion des nouvelles ressources (gaz de schiste) et des taux de production supérieurs. La projection de 2009 est celle qui prévoyait la croissance la plus forte jusqu'en 2020, résultat surtout de la croissance la plus rapide de la production de gaz de réservoir étanche. La projection de 2011 prévoit la croissance la moins soutenue au cours de la même période. L'explication se trouve dans le fait qu'elle comporte aussi la projection de prix du gaz la plus faible et qu'on a tenu compte du ralentissement des activités dans ce secteur en 2009 et 2010. Toutefois, à plus long terme, elle est la seule des trois projections qui n'indique pas une tendance à la baisse. Cela tient au fait que les taux de production prévus des gisements de gaz de réservoir étanche et de gaz de schiste sont les plus élevés, maintenant de la sorte les niveaux de production stables jusqu'en 2035.

FIGURE 4.4

Comparaison de la croissance de la production de gaz naturel dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ



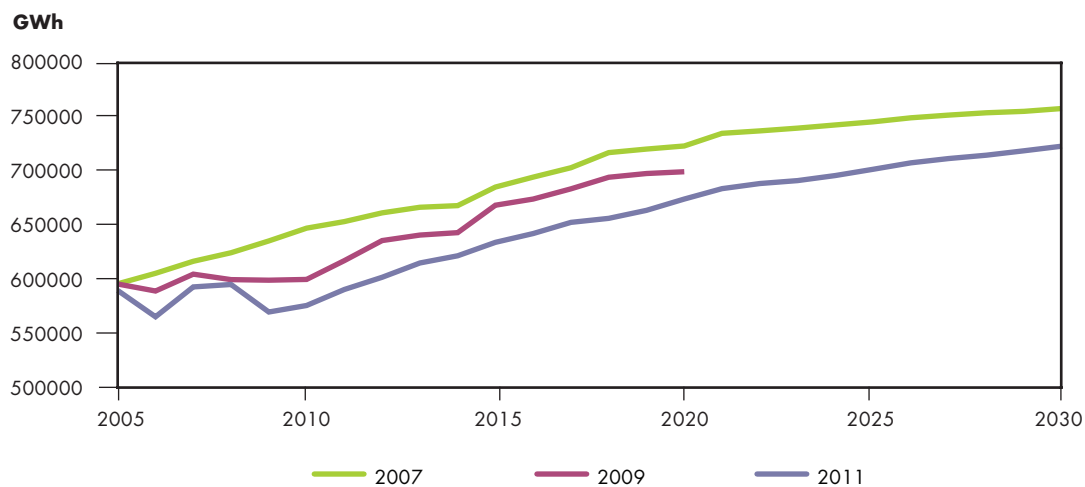
À l'échelle régionale, on constate des écarts considérables entre les projections de 2007 et de 2011. Ainsi, on ne prévoit pas de production de gaz de schiste en Colombie-Britannique dans le rapport de 2007, alors qu'il s'agit d'un secteur en forte croissance en 2011. En outre, la production de gaz de réservoir étanche dans le BSOC en 2011 est plus du double de ce qu'elle était dans le rapport de 2007.

Production d'électricité

La production totale d'électricité dans le rapport de 2011 est inférieure à celle projetée dans les rapports de 2009 et 2007, une situation qui s'explique en grande partie par un ralentissement de la croissance de la demande. Comme on l'a indiqué déjà, cette croissance moins forte provient de l'utilisation de données macroéconomiques plus récentes (figure 4.5).

FIGURE 4.5

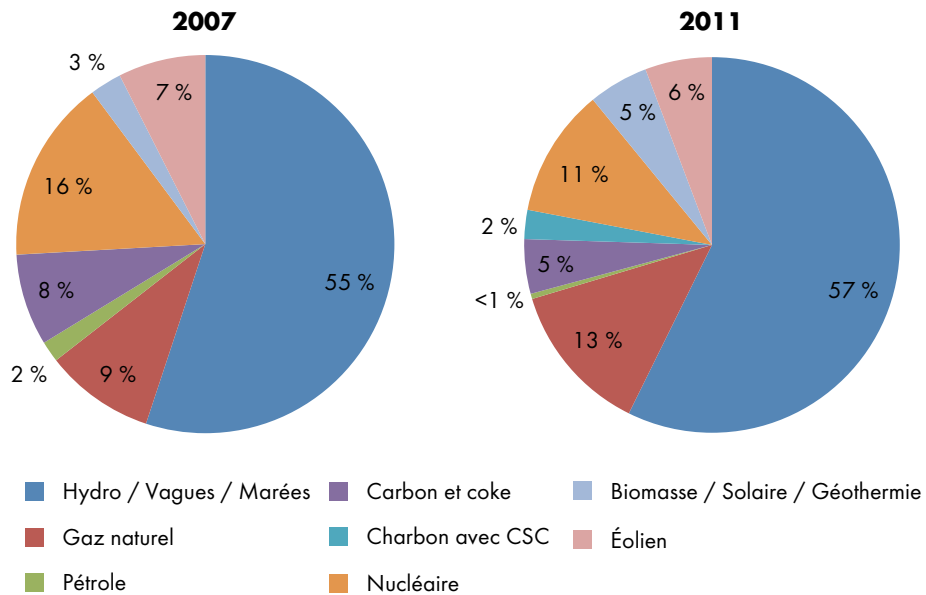
Comparaison de la croissance de la production d'électricité dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ



La comparaison des résultats à l'horizon 2030 entre les rapports de 2007 et de 2011 révèle des changements dans le portefeuille de production d'électricité (figure 4.6). On constate ainsi, dans la projection la plus récente, une baisse de la part du charbon et du coke et une augmentation de celle du gaz naturel. L'énergie nucléaire recule aussi, alors que la biomasse, l'énergie solaire, l'énergie géothermique et l'hydroélectricité sont en progression. Ces différences tiennent à l'intégration des plans à jour des entreprises de services publics provinciaux et de la filière électrique, des éléments qui évoluent avec le temps.

FIGURE 4.6

Comparaison du portefeuille de production d'électricité jusqu'en 2030, selon les combustibles, dans les rapports sur l'avenir énergétique de l'ONÉ



Conclusion

Une comparaison des résultats des trois derniers rapports sur l'avenir énergétique nous apprend que la nature de la filière énergétique canadienne a changé au cours des cinq dernières années. Les écarts dans les projections sont attribuables à divers facteurs, notamment l'instauration de politiques et de programmes énergétiques, une conjoncture économique changeante, des percées technologiques et des conditions du marché en perpétuelle évolution.

