



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

LE RÉSEAU PIPELINIER DU CANADA

ÉVALUATION D'UN MODE DE TRANSPORT





Office national
de l'énergie

National
Energy Board

LE RÉSEAU

PIPELINIER DU CANADA

ÉVALUATION D'UN MODE DE TRANSPORT

JUIN 2008

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.

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.

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 2008

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2008

N° de cat. NE23-143/2008F
ISBN 978-0-662-04245-7

Cat. No. NE23-143/2008E
ISBN 978-0-662-48995-5

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

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

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada



Liste des figures et des tableaux	iii
Liste des sigles, abréviations et unités	v
Avant-propos	vii
Résumé	viii
1. Introduction	1
2. Suffisance de capacité pipelinère	5
2.1 Écarts de prix et droits	5
2.1.1 Écarts de prix et droits de transport sur les oléoducs	6
2.1.2 Écarts de prix et droits du service de transport garanti pour le gaz naturel	8
2.2 Utilisation de la capacité sur les principaux trajets	10
2.2.1 Oléoducs	10
2.2.2 Gazoducs	13
2.3 Répartition	18
2.3.1 Enbridge	18
2.3.2 Trans Mountain Pipeline Inc.	20
2.3.3 Cochin	21
2.4 Synthèse du chapitre	22
3. Perspectives – Pipelines proposés	24
3.1 Oléoducs	24
3.2 Gazoducs	26
3.3 Synthèse du chapitre	29
4. Droits pipeliniers et satisfaction des expéditeurs	31
4.1 Règlements négociés	31
4.2 Indice des droits pipeliniers	32
4.2.1 Droits des oléoducs	32
4.2.2 Droits des gazoducs	33
4.2.3 Comparaison entre les oléoducs et les gazoducs	34
4.3 Satisfaction des expéditeurs	35
4.3.1 Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines	35
4.3.2 Plaintes officielles	36
4.4 Synthèse du chapitre	37

5.	Intégrité financière des pipelines	39
5.1	Capital-actions ordinaires	39
5.2	Ratios financiers	41
5.3	Cotes de solvabilité	44
5.4	Synthèse du chapitre	47
6.	Conclusions	48
Annexe 1		
	Sociétés pipelinières du Groupe 1 et du Groupe 2	50
Annexe 2		
	Résultats globaux du Sondage sur les services liés aux pipelines	53
Annexe 3		
	Tableau comparatif des cotes de dette	55

FIGURES

1.1	Oléoducs réglementés par l'ONÉ	1
1.2	Gazoducs réglementés par l'ONÉ	2
1.3	Approvisionnement en pétrole brut et utilisation en 2007	4
1.4	Approvisionnement en gaz naturel et utilisation en 2007	4
2.1	Comparaison entre le prix à l'exportation du brut léger non corrosif et le prix de l'Edmonton Par	6
2.2	Comparaison entre le prix à l'exportation du brut lourd et le prix du WCS à Hardisty	7
2.3	Prix du pétrole brut canadien et écart de prix	7
2.4	Comparaison entre l'écart de prix Dawn-Alberta et le coût du transport sur TransCanada	8
2.5	Comparaison entre l'écart de prix Sumas - Station 2 et le coût de T-Sud de Westcoast	9
2.6	Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité	10
2.7	Débit du réseau de Trans Mountain par rapport à sa capacité	11
2.8	Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité	12
2.9	Débit du réseau de Trans-Nord	12
2.10	Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité	13
2.11	Débit du gazoduc de Foothills Sask. par rapport à sa capacité, à Monchy	14
2.12	Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité	15
2.13	Débit du réseau de Foothills South B.C. par rapport à sa capacité, à Kingsgate	15
2.14	Débit du réseau d'Alliance par rapport à sa capacité	16
2.15	Débit de Gazoduc Trans Québec & Maritimes par rapport à sa capacité	17
2.16	Débit du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline par rapport à sa capacité	17
3.1	Projets d'oléoducs et prévisions de l'ONÉ concernant l'offre de pétrole brut	26
3.2	Projets touchant le GNL envisagés au Canada	28
4.1	Période d'application des règlements négociés	32
4.2	Droits repères d'oléoducs réglementés par l'ONÉ	33
4.3	Droits repères de gazoducs réglementés par l'ONÉ	34
4.4	Droits repères des oléoducs et des gazoducs	34
4.5	Satisfaction des expéditeurs quant à la qualité du service de transport par pipeline	36
5.1	Écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ – 2003 à 2007	42
5.2	Ratios de couverture des charges fixes	43
5.3	Ratios des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	44

TABLEAUX

2.1	Répartition de la capacité sur le réseau d'Enbridge	18
2.2	Répartition de la capacité sur le réseau de Trans Mountain	20
2.3	Répartition de la capacité sur le réseau Cochin	22
3.1	Propositions touchant des oléoducs au Canada	25
3.2	Propositions touchant des gazoducs au Canada	27
5.1	Ratios présumés du capital-actions ordinaires	40
5.2	RCA réalisés et RCA d'après la formule RH-2-94	41
5.3	Historique des cotes attribuées par le DBRS	45
5.4	Historique des cotes accordées par S&P	46
5.5	Historique des cotes accordées par Moody's	47

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACAC	projet d'accroissement de la capacité entre Alida et Cromer
ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
ACPÉ	Association canadienne de pipelines d'énergie
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
Altex	Altex Energy Ltd.
BAII	bénéfice avant intérêts et impôts
BP	BP Canada Energy Company
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
Cochin	Kinder Morgan Cochin Pipeline Ltd.
Coral	Coral Energy Canada Inc.
DBRS	Dominion Bond Rating Service
Enbridge	Pipelines Enbridge Inc.
É.-U.	États-Unis
Express	Express Pipeline Limited Partnership
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd. ou Foothills Pipeline (Sask.) Ltd.
Gateway	Gateway Pipeline Inc.
GC	gouverneure en conseil
GNL	gaz naturel liquéfié
Impériale	Compagnie pétrolière impériale Ltée
Irving/Repsol	Irving Oil Company Limited et Repsol YPF
Kinder Morgan	Kinder Morgan Canada Inc.
LGN	liquides de gaz naturel
Mackenzie	projet gazier Mackenzie
MAR-SG	mécanisme d'atténuation du risque pour le service de transport garanti
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Moody's	Moody's Canada Inc.
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie

PADD	Petroleum Administration Defense Districts
PCOG	Petro-Canada Oil and Gas
PECL	PPM Energy Canada Ltd.
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration du département américain du Transport
PIB	produit intérieur brut
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
PTNI ou Trans-Nord	Pipelines Trans-Nord Inc.
RCA	rendement du capital-actions
SDA	service de dépassement autorisé
SG	service de transport garanti
S&P	Standard & Poor's
Terasen	Terasen Pipelines Inc.
TMI	Trans Mountain Pipeline Inc.
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
TransCanada ou TCPL	TransCanada PipeLines Limited
T-Sud	canalisation principale Sud de Westcoast (Zone 4)
Union Gas	Union Gas Limited
WCS	Western Canada Select
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WTI	West Texas Intermediate
ZLC	zone de livraison du centre
ZLD	zone de livraison de distributeur

UNITÉS

b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
Mb/j	millions de barils par jour
Gpi ³	milliards de pieds cubes
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
GJ	gigajoule
km	kilomètre
m ³ /j	mètres cubes par jour
10 ³ m ³ /j	milliers de mètres cubes par jour
Mm ³ /j	millions de mètres cubes par jour
MW	mégawatt

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un organisme fédéral quasi judiciaire 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 et des marchés énergétiques, 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. L'ONÉ participe en partenaire actif, efficace et averti au développement responsable du secteur énergétique du Canada, au profit de la population canadienne.

Les principales responsabilités de l'Office consistent notamment à réglementer les aspects suivants du secteur de l'énergie :

- la construction et l'exploitation des oléoducs et gazoducs internationaux et interprovinciaux, ainsi que les droits et tarifs s'y rapportant;
- les lignes internationales de transport d'électricité;
- les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité;
- l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans les régions pionnières et zones extracôtières non assujetties à des accords de gestion fédéraux ou provinciaux.

Le présent rapport, le quatrième du genre, présente une évaluation du réseau pipelinier canadien. Il regroupe des données tirées de diverses sources publiques, que le personnel de l'ONÉ recueille et contrôle, ainsi que les renseignements sur les débits que fournissent les sociétés pipelinières. Dans la rédaction du rapport, l'Office a aussi tiré profit de ses entretiens avec diverses sociétés et associations. Le rapport tient compte de tous les commentaires recueillis.

Si vous avez des observations sur le rapport ou des suggestions concernant d'autres sujets d'analyse, veuillez vous adresser à :

Christian Rankin
Secteur des produits
Office national de l'énergie
Téléphone : 902-431-1833 ou 1-800-899-1265
Courriel : christian.rankin@neb-one.gc.ca

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions à son sujet.

Pour obtenir plus de renseignements sur l'ONÉ, y compris ses publications, prière de consulter le site de l'Office (<http://www.neb-one.gc.ca>).

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

RÉSUMÉ

L'énergie est indispensable à la vie de tous les jours. La capacité du réseau pipelinier d'acheminer l'énergie, sous forme de gaz naturel, de LGN, de pétrole brut et de produits pétroliers, est vitale pour le bien-être économique du Canada. Les Canadiens dépendent de cette infrastructure pour s'approvisionner en énergie de manière sûre, efficiente et fiable.

Les quelque 45 000 km de gazoducs et d'oléoducs soumis à la réglementation de l'ONÉ constituent un maillon essentiel du réseau pipelinier au Canada. Le présent rapport vise à déterminer si ces éléments fonctionnent de manière à concrétiser le but 3 de l'Office, voulant que « les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficients ».

L'Office juge que les trois résultats suivants représentent d'importantes caractéristiques d'un réseau pipelinier qui fonctionne bien :

- la capacité pipelinrière en place est suffisante pour acheminer les produits aux consommateurs qui en ont besoin;
- les sociétés pipelinrières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix justes et raisonnables;
- les sociétés pipelinrières présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions qui leur permettent d'entretenir leurs réseaux et de construire de nouvelles infrastructures de manière efficace pour répondre aux besoins du marché à mesure qu'il évolue.

Compte tenu de l'analyse présentée dans ce rapport, l'Office estime que le réseau pipelinier canadien continue de bien fonctionner. Voici les conclusions précises qui se dégagent de l'ouvrage :

1. **La capacité est serrée sur les réseaux d'oléoducs.** Malgré la présence d'une capacité libre sur certains réseaux d'oléoducs, des périodes de répartition sont survenues en 2007. Les intervenants du marché estiment qu'il est nécessaire d'étoffer la capacité en place afin de répondre à l'augmentation continue de l'offre et d'accroître la souplesse inhérente du marché. Le grand nombre de nouveaux pipelines ou de travaux d'agrandissement annoncés ou proposés pour desservir autant les marchés traditionnels que des marchés nouveaux, tels que la côte américaine du golfe du Mexique, la Californie et l'Asie, en sont la preuve.

La capacité des gazoducs en place est actuellement suffisante. Il y a un certain excédent de capacité sur la plupart des gazoducs réglementés par l'ONÉ, même pendant la période de pointe de l'hiver. Le taux d'utilisation de la majorité des gazoducs a baissé en 2007. La stagnation ou la diminution de l'offre de gaz classique du BSOC, conjuguée à l'accroissement de la demande dans l'Ouest canadien et à la concurrence exercée par d'autres bassins d'approvisionnement, notamment ceux de l'Ouest des États-Unis, s'est traduite par une baisse des débits des pipelines qui transportent le gaz hors de l'Ouest canadien.

-
2. **Les expéditeurs continuent de dire qu'ils sont raisonnablement satisfaits des services offerts par les pipeliniers.** Selon les résultats du Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines, les expéditeurs accordent toujours une cote élevée aux pipelines sur le plan de la fiabilité matérielle, mais les niveaux des droits pipeliniers figurent, une fois de plus, au premier rang des préoccupations exprimées.
 3. **En ce qui concerne la vigueur financière, les ratios du capital-actions ordinaires, ratios de couverture des charges fixes et ratios des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette sont stables et les cotes de solvabilité demeurent élevées.** La solidité financière des sociétés réglementées par l'ONÉ et leur aptitude à mobiliser les capitaux dont elles ont besoin ne sont pas examinées plus avant dans le rapport de cette année, car la question du rendement du capital-actions est actuellement à l'étude dans le cadre de l'audience de l'Office visant Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (RH-1-2008).

Une foule de pipelines sont proposés par l'industrie afin d'assurer que le réseau pipelinier canadien dispose d'une capacité suffisante pour desservir des marchés nouveaux ou en pleine croissance. Le secteur du transport pipelinier se doit d'assurer qu'une capacité appropriée soit en place compte tenu de l'évolution de la production et des besoins des marchés. Cela suppose des délais d'exécution suffisants et prévisibles afin de rallier assez d'appui sur le marché pour une ou plusieurs propositions concurrentes, d'obtenir les approbations réglementaires requises, le cas échéant, d'organiser le financement, de mobiliser la main-d'œuvre et les matériaux et, enfin, de construire les installations.

Dans l'optique de l'ONÉ, une composante essentielle, qui constitue aussi un enjeu de taille, consiste à fournir un processus équitable et efficace qui permette à la population canadienne de participer d'une manière valable au débat sur la nécessité et le caractère d'utilité publique des installations que l'industrie propose.

INTRODUCTION

L'énergie est indispensable à la vie de tous les jours. La capacité du réseau pipelinier d'acheminer l'énergie, sous forme de gaz naturel, de LGN, de pétrole brut et de produits pétroliers, est vitale pour le bien-être économique du Canada. Au cours de 2007, les pipelines réglementés par l'ONÉ ont acheminé l'équivalent d'environ 121 milliards de dollars de produits vers des marchés au Canada et aux États-Unis. Le coût de la prestation de ces services de transport en 2007 est évalué à environ 4,9 milliards de dollars, sans compter le coût du combustible payé par les expéditeurs sur les gazoducs.

Les Canadiens dépendent de cette infrastructure pour s'approvisionner en énergie de manière sûre, efficace et fiable. Les quelque 45 000 km de gazoducs et d'oléoducs soumis à la réglementation de l'ONÉ constituent un maillon essentiel du réseau de transport d'hydrocarbures au Canada (figures 1.1 et 1.2). Ces canalisations, qui s'étendent d'un bout à l'autre du Canada, comprennent des pipelines de transport de gaz naturel, de LGN, de pétrole brut et de produits pétroliers.

Conformément à son mandat qui consiste à promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, l'Office s'est fixé cinq buts qui expriment sa raison d'être et ses principaux objectifs² :

1. Les installations et activités réglementées par l'ONÉ sont sûres et sécuritaires, et perçues comme telles.
2. Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits des personnes touchées.

FIGURE 1.1

Oléoducs réglementés par l'ONÉ



² Plan stratégique 2008-2011 de l'ONÉ (www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rthnb/whwrndrgvrnnc/strtgcp1n20082011-fra.html).

FIGURE 1.2

Gazoducs réglementés par l'ONÉ



3. Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficaces.
4. Dans l'accomplissement de son mandat, l'ONÉ bénéficie d'une participation efficace du public.
5. L'ONÉ produit de bons résultats par l'exercice d'un leadership novateur et la mise en œuvre de processus efficaces.

Afin de déterminer s'il atteint ses buts, l'Office a établi des mesures, ainsi qu'un système de surveillance de chaque but. Chaque année, il publie également divers rapports qui traitent d'une gamme d'aspects de l'infrastructure et des activités énergétiques au Canada. Le présent rapport se concentre principalement sur certains aspects du but 3 et fait le point sur le fonctionnement du réseau pipeline canadien. Il s'agit de la quatrième évaluation annuelle consécutive du genre. Le rapport fait appel au système de surveillance et aux mesures du rendement du réseau de transport pipeline qui ont été établis au cours des années précédentes. Pour que le réseau pipeline puisse fonctionner d'une manière efficace et efficiente, il faut qu'il soit exploité de façon sécuritaire et dans le respect de l'environnement, aspects qui relèvent des buts 1 et 2. Chaque année, l'Office fait le bilan du rendement des pipelines de son ressort à ces égards dans un document d'accompagnement. Intitulé cette année *Gros plan sur la sécurité et l'environnement - Analyse comparative du rendement des pipelines 2000-2006*, ce document a été publié en juillet 2008 et se trouve à l'adresse Web suivante : <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/sftyprfrmnndctr/sftyprfrmnndctr-fra.html>.

L'Office juge que les trois résultats suivants représentent d'importantes caractéristiques d'un réseau pipeline qui fonctionne bien :

- la capacité pipeline en place est suffisante pour acheminer les produits aux consommateurs qui en ont besoin;
- les sociétés pipeline fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix justes et raisonnables;
- les sociétés pipeline présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions qui leur permettent d'assurer l'entretien de leurs réseaux et de construire

de nouvelles infrastructures de manière efficace pour répondre aux besoins du marché à mesure qu'il évolue.

En règle générale, un réseau de transport pipelinier efficace doit pouvoir s'adapter dans des délais opportuns à l'évolution de la conjoncture du marché, ce qui peut supposer le rajustement de la capacité pipelinère ou l'amélioration des services pipeliniers.

Pour déterminer si ces résultats sont atteints, l'Office se sert de données accessibles au public portant sur des sociétés réglementées du Groupe 1 et Express Pipeline Limited Partnership (Express), la plus importante des sociétés du Groupe 2³. Ces sociétés sont propriétaires de la majeure partie du réseau pipelinier du Canada et les données qui en émanent donnent une bonne idée du fonctionnement global de ce réseau. L'Office tient également compte des données sur les débits et l'utilisation de la capacité qui lui sont transmises par les sociétés pipelinères, ainsi que des points de vue des utilisateurs des pipelines qu'il réglemente. Bien que les renseignements présentés dans le rapport constituent pour la plupart une mise à jour et une évaluation de 2007, les renseignements relatifs à 2008 ont été fournis chaque fois que cela a été possible. Une liste des sociétés réglementées par l'ONÉ en date du 31 décembre 2007 se trouve à l'annexe 1.

Le présent rapport ne doit pas être considéré comme une décision réglementaire. Il n'a pas pour objet de trancher une question de réglementation, telle que l'établissement du taux de rendement du capital-actions auquel une société pipelinère devrait avoir droit. Les facteurs ayant servi à évaluer le fonctionnement du réseau pipelinier canadien ne sont pas nécessairement ceux qui seraient pris en compte dans le cadre d'une instance réglementaire.

Les figures 1.3 et 1.4 offrent un aperçu de l'approvisionnement en pétrole brut et en gaz naturel et de l'utilisation de ces produits au Canada. Le rapport de l'Office intitulé *Aperçu de la situation énergétique 2007*, publié en mai 2008, fournit de plus amples renseignements à ce sujet. Ce rapport est accessible à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyvrw/nrgyvrw-fra.html>.

³ Aux fins de la réglementation financière exercée par l'Office, les sociétés pipelinères sont divisées en deux groupes, soit le Groupe 1 et le Groupe 2. Les grandes sociétés de gazoducs et d'oléoducs font partie du Groupe 1 et sont soumises à une réglementation suivie de la part de l'Office. Toutes les autres sociétés pipelinères du ressort de l'Office sont classées dans le Groupe 2 et font l'objet d'une réglementation moins étroite. Cependant, comme ce fut le cas d'Express, il arrive que des pipelinères importantes soient désignées des sociétés du Groupe 2.

FIGURE 1.3

**Approvisionnement en pétrole brut et utilisation en 2007
(en milliers de mètres cubes par jour)**



FIGURE 1.4

**Approvisionnement en gaz naturel et utilisation en 2007
(en milliards de pieds cubes par jour)**



SUFFISANCE DE CAPACITÉ PIPELINIÈRE

Un des principaux critères de mesure du bon fonctionnement des marchés énergétiques est la capacité du réseau pipelinier de transporter efficacement le pétrole brut, les produits raffinés, le gaz naturel et les LGN vers les régions consommatrices.

Le chapitre 2 examine les aspects suivants pour évaluer si la capacité pipelinrière en place est suffisante :

- le rapport entre les écarts de prix et les droits du service garanti sur les principaux trajets de transport;
- l'utilisation de la capacité des pipelines;
- le recours à la répartition de la capacité dans les principaux oléoducs.

L'Office a généralement adopté le point de vue qu'il est souhaitable d'avoir un certain excédent de capacité pipelinrière. Cela peut signifier des droits plus élevés pour les expéditeurs, mais les coûts associés à une insuffisance de capacité pourraient être beaucoup plus importants. Si la capacité d'acheminement est lacunaire, les gouvernements et les producteurs peuvent subir de grosses pertes de produits d'exploitation, faute de pouvoir transporter le gaz ou le pétrole jusqu'aux marchés. En outre, la souplesse inhérente à un excédent de capacité permet aux expéditeurs d'acheminer les produits voulus aux marchés appropriés, et donc de maximiser leurs revenus. Par exemple, dans le cas du transport de produits pétroliers, en l'absence d'une capacité suffisante pour expédier le pétrole brut jusqu'au PADD V (côte Ouest des États-Unis), les producteurs peuvent acheminer leurs produits en Ontario, dans l'ensemble du PADD II (Midwest) ou jusqu'à sa partie méridionale (Cushing, en Oklahoma), au PADD III (côte américaine du golfe du Mexique) ou au PADD IV (région des montagnes Rocheuses américaines). Qui plus est, lorsque des travaux d'entretien et de réparation sont effectués dans les raffineries à l'un ou l'autre de ces endroits, les producteurs peuvent livrer le pétrole brut à d'autres marchés, pourvu que la capacité pipelinrière voulue soit disponible.

2.1 Écarts de prix et droits

Lorsque la capacité pipelinrière est suffisante entre deux carrefours commerciaux, les prix des différents produits ont un rapport entre eux, et l'écart de prix est égal ou inférieur au coût du transport entre ces deux points. Si l'écart de prix est moindre que le droit du service de transport (majoré du coût du combustible dans le cas des gazoducs), c'est une indication que le marché dispose d'une capacité pipelinrière suffisante entre les deux points d'établissement des prix. Dans un marché qui bénéficie d'une capacité pipelinrière suffisante, les fournisseurs acheminent habituellement le produit vers le marché qui procure le meilleur bénéfice net au vendeur et répondent ainsi au besoin d'énergie de cette région. Si la capacité est insuffisante, le produit ne peut pas se rendre jusqu'au marché, ce qui

se traduit par des prix plus élevés pour les consommateurs en aval ou par des prix inférieurs pour les producteurs, et accentue ainsi l'écart de prix entre les deux points du marché.

2.1.1 Écarts de prix et droits de transport sur les oléoducs

La figure 2.1 compare le prix canadien à l'exportation du pétrole brut léger, minoré des droits de transport jusqu'à Edmonton, en Alberta, au prix affiché de l'Edmonton Par. Les deux prix se suivent de près, ce qui dénote un bon fonctionnement du marché et, d'une manière générale, la présence d'une capacité pipelinière suffisante en 2007 pour transporter les approvisionnements venant de l'Ouest canadien.

La figure 2.2 fournit une comparaison entre le prix canadien à l'exportation du brut lourd, minoré des droits de transport jusqu'à Hardisty, en Alberta, et le prix à Hardisty du Western Canada Select (WCS). Ici encore, les deux prix se suivent de près, ce qui indique que le marché fonctionne convenablement et que, dans l'ensemble, il y avait une capacité suffisante en 2007 pour acheminer les approvisionnements de l'Ouest canadien. Les légères variations entre les deux prix sont attribuables pour la plupart à la différence de qualité entre le pétrole lourd exporté, de qualité moyenne, et le WCS.

L'écart de prix léger-lourd

La disponibilité de capacité pipelinière, les notions économiques fondamentales en matière d'offre et de demande, la saisonnalité et la qualité du produit figurent au nombre des facteurs déterminants des écarts de prix pour le pétrole brut. L'augmentation de la production provenant des sables bitumineux a une incidence croissante sur les écarts de prix, comme sur l'exploitation des oléoducs. Le pétrole brut tiré des sables bitumineux constitue un mélange plus lourd (pétrole brut lourd) et a un accès limité aux marchés puisque seules des raffineries spécialement outillées peuvent le transformer en produits raffinés destinés à la consommation. Les contraintes du point de vue de l'accès aux marchés exercent une pression à la baisse sur les prix du pétrole brut lourd et creusent l'écart de prix léger-lourd à certains moments de l'année.

FIGURE 2.1

Comparaison entre le prix à l'exportation du brut léger non corrosif et le prix de l'Edmonton Par

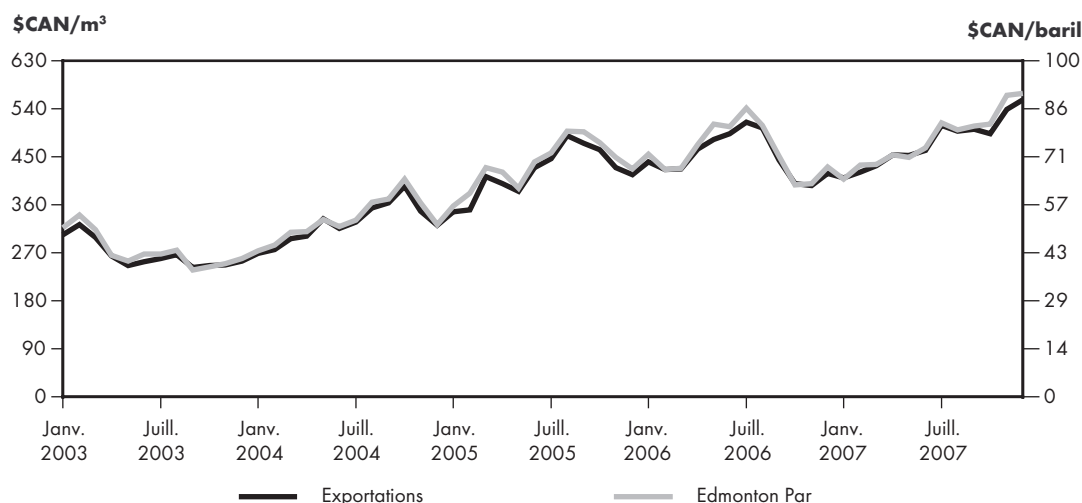
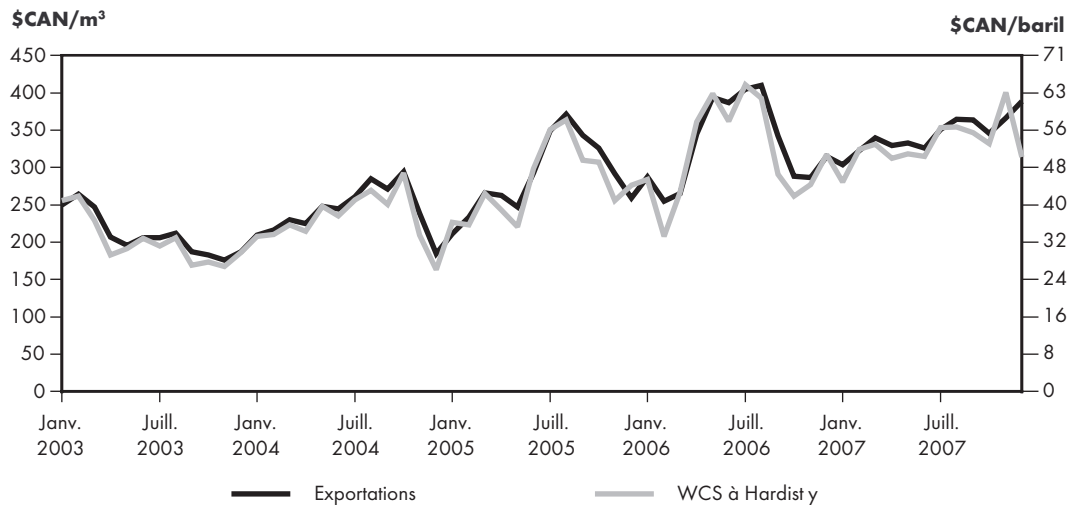


FIGURE 2.2

Comparaison entre le prix à l'exportation du brut lourd et le prix du WCS à Hardisty

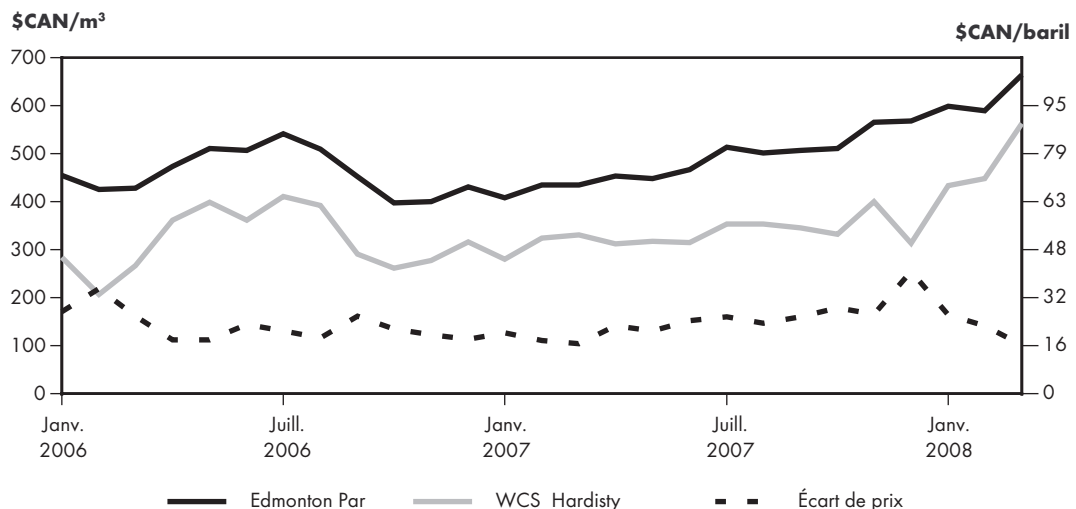


Auparavant, quand il était question d'écart de prix, la discussion était invariablement centrée sur le pétrole brut lourd. Or, étant donné la production accrue de bitume valorisé, ou de pétrole brut synthétique léger, les écarts de prix relatifs entre le brut synthétique, le brut léger canadien et d'autres types de pétrole brut fourni aux raffineries américaines revêtent de plus en plus d'importance. En raison surtout de l'accroissement de la production de pétrole brut synthétique et des contraintes de capacité vers les marchés en aval, des remises ont été accordées pour le pétrole brut léger et synthétique canadien. Par ailleurs, pendant des périodes où l'offre de synthétique a faibli, à cause de travaux d'entretien planifiés ou imprévus aux installations de valorisation, le brut synthétique s'est vendu à prime par rapport au West Texas Intermediate (WTI).

La figure 2.3 illustre l'écart de prix léger-lourd en comparant le cours moyen du pétrole brut léger Edmonton Par et le prix affiché du WCS, un mélange de pétrole brut lourd, à Hardisty, en Alberta. Comme le montre la figure, l'écart a été important et variable au cours de la période visée. Il s'est quelque peu rétréci entre septembre 2006 et mars 2007 largement à cause des inversions des pipelines

FIGURE 2.3

Prix du pétrole brut canadien et écart de prix



Spearhead et Mobil, qui ont ouvert des marchés pour le pétrole lourd à Cushing, en Oklahoma, et sur la côte américaine du golfe du Mexique, respectivement.

En 2007, l'écart de prix a atteint son deuxième sommet le plus important depuis le début de la décennie, passant en décembre à 45 %, ou 40 \$ le baril. Une capacité pipelinière déficitaire et des problèmes de raffinage aux États-Unis, qui ont entraîné une surabondance d'approvisionnements en pétrole brut lourd sur le marché, sont responsables de cette situation. Par le passé, l'écart de prix entre le brut léger et lourd, dans les marchés où le pétrole de l'Ouest canadien fait concurrence à d'autres approvisionnements, s'est normalement tenu autour de 30 %. Au premier trimestre de 2008, l'écart léger-lourd s'établissait à 22 %. Le rétrécissement de l'écart s'explique par une augmentation de la demande de bruts plus lourds à l'approche du printemps et de l'été pour la production de bitume de pavage et une demande accrue sur les marchés du sud, y compris de la part de raffineries sur la côte américaine du golfe du Mexique qui sont en mesure de transformer les bruts plus lourds.

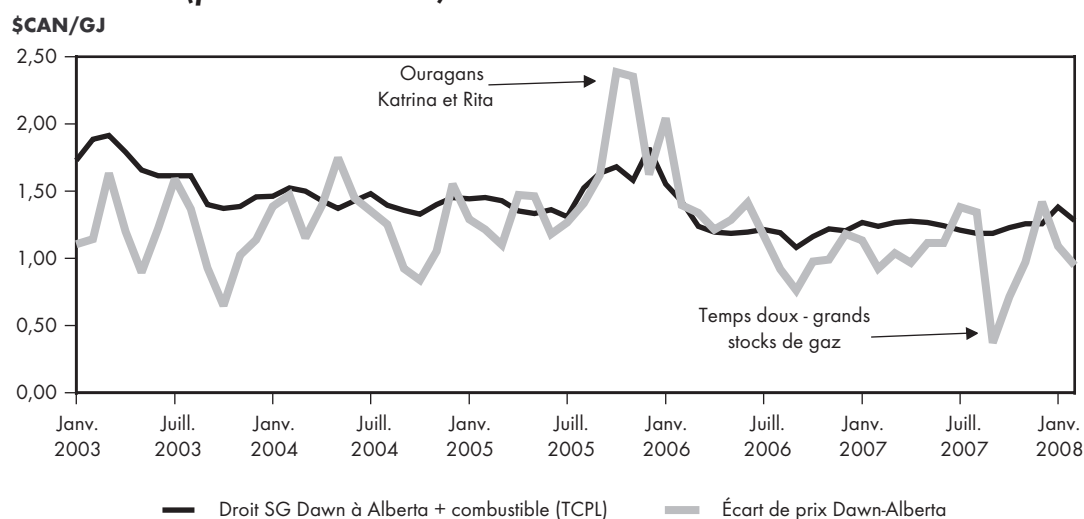
2.1.2 Écart de prix et droits du service de transport garanti pour le gaz naturel

Pour utiliser l'écart de prix comme jauge de la suffisance de la capacité des gazoducs, il faut disposer de données raisonnablement bonnes sur les prix. Sont présentées ci-après deux comparaisons entre l'écart de prix et le droit du service garanti : une pour le transport sur le réseau principal de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou TCPL) et l'autre pour le transport sur le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast), maintenant exploitée sous la dénomination Spectra Energy Transmission.

La figure 2.4 compare l'écart de prix entre la frontière albertaine et le point de livraison de Dawn, en Ontario, avec le droit du service garanti de TransCanada entre ces deux points, majoré du coût du combustible. L'écart de prix entre l'Alberta et le point de livraison de Dawn est généralement inférieur au coût total du transport (droit du service garanti plus combustible) via le pipeline de TransCanada qui relie ces deux marchés. Cela dénote qu'il existe une capacité pipelinière suffisante entre ces endroits. Comme l'indiquent les fluctuations de l'écart de prix entre les deux endroits, les prix du gaz naturel sont très portés à réagir à des variations, même modestes, du flux ou de la demande. L'écart

FIGURE 2.4

Comparaison entre l'écart de prix Dawn-Alberta et le coût du transport sur TransCanada (plus le combustible)



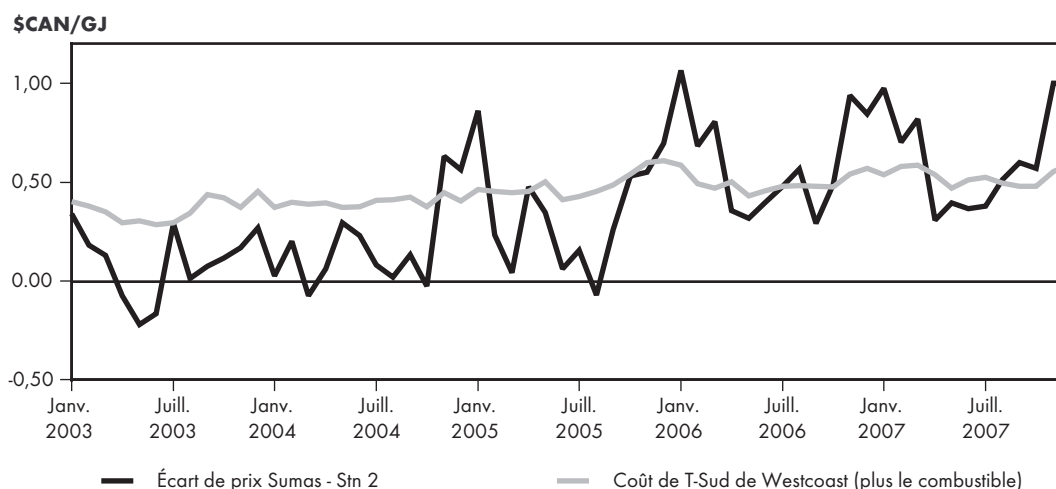
de prix a été plus prononcé à court terme lorsque la demande de gaz naturel était exceptionnellement élevée sur les marchés de l'est, comme ce fut le cas pendant les vagues de chaleur estivales de 2005 et de 2006, qui ont entraîné une forte demande d'électricité de la part des centrales alimentées au gaz naturel pour répondre aux besoins en climatisation sur ces marchés, ou lorsque l'offre provenant du golfe du Mexique s'est trouvée réduite au cours des mois qui ont suivi les ouragans Katrina et Rita (d'août 2005 à janvier 2006). À l'inverse, cet écart peut se rétrécir, tout comme la demande de gaz et de services de transport peut se comprimer, lorsque le temps est doux et qu'il y a amplement de gaz en stockage, ce qui était le cas au début de la saison de chauffage de l'hiver 2006-2007 et en septembre 2007. À l'automne 2007, les prix ont recommencé à grimper avec le début de la saison de chauffage hivernale. L'approche de la saison froide, qui fait croître la demande de chauffage, exerce une pression à la hausse sur le prix du gaz naturel pendant toute la première partie de l'hiver.

La figure 2.5 compare l'écart de prix entre la station de compression n° 2 du réseau de Westcoast et le point d'exportation à Huntingdon/Sumas, en Colombie-Britannique, avec le droit du service garanti pour le transport entre ces deux endroits (canalisation principale Sud ou T-Sud), majoré du coût du combustible. Depuis janvier 2003, l'écart de prix a été inférieur au coût de transport, sauf, ces dernières années, pendant les périodes de pointe de l'hiver, ce qui dénote que la capacité en place a été suffisante. Dans l'ensemble, la comparaison entre l'écart de prix et les droits du transport garanti pour le gaz naturel révèle que la capacité pipelinère entre les marchés étudiés est suffisante la plupart du temps. Cependant, les prix du gaz naturel sont instables. Des écarts de prix plus prononcés à court terme ont été observés depuis quelques années en raison de changements dans les conditions du marché, qu'il s'agisse de perturbations de l'approvisionnement aux États-Unis qui sont attribuables à des ouragans, d'une demande imprévisible liée aux conditions météorologiques ou de la disponibilité d'autres choix de moyens de transport pendant ces périodes.

Dans l'ensemble, la comparaison entre les écarts de prix et les droits du transport garanti pour le gaz naturel révèle que la capacité pipelinère entre les marchés étudiés est suffisante la plupart du temps. En général, l'écart de prix entre deux points d'établissement des prix a été légèrement inférieur au coût du transport pipelinier (droits), majoré du coût du combustible. Cependant, les prix du gaz naturel peuvent varier selon les conditions météorologiques et en réaction à d'autres sortes de perturbations, et peuvent avoir une incidence tant sur l'écart de prix que sur le coût du combustible

FIGURE 2.5

Comparaison entre l'écart de prix Sumas - Station 2 et le coût de T-Sud de Westcoast (plus le combustible)



des pipelines. Les droits pipeliniers, quant à eux, ont tendance à être plus uniformes. Les figures 2.4 et 2.5 montrent des moments où l'écart de prix a surpassé le droit de transport majoré du coût du combustible. Ces situations se sont avérées temporaires, et les flux de gaz et les prix ont par la suite repris un cours modéré.

2.2 Utilisation de la capacité sur les principaux trajets

En l'absence de données appropriées à l'égard des prix pratiqués aux principaux emplacements de réception et de livraison sur les réseaux pipeliniers, une autre mesure de la suffisance de capacité consiste à comparer directement le débit des pipelines à leur capacité. L'Office suit l'utilisation de la capacité sur la plupart des gros pipelines qu'il réglemente.

Les figures qui suivent présentent une comparaison du débit mensuel moyen et de la capacité dans le cas de certains des plus gros réseaux réglementés par l'ONÉ.

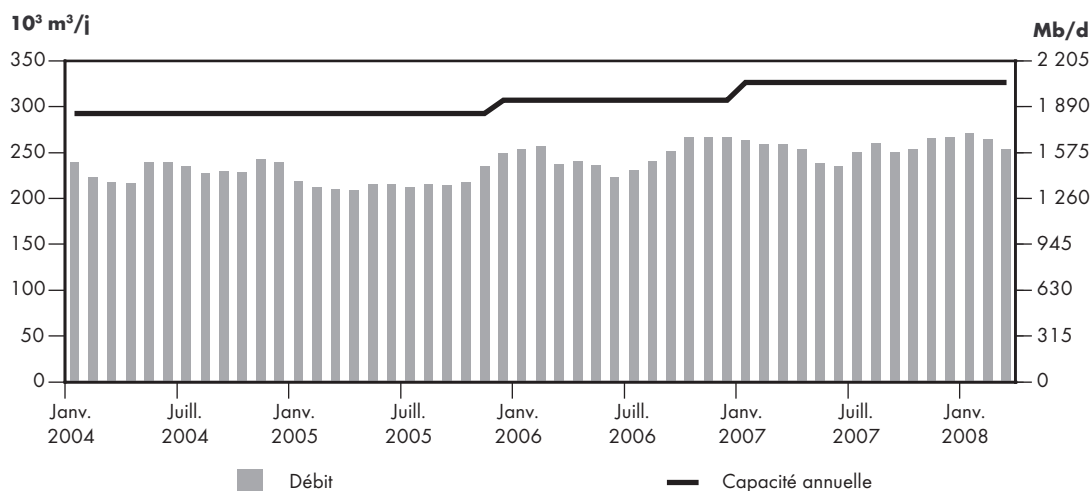
2.2.1 Oléoducs

Il peut être difficile d'établir la capacité et le débit d'un oléoduc parce qu'il y a de nombreux facteurs à considérer, notamment les types de produits, le mélange des produits, la constitution des lots et la configuration du pipeline.

Le réseau de Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge) trouve son point de départ à Edmonton, en Alberta, et traverse les Prairies canadiennes vers l'est, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba, où il rejoint le réseau de Lakehead aux États-Unis. Il représente le plus gros pipeline de pétrole brut au monde et est le principal transporteur de ce produit entre l'Ouest canadien et les marchés de l'Est du Canada et du Midwest américain. De plus, le réseau d'Enbridge est relié à des oléoducs qui acheminent du pétrole brut jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et de là, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Le réseau est constitué de nombreuses canalisations qui transportent du pétrole brut, des LGN et des produits pétroliers raffinés. La figure 2.6 montre le débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité d'acheminement à partir de l'Ouest canadien. Depuis le troisième trimestre de 2006, nombre de ses canalisations ont fonctionné à pleine capacité ou presque, même que certaines ont parfois nécessité une répartition de la capacité (voir la section 2.3). En 2007, Enbridge

FIGURE 2.6

Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité



a transporté environ 255 000 m³/j (1,6 Mb/j) de pétrole brut, de produits pétroliers et de LGN. Au premier trimestre de 2008, le réseau d'Enbridge était exploité à environ 88 % de sa capacité.

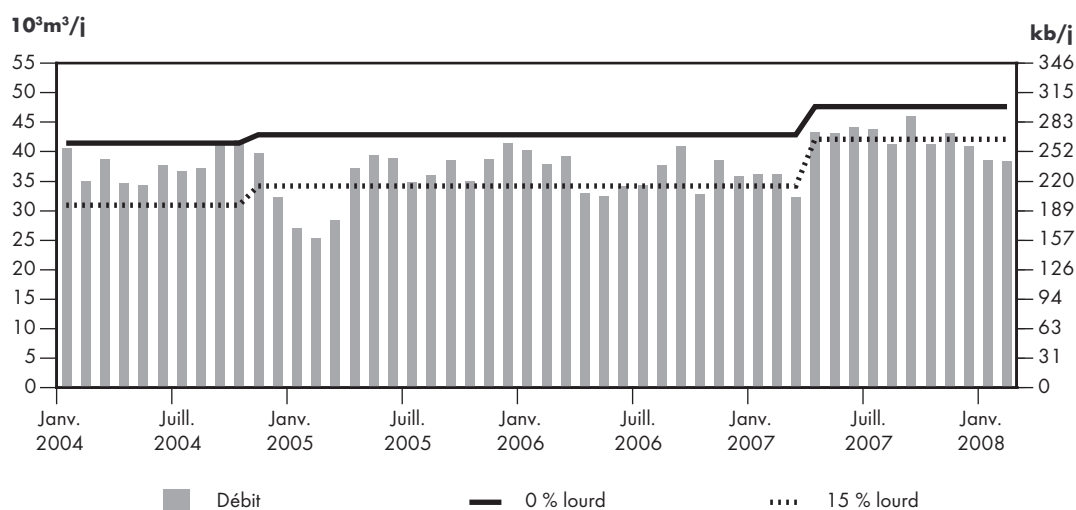
Trans Mountain Pipeline Inc. (TMI) achemine vers l'ouest à partir d'Edmonton, en Alberta, du pétrole brut et des produits pétroliers raffinés qui aboutissent à divers endroits en Colombie-Britannique et dans l'État de Washington ainsi qu'outre-mer. La capacité actuelle du réseau de TMI, en supposant des expéditions de pétrole lourd, se chiffre à 41 300 m³/j (260 kb/j). L'oléoduc est exploité à pleine capacité, ou presque, depuis plusieurs années et a plusieurs fois eu recours à des répartitions de la capacité (voir la section 2.3). La figure 2.7 illustre deux niveaux de capacité pour l'oléoduc de TMI : le premier exclut toute expédition de pétrole brut lourd alors que le second suppose une proportion de 15 % de ce produit. Le transport de pétrole brut lourd gruge la capacité pipelinère. En moyenne, les arrivages de pétrole brut de TMI à Edmonton étaient constitués d'environ 25 % de pétrole brut lourd en 2007. Au deuxième trimestre de 2007, la mise en service de la station de pompage agrandie de TMI a permis d'ajouter 5 600 m³/j (35 kb/j) à la capacité de l'oléoduc.

Au début de 2008, TMI a annoncé son projet d'ajouter 4 000 m³/j (25 kb/j) de capacité à compter du 1^{er} mai 2008, puis 2 400 m³/j (15 kb/j) de plus le 1^{er} novembre 2008, afin de porter la capacité totale de l'oléoduc à 48 000 m³/j (300 kb/j). À l'origine, le doublement proposé, avec un ajout total de 6 400 m³/j (40 kb/j) de capacité, n'était censé entrer en service qu'au dernier trimestre de 2008, mais à la faveur d'une révision de la portée du projet, une partie de la capacité additionnelle a été implantée six mois plus tôt que prévu.

Pendant la majeure partie de 2007 et en janvier 2008, TMI a dû recourir à des répartitions de la capacité. Cependant, l'oléoduc a fonctionné à environ 80 % de sa capacité au cours du premier trimestre de 2008, en raison principalement de l'exécution de programmes d'entretien périodique dans des raffineries de la côte Ouest et d'arrêts de production imprévus à des raffineries de la région d'Edmonton, lesquels ont réduit les débits de produits pétroliers raffinés. L'accroissement de l'offre de pétrole extrait des sables bitumineux ainsi qu'une forte demande de la part des raffineurs de l'État de Washington et l'augmentation continue des expéditions de pétrole brut à partir du quai Westridge sont autant de facteurs qui conduisent à des répartitions de la capacité sur le réseau de TMI.

FIGURE 2.7

Débit du réseau de Trans Mountain par rapport à sa capacité



Le pipeline d'Express n'est pas exploité à sa pleine capacité, qui est de 44 900 m³/j (280 kb/j), depuis les dernières années à cause notamment d'une répartition continue de la capacité en aval sur le réseau Platte. Durant le premier trimestre de 2008, l'oléoduc a fonctionné à environ 73 % de sa capacité (figure 2.8). Express est le seul pipeline de pétrole brut dans l'Ouest du Canada dont la majeure partie de la capacité fait l'objet d'ententes de prise obligatoire à long terme avec les expéditeurs.

Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) transporte des produits pétroliers raffinés vers l'ouest, de Montréal à Toronto, et exploite également une canalisation bidirectionnelle entre Toronto et Oakville, en Ontario. En outre, le réseau de PTNI achemine des produits raffinés vers l'est, soit jusqu'à Toronto, à partir de la raffinerie de la Compagnie pétrolière impériale Ltée (Impériale), située à Nanticoke, en Ontario. La figure 2.9 montre qu'au premier trimestre de 2008, le réseau de PTNI présentait un débit moyen de 33 900 m³/j (214 kb/j) de produits pétroliers. En général, l'oléoduc est exploité à capacité.

La capacité du réseau de PTNI est difficile à calculer parce qu'il y a plusieurs points de livraison et que la capacité de chaque tronçon est différente. À titre d'exemple, le tronçon qui va de Montréal à

FIGURE 2.8

Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité

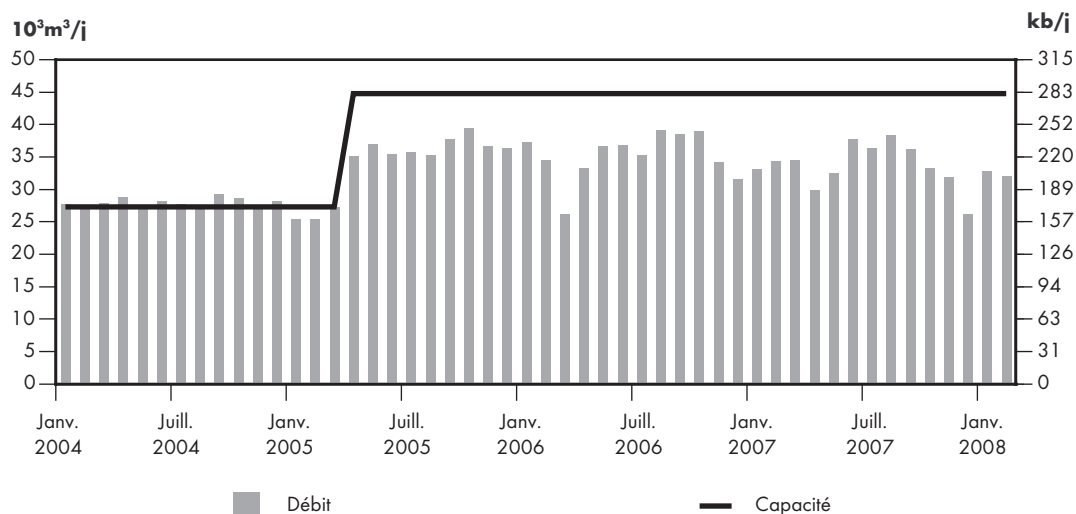
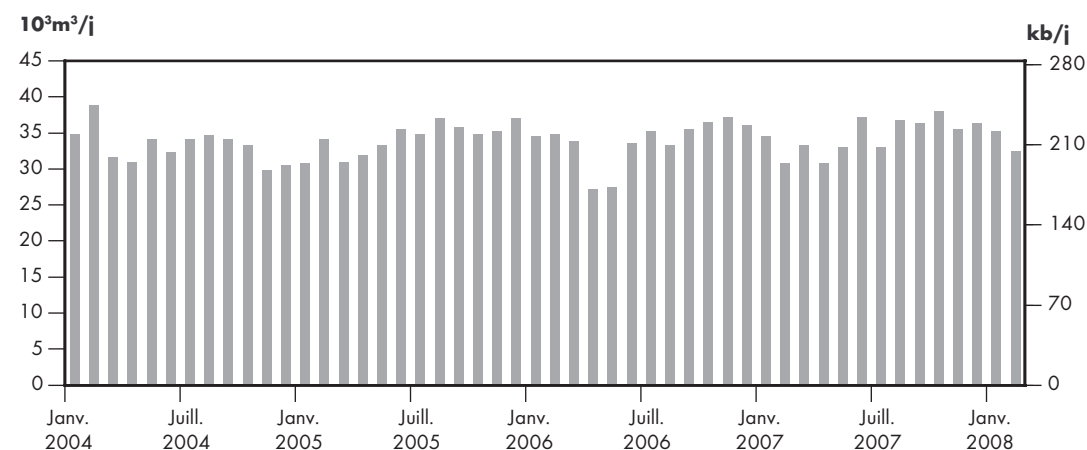


FIGURE 2.9

Débit du réseau de Trans-Nord



Farran's Point a une capacité de 21 000 m³/j (132 kb/j); la capacité entre Farran's Point et Belleville est de 11 500 m³/j (72 kb/j); et le tronçon compris entre Belleville et Toronto offre une capacité de 10 000 m³/j (63 kb/j).

2.2.2 Gazoducs

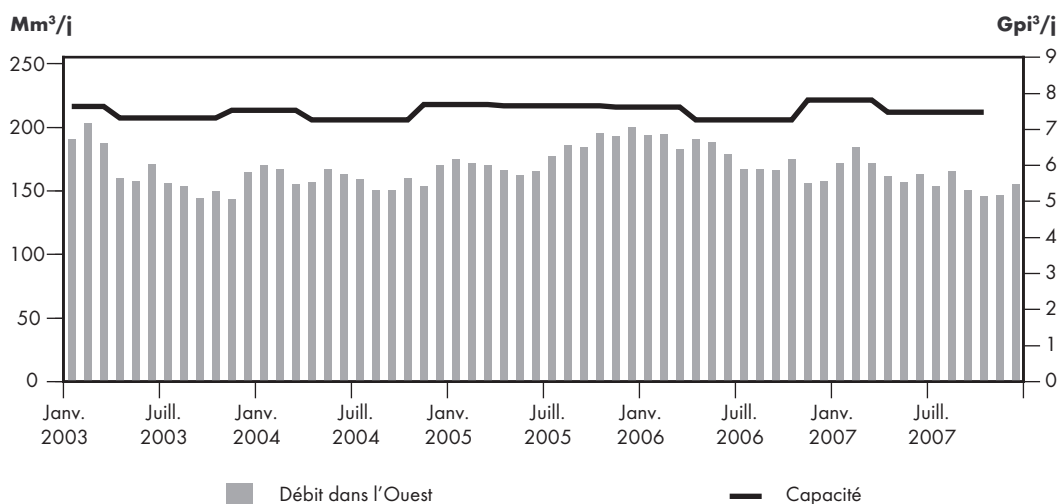
La figure 2.10 compare le débit mensuel moyen sur le réseau principal de TransCanada (qui est à peu près équivalent à la quantité de gaz qui transite vers l'est sur le réseau à partir de la Saskatchewan) à la capacité de la canalisation des Prairies de TransCanada. Cette comparaison montre que la capacité a été constamment supérieure aux débits pendant la période visée. L'excédent s'est même maintenu pendant toute la période comprise entre juillet 2005 et juillet 2006, qui a été marquée par deux étés où les températures ont été supérieures à la normale et ont provoqué une forte demande de gaz naturel dans les marchés de l'Est pour la production d'électricité, ainsi que par un accroissement de la demande de gaz canadien, causé par un recul de la production aux États-Unis par suite des ouragans survenus vers la fin de l'été 2005.

Dans l'ensemble, l'indicateur révèle qu'il existe une capacité pipelinière suffisante pour transporter les volumes demandés vers les marchés de l'Est. L'excédent de capacité, qui s'est chiffré en moyenne à 40 Mm³/j (1,4 Gpi³/j) entre 2002 et 2006, a donné naissance au projet pipelinier Keystone de TransCanada. Dans le cadre de ce projet, TransCanada propose de transférer la canalisation 100-1 du réseau principal à TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. en vue de sa conversion au service de transport pétrolier. L'Office a approuvé le transfert et la conversion en 2007, et le projet, une fois achevé en septembre 2008, entraînera une réduction annuelle moyenne de la capacité du réseau principal de quelque 14,2 Mm³/j (0,5 Gpi³/j).

L'utilisation de la capacité sur le réseau principal de TransCanada s'est tenue autour de 76 % en 2007, ce qui laisse un excédent de capacité de 41,6 Mm³/j (1,47 Gpi³/j). Sous l'effet conjugué d'une augmentation de la consommation de gaz naturel en Alberta et, dans la deuxième partie de l'année, d'une diminution moyenne de quelque 11,3 Mm³/j (0,4 Gpi³/j) de la production du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), les pipelines qui acheminent le gaz depuis l'Alberta vers les marchés de l'Est ont enregistré des baisses de débit en 2007. L'augmentation des flux de gaz naturel en provenance du golfe du Mexique, y compris les importations de gaz naturel liquéfié (GNL), a

FIGURE 2.10

Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité



aidé à répondre à la demande de gaz dans le Midwest américain et sur les marchés de l'Est. En 2007, les importations de GNL aux États-Unis se sont chiffrées en moyenne à 60 Mm³/j (2,1 Gpi³/j), soit 14,2 Mm³/j (0,5 Gpi³/j) de plus qu'en 2006.

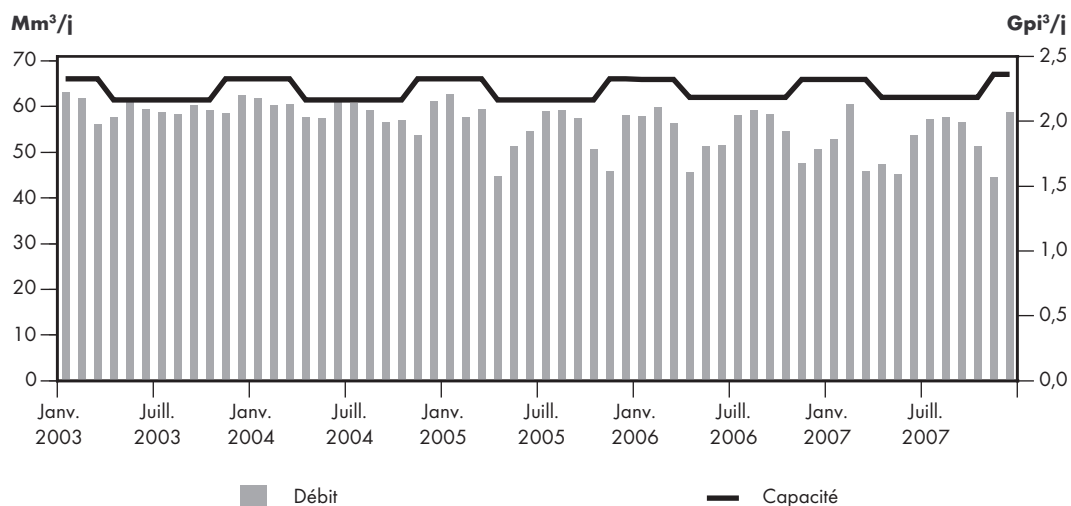
Les données de la figure 2.11 représentent le débit mensuel moyen sur la canalisation de Foothills Pipeline (Sask.) Ltd. (Foothills Sask.), par rapport à la capacité du pipeline. Cette canalisation achemine du gaz de l'Ouest canadien jusqu'à des marchés du Midwest des États-Unis grâce à une interconnexion avec le gazoduc de Northern Border Pipeline Ltd. (Northern Border) à Monchy, en Saskatchewan. Ces dernières années, le débit du gazoduc de Foothills Sask. a montré des variations claires selon les saisons, et l'utilisation annuelle moyenne de la capacité est passée de 94 % en 2003 à 83 % en 2007. Pendant les mois d'hiver et d'été, le pipeline fonctionne presque à capacité afin de permettre de répondre aux besoins en chauffage dans le premier cas et, dans le second, à ceux liés à la production d'électricité et à la reconstitution des stocks. Le débit est moindre au printemps et à l'automne car la consommation est plus faible.

Le débit du réseau de Foothills Sask. correspondait à 83 % de sa capacité au cours de l'hiver 2006-2007 et même s'il a atteint environ 90 % de celle-ci durant l'été 2007, ce résultat était quand même inférieur à celui des années précédentes. Comme dans le cas du réseau principal de TransCanada, l'effet conjugué de l'augmentation de la consommation de gaz naturel en Alberta et de la baisse de la production du BSOC a été de réduire en 2007 la disponibilité de gaz pouvant être acheminé sur le réseau de Foothills Sask.

La figure 2.12 présente le débit mensuel moyen sur la canalisation principale Sud de Westcoast comparativement à la capacité entre la station n° 2 et le point d'exportation à Huntingdon/Sumas, en Colombie-Britannique. La figure fait ressortir la nature saisonnière du débit sur cette canalisation : de plus forts volumes de gaz sont transportés au creux de l'hiver et des volumes moindres le sont l'été. La concurrence accrue exercée par la production de la région des montagnes Rocheuses américaines destinée aux marchés du Nord-Ouest Pacifique, des températures douces en hiver ainsi qu'un accroissement de la production d'hydroélectricité en Colombie-Britannique et dans le Nord-Ouest Pacifique sont certains des facteurs qui ont contribué au faible débit de la canalisation de Westcoast dans les dernières années. Cependant, les débits de la canalisation ont légèrement augmenté en 2007, par rapport à 2006, en raison de l'accroissement de la demande dictée par les conditions

FIGURE 2.11

Débit du gazoduc de Foothills Sask. par rapport à sa capacité, à Monchy



météorologiques ainsi que de celle des centrales électriques alimentées au gaz naturel en Californie et dans le Nord-Ouest Pacifique. Le bilan pour l'ensemble de la canalisation est le suivant : diminution des expéditions vers l'est à partir du BSOC et légère augmentation des flux en direction ouest.

La figure 2.13 compare la capacité mensuelle moyenne du réseau de Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.⁴ (Foothills South B.C.), qui dessert principalement la Californie, à son débit. L'utilisation annuelle moyenne en 2007 était un peu plus élevée qu'au cours des années précédentes, atteignant un taux de 68 %. Le pipeline a une capacité de réserve qui permet d'exporter du gaz en passant par Kingsgate, en Colombie-Britannique. Les intervenants sur le marché californien disposent de diverses

FIGURE 2.12

Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité

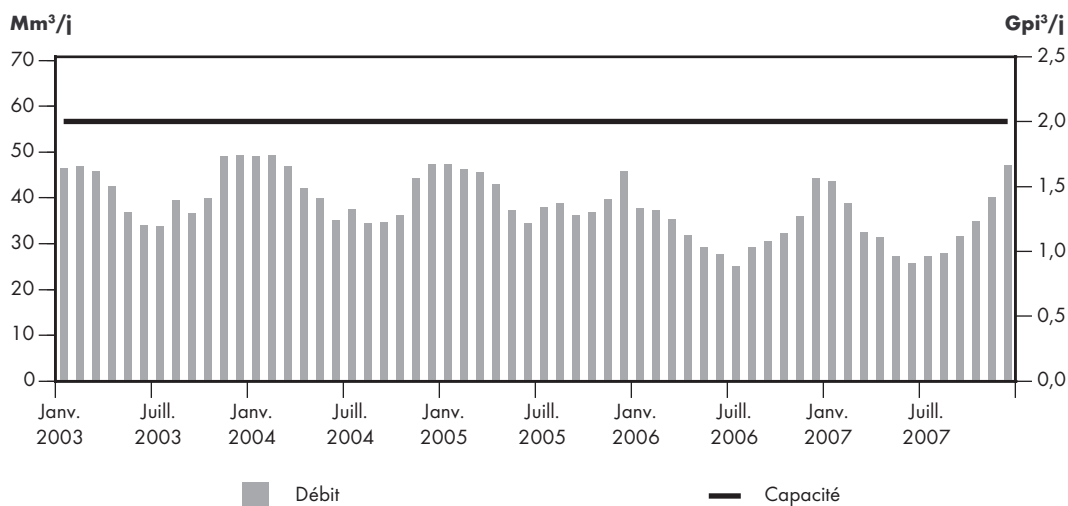
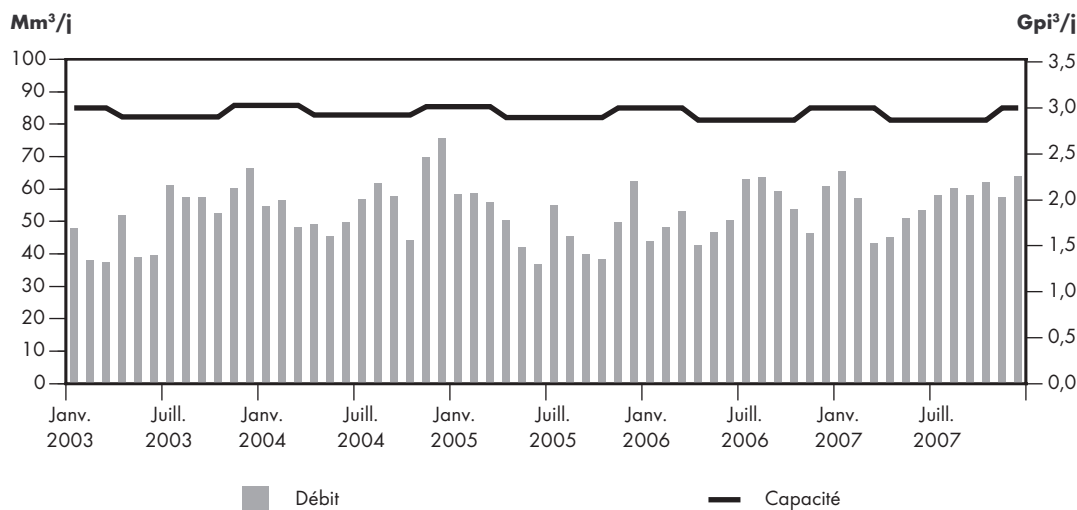


FIGURE 2.13

Débit du réseau de Foothills South B.C. par rapport à sa capacité, à Kingsgate



4 Le réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada a été intégré à celui de Foothills Pipe Lines Ltd. en 2007. Au cours du premier trimestre de 2007, l'ONÉ a approuvé le transfert des actifs pipeliniers et déterminé les droits révisés exigibles en 2007.

options de transport qui leur donnent accès aux approvisionnements de la région des montagnes Rocheuses américaines, de San Juan et des bassins permien, en plus de ceux du BSOC. Cette concurrence de l'offre a réduit les importations en provenance du BSOC passant par Kingsgate.

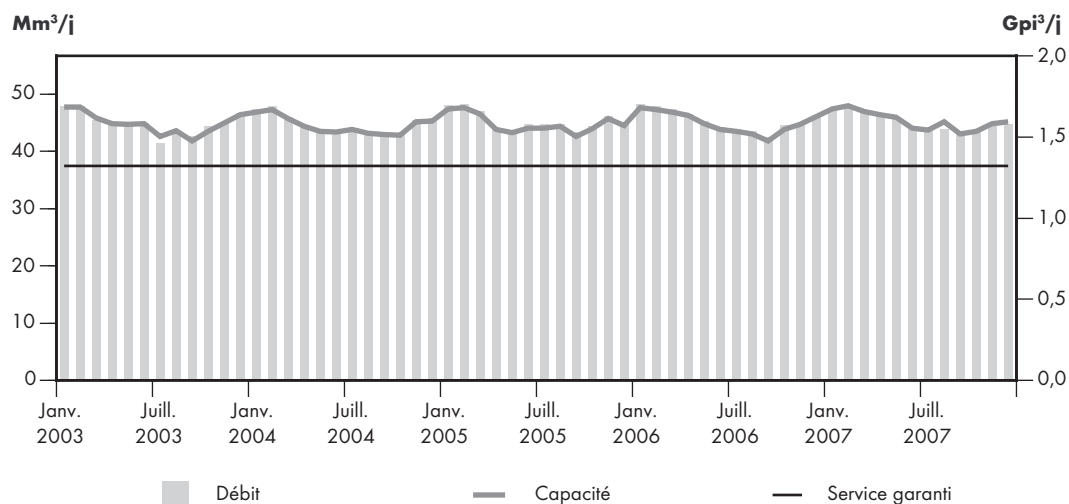
Dans la figure 2.14, le débit mensuel moyen du réseau d'Alliance Pipeline (Alliance) est comparé à sa capacité matérielle. Alliance propose une capacité en service garanti d'environ 36,8 Mm³/j (1,3 Gpi³/j) et toute capacité supplémentaire est mise à la disposition des expéditeurs détenant des contrats, à un coût minime, au moyen du service de dépassement autorisé (SDA). Les niveaux de SDA sont déterminés de façon journalière et le prix de cette capacité équivaut au coût du combustible seulement. La capacité totale disponible varie en fonction de facteurs comme la température ambiante et la disponibilité de motocompresseurs (qui dépend des calendriers d'entretien). Pour l'essentiel, la capacité totale disponible d'Alliance a été entièrement utilisée depuis l'entrée en service du réseau, toute la capacité en service garanti étant souscrite à long terme.

La figure 2.15 compare le débit mensuel moyen à la capacité du réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM), qui achemine du gaz amené par le réseau principal de TransCanada, depuis Saint-Lazare, ville située sur la frontière entre le Québec et l'Ontario, jusqu'à Québec et à East Hereford, au Québec, point d'exportation vers l'État du New Hampshire. La figure fait ressortir la nature saisonnière de la consommation de gaz naturel et les fluctuations de débit qui en découlent. Chaque année, de plus gros volumes sont transportés pendant les mois d'hiver, moment où l'utilisation de gaz naturel pour le chauffage des foyers et des immeubles commerciaux est à son plus fort. Vu l'absence de gros sites de stockage souterrains dans la région, le réseau est conçu pour répondre aux besoins durant la saison froide. En été, la consommation et les flux de gaz sont normalement beaucoup plus modestes, ce qui laisse une capacité inutilisée sur le réseau.

Par le passé, l'utilisation annuelle moyenne de la capacité sur le réseau de TQM a tourné autour de 60 %. En novembre 2006, la capacité du gazoduc a été agrandie de 12 %, soit de quelque 2,6 Mm³/j (90 Mpi³/j), en vue d'alimenter une nouvelle centrale de cogénération au gaz située à Bécancour, au Québec. L'expansion des secteurs résidentiel et commercial, ajoutée à la demande de la nouvelle centrale de Bécancour, a fait augmenter les débits de gaz sur le réseau et contribué à hausser l'utilisation moyenne de la capacité en 2007 à environ 66 %. Cependant, l'annonce de la fermeture d'établissements industriels clés de la région de Bécancour, à la fin de 2007, entraînera la suspension

FIGURE 2.14

Débit du réseau d'Alliance par rapport à sa capacité



de la production d'électricité à la centrale de Bécancour et, vraisemblablement, une diminution des débits du réseau en 2008.

La figure 2.16 présente la capacité mensuelle moyenne du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP) comparativement à son débit. Le réseau transporte le gaz naturel produit au large de la Nouvelle-Écosse et sur le territoire du Nouveau-Brunswick vers les marchés de ces deux provinces, ainsi qu'à destination de marchés d'exportation dans le Nord-Est des États-Unis, via un point d'exportation situé à St. Stephen, au Nouveau-Brunswick.

En 2007, l'ajout et l'exploitation soutenue de nouveaux moyens de compression au gisement de l'Île de Sable, dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse, a aidé à stimuler la production gazière et a renversé du même coup la tendance à la baisse qui s'était dessinée récemment quant à l'utilisation de la capacité du réseau. En outre, le gisement terrestre McCully au Nouveau-Brunswick, qui a été mis en exploitation au milieu de l'année, a augmenté graduellement sa production au point qu'elle représente

FIGURE 2.15

Débit de Gazoduc Trans Québec & Maritimes par rapport à sa capacité

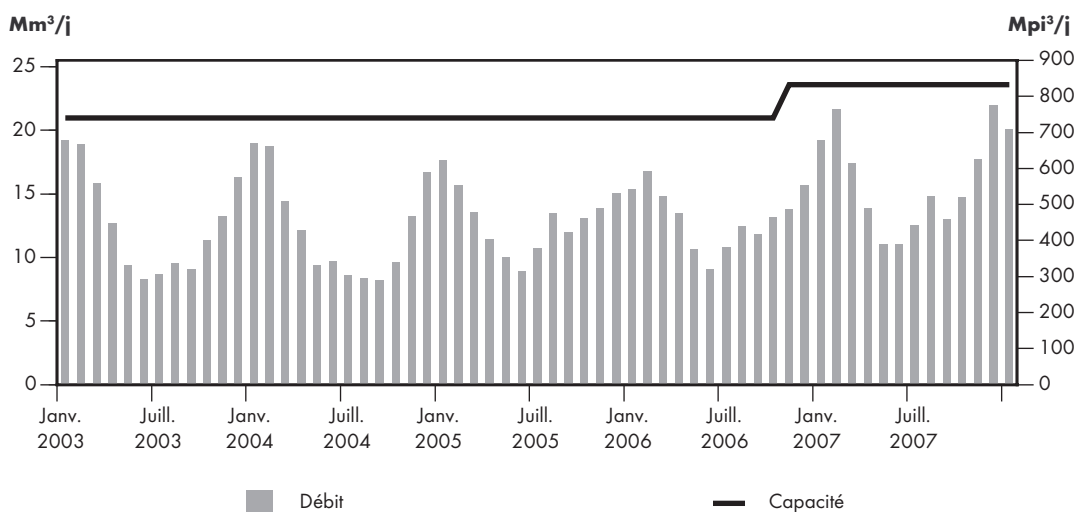
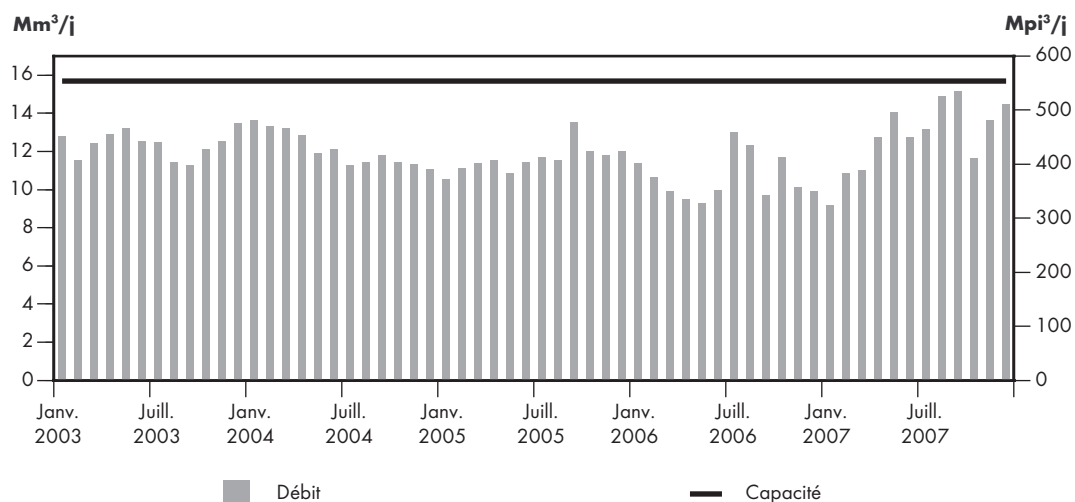


FIGURE 2.16

Débit du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline par rapport à sa capacité



maintenant environ 10 % de la production de toute la région. Ceci a favorisé une plus grande utilisation de la capacité du réseau de M&NP, qui a atteint un taux moyen d'environ 80 % en 2007.

2.3 Répartition

Les oléoducs sont normalement exploités comme des transporteurs publics. Quand l'oléoduc fonctionne comme un transporteur public, les expéditeurs passent des commandes pour les volumes qu'ils souhaitent faire acheminer, de façon mensuelle, sans conclure de contrat à long terme. Lorsque les expéditeurs commandent le transport de quantités de pétrole ou de produits pétroliers supérieures à ce que l'oléoduc peut transporter ce mois-là, la capacité du pipeline est répartie (c'est-à-dire que les volumes commandés sont réduits) en fonction des modalités du tarif en vigueur. Une augmentation de l'offre, la croissance de la demande, la restructuration d'un pipeline ou l'inactivité de raffineries pour cause d'entretien sont au nombre des facteurs qui peuvent provoquer une répartition de la capacité. Il existe quelques pipelines au Canada qui sont exploités, en tout ou en partie, aux termes d'ententes de prise obligatoire à long terme avec les expéditeurs, notamment ceux d'Express et de PTNI ainsi que la canalisation 9 d'Enbridge.

Il sera question ci-après des niveaux de répartition de la capacité observés sur les réseaux d'Enbridge, de TMI et de Kinder Morgan Cochin Pipeline Ltd. (Cochin).

2.3.1 Enbridge

Enbridge est propriétaire de cinq pipelines qui prennent origine en Alberta. La canalisation 1 assure le transport de LGN, de pétrole brut synthétique et de produits pétroliers raffinés; la canalisation 2 achemine le pétrole brut léger; les canalisations 3 et 4 sont affectées au transport du pétrole brut lourd; et la canalisation 13 transporte le pétrole brut léger. Cette dernière canalisation prend fin à Clearbrook, au Minnesota, tandis que les autres se rendent jusqu'à Superior, au Wisconsin, là où les canalisations 5, 6 et 14 prennent la relève et assurent le service jusqu'au carrefour de marché à Chicago, en Illinois.

Le tableau 2.1 présente le débit du réseau d'Enbridge entre mars 2007 et mars 2008; on constate qu'aucune répartition de la capacité n'est survenue au cours de cette période. Au dernier trimestre de 2007, des débits très élevés ont occasionné l'annonce d'une répartition sur les canalisations 5, 6 et 14, en aval de Superior, au Wisconsin. Le 28 novembre 2007, une explosion s'est produite sur la canalisation 3 du réseau Lakehead d'Enbridge, en aval de Clearbrook, au Minnesota, et a provoqué la fermeture immédiate de toutes les canalisations d'Enbridge (1, 2, 3 et 4). L'explosion est survenue pendant la réparation d'une fuite mineure qui s'était déclarée sur la canalisation deux semaines auparavant et a blessé mortellement deux travailleurs. L'incident a eu peu d'effets sur les canalisations 1, 2 et 4, mais la canalisation 3 est restée inactive pendant les trois jours qu'il a fallu pour effectuer les réparations. Avant l'incident, toutes les canalisations étaient exploitées à pleine capacité. Une répartition de 7 % avait été annoncée en novembre sur les canalisations en aval de Superior; celle-ci a toutefois été levée à la suite de l'incident. L'ONÉ collabore avec la Pipeline and Hazardous

T A B L E A U 2 . 1

Répartition de la capacité sur le réseau d'Enbridge

	Mars 2007	Avril 2007	Mai 2007	Juin 2007	Juillet 2007	Août 2007	Sept. 2007	Oct. 2007	Nov. 2007	Déc. 2007 ^{a)}	Janv. 2008	Févr. 2008 ^{a)}	Mars 2008
Répartition	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	7 %	0 %	3 %	0 %
Débit (10 ³ m ³ /j)	259,7	253,4	238,7	235,3	249,9	259,6	250,3	253,4	265,5	266,9	271,5	264,0	254,7

a) Canalisations 5, 6a et 14 - La répartition a été annulée par la suite pour des raisons opérationnelles.

Materials Safety Administration (PHMSA) du département américain du Transport afin de tirer des enseignements utiles de l'enquête menée sur l'incident, car les conclusions qui en découlent pourraient influencer sur les méthodes de travail autant aux États-Unis qu'au Canada.

Comme nous l'avons indiqué, le réseau d'Enbridge n'a connu aucune répartition de la capacité au premier trimestre de 2008, et nombreuses ont été les canalisations pour lesquelles toute la capacité avait été souscrite ou qui ont été exploitées à pleine capacité. En février 2008, Enbridge avait annoncé une répartition pour le transport en aval de Superior, au Wisconsin, qui a ensuite été révoquée le 12 février. Des contraintes de capacité existent en certaines parties du réseau étant donné qu'Enbridge peut livrer jusqu'à 300 000 m³/j (1,9 Mb/j) de produit à Superior, tandis que la capacité sortante à cet endroit est seulement de 234 600 m³/j (1,475 Mb/j). Cependant, Enbridge peut transporter plus de pétrole brut hors de l'Ouest canadien qu'il n'est possible d'acheminer à des destinations en aval de Superior, puisqu'elle fait des livraisons à diverses installations qui jalonnent le réseau. Par exemple, à Clearbrook, au Minnesota, Enbridge livre du pétrole brut au pipeline Minnesota, qui l'expédie ensuite aux raffineries de Flint Hills et de Marathon Ashland, situées à St. Paul, au Minnesota.

Le débit du réseau d'Enbridge a quelque peu régressé au troisième trimestre de 2007 en raison de l'interruption imprévue des activités de raffineries aux États-Unis, pour cause d'entretien. Au dernier trimestre de 2007, la reprise des opérations aux raffineries et la remise en service du coque 8-3 de Syncrude, après un arrêt de 30 jours, ont entraîné une hausse des débits. Au premier trimestre de 2008, et plus particulièrement en février, les débits ont de nouveau chuté à cause de températures exceptionnellement froides en Alberta qui ont nuit à certains chantiers d'exploitation des sables bitumineux. Il est prévu que la production accrue tirée des sables bitumineux en 2008 pourrait contribuer à resserrer encore davantage la capacité du réseau d'Enbridge.

La canalisation 9 d'Enbridge, qui a une capacité de 38 150 m³/j (240 kb/j), transporte du pétrole brut de Montréal, au Québec, jusqu'aux raffineries de Nanticoke et de Sarnia, en Ontario. Aucune répartition n'a eu lieu entre mars 2007 et mars 2008. Les expéditions sur la canalisation 9 sont de moins en moins volumineuses, surtout depuis la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville, en Ontario, au deuxième trimestre de 2005. En 2007, le recul du débit a été le résultat de travaux d'entretien effectués aux raffineries de l'Impériale à Sarnia et à Nanticoke, au deuxième trimestre, ainsi que d'une hausse des livraisons de pétrole brut de l'Ouest canadien à prix plus concurrentiel. Le Brent, qui est l'étalon de prix du pétrole pour le brut léger produit dans la mer du Nord, se vendait à prime par rapport au WTI au premier trimestre de 2007, ce qui rendait le pétrole brut canadien plus concurrentiel pour les raffineurs de l'Ontario.

En mars 2007, Enbridge a lancé un appel de soumissions à l'égard de la première phase d'un agrandissement en deux étapes du pipeline Spearhead, qui s'étend de la grande région de Chicago (Griffith, en Indiana) jusqu'à Cushing, en Oklahoma. L'ajout de 10 300 m³/j (65 kb/j) de capacité porterait la capacité annuelle moyenne du pipeline à 30 150 m³/j (190 kb/j). Le projet d'agrandissement est censé être terminé en 2009. À ce moment-là, le point de départ du pipeline, qui est actuellement Griffith, migrera à Flanagan, en Illinois. L'industrie a mis de l'avant le projet pour contrer un problème de sursouscription qui se posait autant sur le pipeline d'ExxonMobil, qui transporte le pétrole brut jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, que sur le pipeline Spearhead. Le projet témoigne de la nécessité pour les exploitants des sables bitumineux de disposer de divers choix de marchés et montre que les pipeliniers se doivent de trouver des solutions créatives afin de répondre à ces besoins.

En 2007, Enbridge a déposé un certain nombre de demandes auprès de l'Office en vue d'agrandir des installations existantes ou de construire de nouveaux pipelines. Elle a aussi présenté plusieurs demandes auprès des régies américaines.

Le 9 mars 2007, Enbridge a présenté une demande à plusieurs volets qui consistait à : transférer sa canalisation 13 à Enbridge Southern Lights; retirer la canalisation 13 du service de transport de pétrole vers le sud et en inverser le sens d'écoulement pour qu'elle assure le transport de diluant vers le nord; agrandir la canalisation 2; construire un nouveau pipeline de 505 km de long, s'étendant de Cromer, au Manitoba, à Clearbrook, au Minnesota, pour l'affecter au transport de pétrole brut léger corrosif. L'ONÉ a approuvé la demande le 19 février 2008 et la gouverneure en conseil (GC) y a donné son agrément le 13 mai 2008. Les modifications à la canalisation 2 et le nouveau pipeline Lc (pétrole léger corrosif) sont censés entrer en service d'ici la fin de 2008. Les travaux relatifs à l'inversion de la canalisation 13 devraient être terminés vers le milieu de 2010.

Le 30 mai 2007, Enbridge a présenté une demande à l'Office en vue de construire et d'exploiter la partie canadienne du pipeline Alberta Clipper. Le projet Alberta Clipper consiste à implanter un nouvel oléoduc de 1 607 km de long, qui expédiera le pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Superior, au Wisconsin. L'oléoduc, dont le coût est estimé à 2 milliards de dollars, aura une capacité initiale de 71 500 m³/j (450 kb/j) et est censé entrer en service en décembre 2009. L'Office a approuvé la demande le 22 février 2008 et la GC l'a agréée le 13 mai 2008.

Le 28 juin 2007, l'ONÉ a approuvé la demande d'Enbridge concernant le projet d'accroissement de la capacité entre Alida et Cromer (ACAC); la GC a donné son agrément au projet le 5 septembre 2007. Le projet d'ACAC comprend la construction d'un pipeline de 60 km de long pour assurer le transport de LGN d'Alida, en Saskatchewan, à Cromer, au Manitoba. Une fois la construction du nouveau pipeline terminée, le tronçon Alida-Cromer du pipeline existant d'Enbridge Westpur, qui sert au transport de LGN, sera converti au service de transport de pétrole brut. L'Office a aussi approuvé le relèvement de la pression maximale d'exploitation du pipeline existant, ce qui facilitera la réaffectation envisagée.

Le 15 avril 2008, l'ONÉ a approuvé une demande d'Enbridge visant l'amélioration de sa canalisation 4; au moment de la rédaction du rapport, le projet n'avait pas encore reçu l'agrément de la GC. Enbridge prévoit prolonger la plus grosse de ses canalisations, sur une distance de 180 km, en déplaçant son point de départ de Hardisty, en Alberta, à Edmonton. La capacité du prolongement égalerait la capacité future de la canalisation 4, soit 126 500 m³/j (796 kb/j). La mise en service est prévue pour le début de 2009.

2.3.2 Trans Mountain Pipeline Inc.

Sur le réseau de TMI, les répartitions de la capacité sont calculées de façon distincte pour les expéditions à Burnaby, en Colombie-Britannique (destinations canadiennes), aux raffineries connectées au pipeline dans l'État de Washington (marchés d'exportation) et au quai Westridge (présentées sous les rubriques Canada, Exportation et Westridge dans le tableau 2.2). La répartition

T A B L E A U 2 . 2

Répartition de la capacité sur le réseau de Trans Mountain

	Mars 2007	Avril 2007	Mai 2007	Juin 2007	Juillet 2007	Août 2007	Sept. 2007	Oct. 2007	Nov. 2007	Déc. 2007	Janv. 2008	Févr. 2008	Mars 2008
Répartition ^{a)}													
Canada	0 %	10 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Exportation	0 %	14 %	0 %	0 %	0 %	0 %	8 %	13 %	3 %	7 %	5 %	0 %	0 %
Westridge ^{b)}	0 %	7 %	56 %	87 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	0 %	0 %
Débit (10 ³ m ³ /j)	38,4	45,6	46,0	44,3	44,6	46,6	44,8	44,7	43,4	40,1	41,7	36,7	

a) D'après les avis de répartition.

b) Dans le cas de Westridge, un taux de 100 % reflète une utilisation intégrale de la capacité.

entre mars 2007 et mars 2008 reflète un accroissement constant de l'offre provenant des sables bitumineux, la forte demande de pétrole brut canadien dans la région de l'État de Washington et l'augmentation des livraisons à destination du quai Westridge. Compte tenu de la faiblesse du prix du WTI et des remises accordées sur le pétrole brut canadien, en raison d'un surplus d'offre dans la région de Cushing combiné à une capacité d'acheminement déficitaire à partir de cette même région, les producteurs peuvent être tentés de plus en plus de regarder du côté des marchés outre-mer et de la côte Ouest, où les prix sont plus élevés, pour améliorer leurs rentrées nettes. En 2007, plus de 20 cargaisons de pétroliers ont quitté le quai Westridge, ce qui s'explique largement par la faiblesse des prix du pétrole dans le Midwest américain (PADD II) et l'intérêt croissant des producteurs de mettre à l'essai le pétrole brut de l'Ouest canadien dans les raffineries de l'Asie.

En raison de leur caractère unique, les livraisons au quai Westridge font l'objet de commandes d'expédition et sont soumises à une répartition de la capacité en fonction de la taille des navires. En avril 2006, l'ONÉ a approuvé l'inclusion, dans le Tarif de TMI, d'un processus de soumission de prime pour les expéditions au quai Westridge, aux fins de répartir la capacité à destination du quai. Dans sa décision, diffusée le 20 juillet 2006, l'Office a enjoint Kinder Morgan d'établir un compte de report où consigner toutes les primes reçues, de rembourser ces dernières aux payeurs de droits l'année civile suivante et de publier tous les trimestres les renseignements généraux sur les primes perçues. L'Office a approuvé en même temps le maintien du processus de soumission de prime jusqu'au démarrage de la station de pompage agrandie (SPA), qui a eu lieu en avril 2007.

Pour mettre à profit la capacité de la SPA, l'Office a approuvé la requête de TMI en vue de relever d'environ un tiers la répartition pour chacune de ses destinations et d'attribuer 1,7 % de plus au quai Westridge; les taux de répartition approuvés resteraient en vigueur jusqu'à la mise en service du doublement d'ancrage de TMI.

En mars 2008, TMI a prié l'Office d'approuver ses droits définitifs de 2008. Comme les droits proposés pour 2008 n'incluaient pas les primes perçues en 2007, l'Office a rejeté la demande de TMI et a enjoint à la société soit de présenter un droit qui inclut la prime, soit de demander à l'Office de modifier sa décision antérieure. Le même mois, TMI a soumis une demande dans laquelle elle sollicitait l'approbation de changements à son Tarif des règles et règlements en ce qui touche les répartitions de capacité et les procédures concernant le complément de capacité de 3 980 m³/j (25 kb/j) apporté par la phase 1 du projet de doublement d'ancrage TMX. L'Office a approuvé provisoirement les révisions proposées aux répartitions de capacité et a établi une démarche pour la présentation par voie de mémoires de commentaires sur les répartitions et les procédures proposées.

2.3.3 Cochin

En janvier 2007, Kinder Morgan Energy Partners a acheté à BP Canada Energy Company (BP) la participation restante d'environ 50 % dans Cochin Pipeline qu'elle ne détenait pas encore. Avant l'achat, BP exploitait le pipeline, dans lequel elle détenait une participation d'un peu plus de 50 %.

Le pipeline Cochin est le plus gros et le plus long pipeline affecté au transport de LGN au Canada. Auparavant, il servait au transport de propane, d'éthane, d'éthylène et de butanes, bien qu'il n'ait pas acheminé de butanes depuis 2002. Des travaux d'entretien continus sur le pipeline en ont limité la capacité disponible. Toutefois, il n'y a pas eu de répartition sur le pipeline Cochin depuis l'été 2005, moment où son exploitation a été suspendue pour effectuer des réparations pressantes (tableau 2.3).

Depuis mars 2006, le pipeline Cochin a été exploité à une pression volontairement réduite en raison d'une défectuosité sur le tronçon américain. Cette restriction, faisant que la pression ne pouvait dépasser 900 lb/po², s'appliquait à la canalisation dans son intégralité, de Fort Saskatchewan, en

T A B L E A U 2 . 3

Répartition de la capacité sur le réseau Cochin

	Mars 2007	Avril 2007	Mai 2007	Juin 2007	Juillet 2007	Août 2007	Sept. 2007	Oct. 2007	Nov. 2007	Déc. 2007	Janv. 2008	Févr. 2008	Mars 2008
Répartition	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Débit (10 ³ m ³ /j)	5,9	4,4	3,9	3,9	4,8	5,1	5,6	6,4	5,9	5,2	5,6	4,0	

Alberta, jusqu'à Windsor, en Ontario. Elle devait demeurer en vigueur au moins jusqu'à l'automne 2007. En septembre 2007, l'application de la restriction a été prorogée jusqu'au 1^{er} avril 2008. Les expéditions d'éthylène, qui supposent une haute pression de vapeur, ont été suspendues jusqu'à nouvel ordre.

Le 28 septembre 2007, Kinder Morgan a annoncé son intention de suspendre les expéditions d'éthane sur le réseau Cochin du 1^{er} octobre 2007 jusqu'au 1^{er} avril 2008. Ceci prorogeait sa décision, annoncée le 8 février 2007, de suspendre la livraison d'éthane à partir du 31 mars 2007, pendant qu'elle évaluerait la gravité des problèmes d'intégrité du pipeline et l'ampleur des dépenses en immobilisations connexes.

2.4 Synthèse du chapitre

Suivant le but 3 de l'ONÉ, un réseau pipelinier fonctionne bien si la capacité en place est suffisante pour acheminer les produits aux consommateurs qui en ont besoin. L'analyse présentée dans ce chapitre révèle que, dans l'ensemble, la capacité disponible sur les principaux pipelines réglementés par l'ONÉ était suffisante en 2007.

Oléoducs

Même si les indices d'utilisation de la capacité montrent la présence d'une capacité libre sur certains oléoducs et pipelines de produits pétroliers en 2007, cette situation était en partie attribuable à des interruptions de l'exploitation d'installations de production qui ont réduit la quantité de pétrole brut ou de produits à acheminer. Malgré les enjeux opérationnels auxquels le secteur des sables bitumineux a dû faire face en 2007 et au début de 2008, les niveaux de production de bitume ont augmenté par rapport à l'année précédente, les problèmes ayant été corrigés et de nouveaux agrandissements étant entrés en service. La croissance de la production tirée des sables bitumineux et le maintien d'une solide demande aux États-Unis ont produit une très forte utilisation de la capacité des oléoducs canadiens. En outre, une légère hausse de la production de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien, dans le Dakota du Nord et dans le PADD IV exerce des pressions sur les réseaux pipeliniers qui fonctionnent presque à capacité, ou recourent à des répartitions par moments. Les prix à l'exportation du pétrole brut canadien léger et lourd ont suivi de près les prix intérieurs affichés en 2007 et ceci dénote que, malgré que la capacité pipelinrière ait été très serrée et que certains réseaux aient parfois fonctionné en mode répartition, la capacité en place était suffisante, dans l'ensemble.

La forte croissance de la production de mélanges plus lourds extraits des sables bitumineux s'est reflétée dans l'écart de prix léger-lourd, créant le besoin d'élargir les marchés existants et d'en développer de nouveaux. Au dernier trimestre de 2007, des interruptions planifiées ou imprévues des activités de raffineries, spécialement dans le marché clé du Midwest américain, ont fait que l'écart de prix a atteint jusqu'à 40 %. Par ailleurs, l'élargissement de l'écart explique l'augmentation des livraisons de pétrole brut lourd à des marchés outre-mer, via le quai Westridge. L'étoffement de la capacité de transport vers la côte Ouest et le Midwest des États-Unis devrait ouvrir des débouchés additionnels pour le pétrole brut lourd canadien.

Gazoducs

Dans l'ensemble, la comparaison du débit et de la capacité des gazoducs réglementés par l'ONÉ révèle qu'il existe une capacité pipelinère suffisante partout au pays, malgré les pénuries de capacité à court terme qui peuvent se manifester de temps à autre, selon le marché desservi, la capacité de stockage et les variations saisonnières. La demande de gaz naturel fluctue en fonction de la saison et il s'ensuit que les volumes de gaz naturel transportés et les niveaux d'utilisation peuvent varier sur certains gazoducs canadiens. L'utilisation de moyens de stockage, lorsqu'il y en a, contribue à stabiliser les flux et permet une utilisation plus efficace de la capacité pipelinère.

Les taux d'utilisation de la plupart des gazoducs canadiens ont fléchi en 2007. Un recul de l'offre de gaz classique venant du BSOC, la croissance de la demande dans l'Ouest canadien et la concurrence exercée par d'autres bassins d'approvisionnement, spécialement ceux de l'Ouest américain, sont autant de facteurs qui ont réduit les flux des pipelines qui transportent le gaz hors de l'Ouest canadien.

PERSPECTIVES – PIPELINES PROPOSÉS

Un réseau de transport pipelinier efficace doit pouvoir s'adapter dans des délais opportuns à l'évolution de la conjoncture du marché, ce qui peut supposer le rajustement de la capacité pipelinère ou l'amélioration des services pipeliniers.

3.1 Oléoducs

Les projets d'agrandissement ou de construction de pipelines se multiplient en réponse au rythme effréné et soutenu de la mise en valeur des sables bitumineux. Les prix élevés du pétrole brut rendent plus attrayants les investissements dans le secteur des sables bitumineux et le climat politique stable dont jouit le Canada exerce un fort attrait sur les sociétés en quête de placements. Une brochette de coentreprises entre des producteurs de pétrole brut et des raffineurs américains a été annoncée en 2007. Ces arrangements garantissent des débouchés pour la production de brut canadien et aident l'industrie à déterminer les projets auxquels donner son appui afin de raccorder les marchés ciblés. La conjoncture pourrait évoluer de manière à ce qu'il devienne plus économique pour les raffineurs de l'Ontario qui s'approvisionnent déjà en pétrole brut de l'Ouest canadien de prendre davantage de ce produit. Les raffineries du Québec qui n'ont pas actuellement accès au pétrole brut de l'Ouest canadien pourraient en recevoir grâce à la réinversion de la canalisation 9 d'Enbridge, qui achemine le pétrole brut de Montréal à Sarnia. De plus, les raffineries du PADD I (Nord-Est des États-Unis) pourraient aussi avoir accès au brut de l'Ouest canadien avec l'inversion de la canalisation 9 et d'une portion du pipeline Portland-Montréal, qui n'assure actuellement le transport qu'en direction nord.

En novembre 2007, TransCanada a présenté une demande à l'Office en vue d'agrandir et de prolonger le pipeline Keystone. Si le projet était approuvé, TransCanada porterait la capacité de l'oléoduc à 94 000 m³/j (590 kb/j) et en prolongerait le tronçon américain de la frontière entre le Nebraska et le Kansas jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Sous sa forme actuelle, le pipeline Keystone, qui a été approuvé par l'Office en septembre 2007 et a reçu l'agrément de la GC le 27 novembre 2007, a une capacité de 69 000 m³/j (435 kb/j) et est conçu pour transporter le pétrole brut de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois. Le pipeline Keystone est la propriété conjointe de TransCanada et de ConocoPhillips Pipeline Company.

En 2007, nombreux sont les réseaux d'oléoduc qui ont fonctionné à capacité, ou presque, et qui ont parfois nécessité une répartition. Cette situation a suscité un certain nombre de propositions qui visaient à étoffer la capacité disponible pour l'acheminement du pétrole brut et le transport d'approvisionnements supplémentaires en diluant à l'appui de l'expansion du secteur des sables bitumineux. Ce complément de capacité pipelinère, s'il est approuvé, améliorera l'accès aux marchés et permettra au pétrole brut canadien de trouver de nouveaux débouchés. À court terme, cependant, les faibles marges des raffineries, reflet du ralentissement de la demande américaine de produits pétroliers raffinés, pourraient freiner les investissements dans les raffineries canadiennes.

Le tableau 3.1 offre un sommaire des nombreuses propositions mises de l'avant en vue d'agrandir des oléoducs en place ou d'en construire de nouveaux. Certains de ces projets pipeliniers visent à faciliter le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien vers la côte Ouest en vue de sa livraison dans l'État de Washington et à des marchés outre-mer, dans le Midwest des États-Unis, dans la partie méridionale du PADD II ou encore sur la côte américaine du golfe du Mexique. D'autres propositions ont pour but de fournir les nouveaux approvisionnements en diluant que requiert l'expansion continue de la

T A B L E A U 3 . 1

Propositions touchant des oléoducs au Canada

Oléoduc	Date de dépôt possible	Augmentation de la capacité (en kb/j)	Date estimative de réalisation avancée par les promoteurs	Marché
Kinder Morgan	Projet approuvé en octobre 2006			PADD V
Agrandissement TMX1A		25	Mai 2008	Outre-mer/Extrême-Orient
Agrandissement TMX1B		15	Novembre 2008	
Agrandissement TMX2	n.d. – Appel de soumissions infructueux	100	2011	PADD V
Agrandissement TMX3	n.d.	300	2012	Outre-mer/Extrême-Orient
Kinder Morgan TMX – Tronçon Nord	n.d.	400	2012	PADD V Outre-mer/ Extrême-Orient
Enbridge Projet Gateway (pétrole/diluant)	n.d.	400/150	Entre 2012 et 2014	PADD V Outre-mer/ Extrême-Orient Alberta (transport de diluant)
TransCanada Alberta-Californie	n.d.	400	4 ^e trim. 2012	Californie
Enbridge Inversion de la canalisation 9		213	2010	Est du Canada PADD I (États-Unis)
Inversion du pipeline Portland		140	2010	
Enbridge Agrandissement de la canalisation 5		50	3 ^e trim. 2008	Est du Canada, PADD I, PADD II
Agrandissement de la canalisation 6B		44	2010	
Nouvelle canalisation 6C		350	2012	
Pipeline Chinook – Maple Leaf (Kinder Morgan et TEPPCO)	n.d.	440	3 ^e trim. 2010	Côte américaine du golfe du Mexique
Pipeline Texas Access (PTA) (Enbridge et Exxon Mobil)	n.d.	445	Milieu de 2011	Côte américaine du golfe du Mexique
ExxonMobil/Enbridge Agrandissement Pegasus		96	2009	Côte américaine du golfe du Mexique
Enbridge Southern Lights	Projet approuvé le 19 février 2008	180	Canal. 2 – 3 ^e trim. 2008	Alberta
Canal. de retour de diluant		103	Pipeline Lc – 4 ^e trim. 2008	PADD II
Agrandissement de la canalisation 2 (pétrole)		33	Diluant – 2 ^e trim. 2010	PADD II
Edmonton à Cromer		33		PADD II
Cromer à Clearbrook		185		PADD II
Clearbrook à Superior				
TCPL (Keystone) Agrandissement du pipeline Keystone		435	4 ^e trim. 2009	Partie méridionale du PADD II et PADD III
Agrandissement/ prolongement Cushing		155	4 ^e trim. 2010	
		200	4 ^e trim. 2010	
Prolongement Heartland		500	À déterminer	
		600	2010	

production des sables bitumineux. Selon les estimations, ces projets pipeliniers représentent ensemble un investissement de capitaux de plus de 23 milliards de dollars.

En plus des pipelines mentionnés dans le tableau 3.1, TransCanada a annoncé qu'elle pourrait proposer un projet pipelinier pour expédier le pétrole brut jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

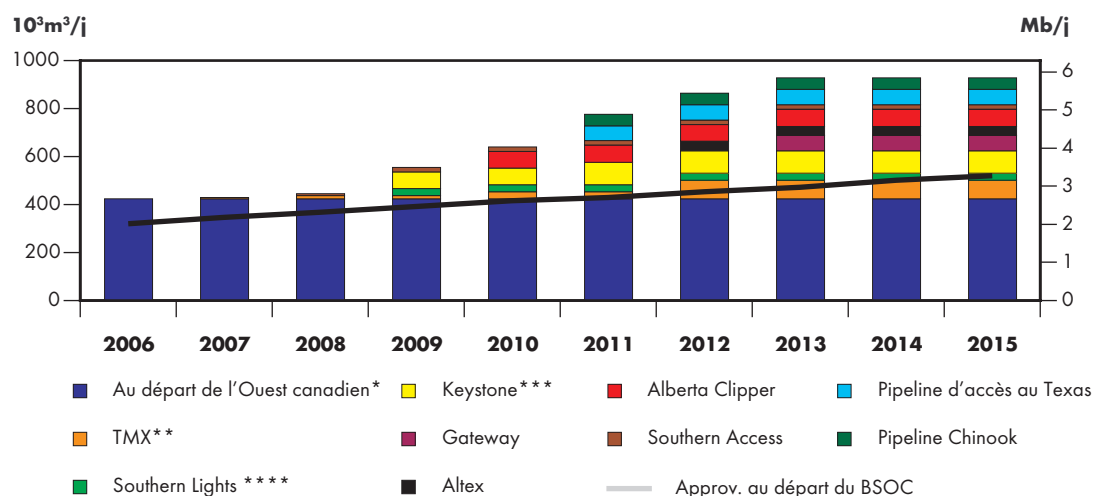
Comme le montre la figure 3.1, tout laisse croire que la capacité du réseau d'oléoducs sera serrée en 2008. Toutefois, Kinder Morgan a annoncé récemment qu'elle envisage de restructurer son projet de doublement d'ancrage afin de fournir un premier complément de capacité de 4 000 m³/j (25 kb/j) dès le 1^{er} mai 2008 et un deuxième ajout de 2 400 m³/j (15 kb/j) le 1^{er} novembre, ce qui pourrait atténuer en partie les problèmes de capacité, surtout durant les deuxième et troisième trimestres de 2008. Après 2008, la capacité globale des projets pipeliniers annoncés dépasse les prévisions de l'offre. Tous les projets annoncés ne seront probablement pas réalisés dans les délais proposés.

3.2 Gazoducs

Au cours des années à venir, il est prévu que la demande nord-américaine de gaz naturel continuera d'augmenter plus rapidement que les approvisionnements intérieurs. Au Canada, le recul de l'offre en provenance des sources classiques de gaz naturel stimule l'exploitation de nouvelles ressources en gaz, telles le méthane de houille, le gaz de réservoir étanche et le gaz de schistes, les importations de GNL et les ressources des régions pionnières, afin de répondre à la croissance de la demande. La forte croissance des besoins en gaz naturel au Canada sera attribuable en bonne partie à la mise en valeur des sables bitumineux en Alberta et à l'implantation en Ontario de nouvelles centrales alimentées au gaz, qui aideront à répondre à la demande croissante d'électricité et permettront de remplacer des

FIGURE 3.1

Projets d'oléoducs et prévisions de l'ONÉ concernant l'offre de pétrole brut



* Capacité totale actuelle des oléoducs au départ du BSOC en supposant un volume maximal pour le pétrole lourd.

** Station de pompage agrandie qui ajoute 35 kb/j à la capacité en 2007 et doublement qui ajoute 40 kb/j à cette capacité d'ici le troisième trimestre de 2008. TMX Nord, qui n'est pas inclus ici, permettrait d'ajouter encore 400 kb/j à la capacité.

*** Keystone pourrait ajouter 155 kb/j à la capacité avec prolongement jusqu'à Cushing, en Oklahoma, d'ici le quatrième trimestre de 2010.

**** Augmentation de la capacité nette des oléoducs de 47 kb/j d'ici le quatrième trimestre de 2008.

centrales existantes alimentées au charbon. En Amérique du Nord, la production de gaz non classique issu de la région des montagnes Rocheuses, de la côte américaine du golfe du Mexique et des bassins des Appalaches, représente la principale source d'accroissement des approvisionnements gaziers, et plusieurs projets pipeliniers sont envisagés aux États-Unis afin de raccorder ces sources, ainsi que les importations de GNL, au réseau pipelinier en place.

Le tableau 3.2 présente un sommaire des propositions mises de l'avant pour des gazoducs réglementés par l'ONÉ. En 2007, seulement deux nouveaux projets pipeliniers ont été proposés, lesquels visaient tous les deux à recueillir et transporter le gaz naturel produit en Colombie-Britannique pour le raccorder à l'infrastructure pipelinère existante en Alberta. Par ailleurs, des progrès remarquables ont été réalisés à l'égard de projets annoncés antérieurement dans l'Est du Canada, par suite de l'approbation réglementaire du gazoduc Deep Panuke, destiné à la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse, et du gazoduc Brunswick, qui sera implanté au Nouveau-Brunswick. La décision commerciale définitive d'aller de l'avant avec le projet gazier Deep Panuke et l'obtention du feu vert des autorités réglementaires ont donné le coup d'envoi à l'aménagement du gazoduc Deep Panuke, qui acheminera le gaz naturel produit au large de la Nouvelle-Écosse. Au Nouveau-Brunswick, le gazoduc Brunswick d'Emera, qui doit raccorder le terminal méthanier Canaport à la canalisation principale de M&NP, a reçu l'approbation des instances réglementaires et est passé à l'étape de la construction en 2007. Sa mise en service est prévue pour la fin de 2008.

Gaz naturel liquéfié

Il se pourrait fort bien que le marché mondial du GNL joue un rôle de plus en plus important comme source d'approvisionnement en Amérique du Nord, pour satisfaire à sa demande croissante de gaz naturel. Les réserves prouvées mondiales de gaz naturel sont environ vingt fois supérieures aux réserves prouvées nord-américaines. Le développement continu de la capacité de liquéfaction dans les régions productrices et la croissance de la flotte mondiale de méthaniers permettront aux marchés nord-américains d'avoir accès à toujours plus de ressources en GNL sur le marché mondial.

T A B L E A U 3 . 2

Propositions touchant des gazoducs au Canada

Gazoduc	Emplacement	Hausse (baisse) de la capacité (Gpi³/j)	Date estim. de réalisation avancée par les promoteurs	Marchés visés
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et TransCanada Keystone GP Ltd. (Keystone)	Saskatchewan, Manitoba	(0,5)	2009-2010	Transfert d'actifs pipeliniers et conversion de ces derniers pour qu'ils servent au transport de pétrole
Projet gazier Mackenzie	Delta du Mackenzie - des Terr. du Nord-Ouest jusqu'en Alberta	1,2	2014	Amérique du Nord
Gazoduc Brunswick d'Emera	Nouveau-Brunswick	0,85	2008	Canada Atlantique, Nord-Est des États-Unis
Gazoduc Deep Panuke d'EnCana	Nouvelle-Écosse	0,3	2010	Canada Atlantique, Nord-Est des États-Unis
SemCAMS Redwillow ULC - Gazoduc Redwillow	Colombie-Britannique, Alberta	0,07	Fin de 2009	Ouest canadien
TCPL/TQM - Prolongement de Rabaska	Québec	0,5	2011 ou plus tard	Centre du Canada Nord-Est des États-Unis
Spectra Energy Transmission (Westcoast) - Projet de gazoduc South Peace	Colombie-Britannique	0,22	2009	Ouest canadien

En prévision de la croissance des besoins en gaz naturel en Amérique du Nord, de nombreuses propositions ont été avancées en vue d'agrandir des terminaux existants aux États-Unis et de construire de nouvelles installations de réception de GNL en Amérique du Nord, y compris plusieurs projets envisagés au Canada, qui sont résumés dans la figure 3.2. Le terminal méthanier de Grassy Point, proposé par Newfoundland LNG Ltd., est le seul nouveau projet lié au GNL mis de l'avant en 2007. La proposition consiste à aménager un terminal de transbordement et de stockage de GNL, plutôt qu'une installation d'importation, à l'usage des fournisseurs et des importateurs de GNL sur les marchés canadien et du Nord-Est des États-Unis. L'installation de GNL Canaport est la seule qui soit actuellement en cours de construction.

Par ailleurs, l'arrivée prévue de GNL à proximité de marchés canadiens a éveillé l'attention des distributeurs et des utilisateurs finals aux problèmes éventuels liés à la composition et à la qualité du gaz. Le gaz naturel de sources non classiques (dont le GNL) peut ne pas avoir la même composition chimique ou le même contenu énergétique que le gaz classique, et cela peut avoir des répercussions

FIGURE 3.2

Projets touchant le GNL envisagés au Canada



Emplacement	Terminal	Promoteurs	Capacité (Gpi ³ /j)	Date estim. de mise en marche avancée par les promoteurs
1. Baie Placentia (Terre-Neuve)	Grassy Point - GNL	Newfoundland LNG Ltd.	Transbordement et stockage de GNL	2010
2. Pointe Tupper (Nouvelle-Écosse)	Statia - GNL	Statia Terminals Canada Partnership	0,5	n.d.
3. Goldboro (Nouvelle-Écosse)	Maple - GNL	4Gas et Suntera Canada Ltd.	1,0	2010
4. Saint John (Nouveau-Brunswick)	Canaport - GNL	Repsol YPF et Irving Oil	0,8	2008
5. Rivière-du-Loup (Québec)	Gros Cacouna - GNL	Petro-Canada et TransCanada Pipelines Ltd.	0,5	2012
6. Québec (Québec)	Rabaska	Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France	0,5	2011 ou plus tard
7. Saguenay (Québec)	Énergie Grande-Anse	Administration portuaire du Saguenay et Énergie Grande-Anse Inc.	1,0	2012
8. Bish Cove (Colombie-Britannique)	Kitimat - GNL	Galveston LNG	1,0	2010-2011
9. Île Texada (Colombie-Britannique)	Île Texada - GNL	WestPac LNG Corporation	0,5	n.d.

sur la sécurité de l'exploitation, l'efficacité ou le rendement des machines, pour ne citer que quelques exemples. Ainsi, les sociétés pipelières devront travailler en collaboration avec leurs clients pour fixer des normes de qualité et contrôler les procédés de manière à en assurer la compatibilité avec le matériel en place et les emplois des utilisateurs finals.

En 2007, les modalités de plusieurs des projets annoncés ont été modifiées, notamment en ce qui touche le calendrier de mise en service. Dans le cas de nombreux projets, la date de l'entrée en service a été repoussée en raison de divers facteurs, dont le resserrement de l'offre mondiale de GNL, les coûts d'immobilisation des projets, la présence d'une capacité de regazéification excédentaire en Amérique du Nord et l'économie mondiale du gaz, qui ont mis un frein au développement de projets d'importation de GNL en Amérique du Nord.

3.3 Synthèse du chapitre

Suivant le but 3 de l'ONÉ, un réseau de transport pipelinier qui fonctionne bien doit pouvoir s'adapter dans des délais opportuns à l'évolution de la conjoncture du marché, ce qui peut supposer le rajustement de la capacité pipelière ou l'amélioration des services pipeliniers. L'analyse effectuée dans le présent chapitre indique que le réseau pipelinier réagit aux occasions et aux défis que soulève l'évolution des marchés du gaz et du pétrole.

Oléoducs

La mise en valeur des sables bitumineux continue à pousser le développement de l'infrastructure pipelière, par l'agrandissement ou la construction de pipelines visant à desservir autant les marchés traditionnels que des marchés nouveaux. La capacité d'acheminement du pétrole brut à partir de l'Ouest canadien demeure serrée et, à l'heure actuelle, un manque de souplesse inhérent caractérise le réseau. Les nombreuses demandes d'autorisation de projets pipeliniers qui ont été déposées et approuvées en 2007, sans compter les projets potentiels non encore déposés, sont une indication que le marché s'attend à ce que la capacité pipelière augmente graduellement afin de répondre à la croissance prévue de l'offre. En outre, les producteurs de pétrole brut seront probablement à l'affût d'occasions de conclure des ententes d'approvisionnement avec des raffineurs en aval, afin de garantir des débouchés pour leur production.

Gazoducs

Comparativement aux années antérieures, le bilan de construction de nouveaux gazoducs réglementés par l'ONÉ a été moins imposant en 2007, principalement à cause de la stagnation ou du ralentissement de la production à partir de sources classiques et d'une dynamique économique moins intéressante. Seulement deux nouvelles propositions ont vu le jour, visant l'une et l'autre à recueillir le gaz naturel produit en Colombie-Britannique et à le raccorder à l'infrastructure pipelière de l'Alberta. Les projets mis de l'avant antérieurement visaient tous à raccorder de nouveaux approvisionnements au marché nord-américain.

Les modifications éventuelles à la dynamique de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada ont des conséquences importantes, à la fois sur les réseaux pipeliniers existants, sur les nouveaux gazoducs proposés et sur les projets touchant le GNL. Les installations qui relient d'importantes nouvelles sources d'approvisionnement, comme celles du Nord ou le GNL, ou encore des variations considérables de la demande régionale (p. ex., l'exploitation des sables bitumineux en Alberta et la production d'électricité en Ontario), peuvent influencer sur les marchés et se répercuter sur les taux d'utilisation des pipelines existants, y compris la circulation du gaz sur ces réseaux. Ces changements peuvent également avoir des conséquences sur les droits et les coûts associés à l'utilisation des

pipelines en question. Par exemple, l'arrivée d'une nouvelle source d'approvisionnement en gaz dans l'Est du Canada pourrait être à l'origine d'une utilisation plus intensive des pipelines régionaux ou d'une inversion de leur débit, en plus de modifier le flux des approvisionnements de sources classiques et les flux pipeliniers. De la même façon, un accroissement de la demande en Alberta ou en Ontario peut modifier les flux et la disponibilité de gaz naturel dans les régions voisines. De tels changements font partie de l'évolution normale des marchés.

DROITS PIPELINIERS ET SATISFACTION DES EXPÉDITEURS

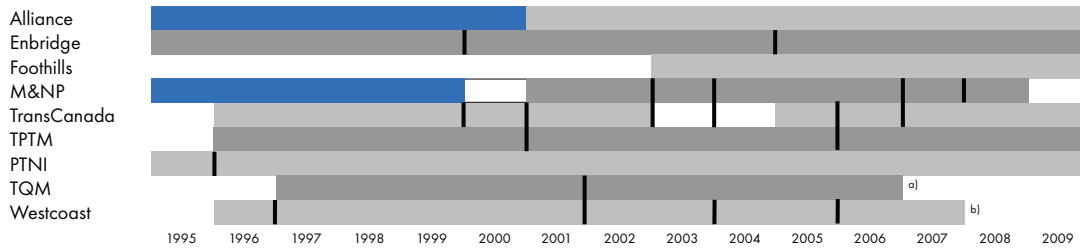
L'Office se fonde sur un certain nombre d'indices pour évaluer si les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix stables et raisonnables (droits pipeliniers). Notamment, il surveille la stabilité des droits pipeliniers en vérifiant les variations d'une année à l'autre d'un droit repère pour chacun des principaux pipelines qu'il réglemente, et tient compte de la rétroaction qu'il reçoit directement des expéditeurs, que ce soit dans le cadre de son sondage annuel sur les services pipeliniers, sous forme de plaintes officielles ou grâce à des entretiens informels avec les expéditeurs et les parties prenantes. De plus, la fréquence et le degré d'acceptation des règlements de droits négociés, tout comme la création ou l'amélioration de services pipeliniers, constituent des indicateurs importants quant à la convergence des intérêts des sociétés pipelinières et de ceux des expéditeurs qui ont recours à leurs services.

Jusqu'au milieu des années 1990, la méthode de réglementation la plus répandue était la réglementation fondée sur le coût du service. Les sociétés pipelinières assujetties à ce mode de réglementation devaient se présenter devant l'Office, souvent à chaque année, pour établir le montant des produits d'exploitation qu'il leur serait permis de recueillir par l'intermédiaire des droits perçus. En général, les instances visant à déterminer le coût du service et les droits exigibles sont de caractère adversatif, prennent du temps et exigent la participation d'avocats et de témoins experts.

4.1 Règlements négociés

Pour rehausser l'efficacité du processus réglementaire et favoriser l'adoption de solutions axées sur le marché, l'Office, depuis le milieu des années 1980, a fait la promotion du recours à des règlements négociés comme solution de rechange à la tenue d'audiences sur les droits. En septembre 1988, l'Office publiait pour la première fois des *Lignes directrices relatives aux règlements négociés*. L'Office a actualisé ces lignes directrices en août 1994, puis les a révisées de nouveau en juin 2002, notamment pour accroître la marge de manœuvre dans l'examen de règlements contestés.

Comme l'illustre la figure 4.1, toutes les grandes pipelinières réglementées par l'Office fonctionnaient sous le régime de règlements négociés en 2007, à l'exception de TQM qui a déposé un règlement partiel pour la période de 2007 à 2009, dont sont absents les aspects liés au coût du capital. En décembre 2007, TQM a présenté une demande en vue de faire approuver le coût du capital dont elle se servirait pour calculer les droits définitifs à percevoir à l'égard de ses services en 2007 et 2008. La demande de TQM sera examinée dans le cadre d'une audience publique qui débutera en septembre 2008. En janvier 2008, M&NP et ses expéditeurs ont négocié avec succès un règlement sur les droits qui s'appliquera en 2008. Pour sa part, Westcoast est en négociation avec ses expéditeurs concernant les droits exigibles en 2008.

FIGURE 4.1**Période d'application des règlements négociés**

Notes :

a) Un règlement partiel et une demande concernant le coût du capital ont été déposés devant l'Office.

b) Négociations en cours

Alliance et M&NP n'étaient pas en service pendant ces années.

(Les bandes grises indiquent les années visées par un règlement, tandis que les lignes noires verticales désignent l'échéance des règlements.)

Ces règlements négociés ont permis d'alléger le fardeau réglementaire imposé aux parties, tant au chapitre du temps consacré aux audiences qu'à celui des coûts connexes. Ils ont également favorisé la convergence des intérêts des sociétés pipelinères et de ceux de leurs expéditeurs.

4.2 Indice des droits pipeliniers

Des droits stables et raisonnables sont très importants pour les utilisateurs des services de transport et constituent un bon indicateur du degré d'efficacité du réseau. L'Office suit les variations annuelles des droits repères de chacun des principaux pipelines qu'il réglemente, car ceux-ci peuvent fluctuer pour une gamme de raisons. Par exemple, si une société engage des dépenses considérables pour modifier ou agrandir son réseau en réponse aux besoins des expéditeurs, ses droits peuvent augmenter ou baisser selon les circonstances particulières du projet. Une baisse de débit ou un recul de la demande contractuelle qui réduit l'utilisation de la capacité peut se traduire par une hausse considérable des droits. Dans la section qui suit, nous examinons les mouvements et les tendances des droits observés depuis 2001 sur certains des pipelines du ressort de l'Office.

4.2.1 Droits des oléoducs

La figure 4.2 représente les droits repères⁵ d'Enbridge, de TMI, de PTNI et d'Express, ainsi que le déflateur du produit intérieur brut (PIB). Les valeurs sont normalisées jusqu'en 2001.

Le droit repère d'Enbridge a surtout augmenté au cours de la période, et ce, à un rythme plus rapide que le déflateur du PIB entre 2001 et 2006. Les hausses ont été les plus marquées en 2004 et 2006. Les droits de 2007 ont peu varié par rapport à ceux de 2006. La hausse des droits en 2004 tenait principalement à un faible taux d'utilisation de la capacité du réseau par suite de récents ajouts de capacité qui n'ont pas été comblés par une augmentation correspondante du débit. Les frais fixes plus élevés ont été répartis sur de plus faibles volumes, ce qui a entraîné une augmentation des droits.

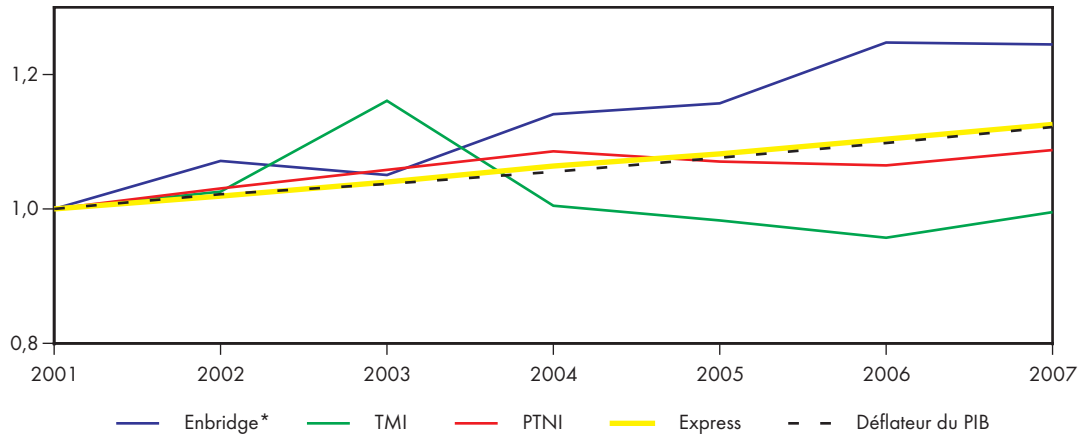
Le droit repère de TMI a augmenté de façon continue de 2001 à 2003, puis baissé avant de connaître une hausse modérée en 2007. La chute du droit repère en 2004 tenait en grande partie à la liquidation

⁵ Les droits repères sont : le droit d'Enbridge - d'Edmonton à la frontière canado-américaine près de Chippewa; le droit de TMI - d'Edmonton à Burnaby; le droit de PTNI - d'Oakville à Montréal; le droit d'Express pour une période de 15 ans.

FIGURE 4.2

Droits repères d'oléoducs réglementés par l'ONÉ

Valeur normalisée (2001) = 1,00



* Le droit d'Enbridge ne tient pas compte des frais de stockage ni des frais exigibles au terminal.

des comptes de report de 2003, qui a donné lieu à la comptabilisation de produits supérieurs. Les droits repères de PTNI et d'Express ont varié plus ou moins au même rythme que le déflateur du PIB de 2001 à 2007.

4.2.2 Droits des gazoducs

La figure 4.3 présente les droits repères⁶ du réseau principal de TransCanada, de Westcoast, de Foothills (Sask. – Zone 9), du réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada (réseau de la C.-B.), de TQM, de M&NP et d'Alliance, ainsi que le déflateur du PIB⁷. Toutes les valeurs sont normalisées jusqu'en 2001⁸.

Le droit repère de TransCanada a suivi d'assez près le déflateur du PIB de 2001 à 2004. Il a toutefois baissé en 2005 et en 2006, largement à cause de l'augmentation de la demande contractuelle. Malgré une hausse en 2007, il demeure sous le niveau observé en l'an 2000.

Les droits de Westcoast ont augmenté légèrement jusqu'en 2004, puis grimpé de plus de 18 % en raison du non-renouvellement de contrats de service de transport garanti. De nouvelles réductions de volumes en 2006 ont entraîné une augmentation supplémentaire de 33 % des droits cette année-là. En 2007, les droits semblent se tenir à des niveaux proches de ceux de 2006.

TQM perçoit actuellement un droit provisoire égal au droit approuvé en 2006. Le droit repère de Foothills a augmenté en 2006 en raison du recul des volumes et de la fin, en 2005, de la période de récupération des impôts reportés, qui s'était échelonnée sur dix ans. Le droit de 2007 est légèrement en deçà du niveau de 2006.

6 Les droits repères sont : le droit de la zone de l'Est de TransCanada; le droit T-Sud de Westcoast jusqu'au point d'exportation; le droit de la zone 9 de Foothills Sask.; le droit timbre-poste du réseau de la C.-B.; le droit de TQM - de Saint-Lazare à Trois-Rivières; le droit timbre-poste de M&NP; le droit lié à la demande mensuelle d'Alliance.

7 Le déflateur implicite du produit intérieur brut de 2007 représente une estimation fondée sur les données réelles du premier semestre de l'année et des données estimatives établies par Informetrica pour le second semestre.

8 Les différentes distances franchies ajoutent à la complexité de la comparaison des droits entre les divers pipelines. Une certaine mesure de normalisation est ainsi requise. Ici, les droits ne sont normalisés qu'en ce qui a trait à leurs propres variations au fil du temps. L'année de normalisation est choisie de façon arbitraire.

En 2007, le droit repère du réseau de la C.-B. se rapprochait du niveau de 2001⁹. Le droit repère de M&NP a augmenté légèrement en 2007. Celui d'Alliance est retourné à ses niveaux antérieurs, après avoir chuté en 2006.

4.2.3 Comparaison entre les oléoducs et les gazoducs

La figure 4.4 présente les moyennes simples des indices des droits repères pour les gazoducs et les oléoducs (tels qu'ils sont signalés aux figures 4.2 et 4.3), ainsi que le déflateur du PIB¹⁰. De 2001 à 2007, les droits des oléoducs ont augmenté plus que les droits des gazoducs, en moyenne,

FIGURE 4.3

Droits repères de gazoducs réglementés par l'ONÉ

Valeur normalisée (2001) = 1,00

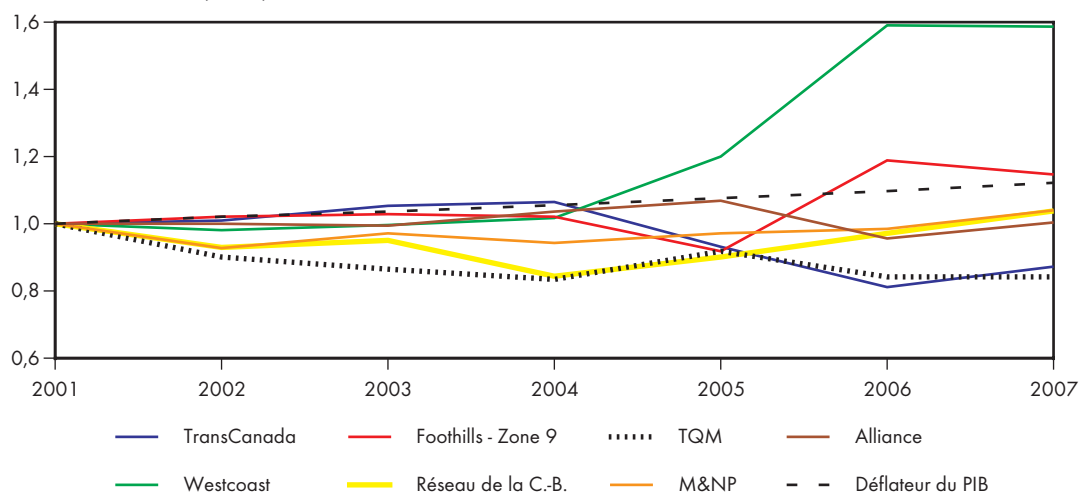
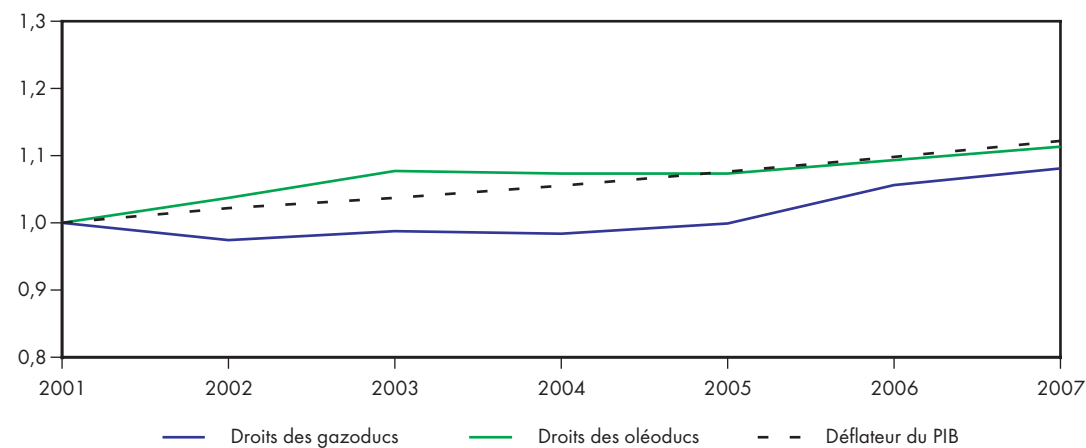


FIGURE 4.4

Droits repères des oléoducs et des gazoducs

Valeur normalisée (2001) = 1,00



9 Le réseau de la C.-B. a été amalgamé avec le réseau de Foothills South B.C. (zone 8) le 1^{er} avril 2007.

10 Ces moyennes simples se rapportent aux pipelines pour lesquels des données étaient disponibles dans chaque année et n'ont pas été redressées pour tenir compte de la longueur, de la capacité ou du volume relatif de ces pipelines.

mais l'accroissement net au cours de la période correspond grosso modo au déflateur du PIB. Les agrandissements apportés aux réseaux d'oléoducs dans les dernières années expliquent en partie cette hausse. Les droits des gazoducs ont été relativement constants au cours de la période et n'ont pas augmenté autant que le déflateur du PIB.

4.3 Satisfaction des expéditeurs

4.3.1 Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines

Au début de 2008, l'Office a mené son quatrième sondage annuel auprès des expéditeurs se prévalant des services des grandes pipelinières et des sociétés du secteur intermédiaire de son ressort, afin d'obtenir une rétroaction directe sur la qualité du service fourni par celles-ci. Le sondage a également servi à recueillir l'avis des expéditeurs au sujet du rendement fourni par l'Office dans son rôle de réglementation des droits et des tarifs.

Cette année, l'Office a encore eu recours à un outil de sondage implanté sur le Web et a inclus dans le sondage une nouvelle question concernant les publications qu'il produit sur les marchés énergétiques et les prix de l'énergie.

Pour chaque sondage reçu, les expéditeurs ont fourni une réponse qui reflète les vues de la direction de l'entreprise sur les services fournis par la pipelinière ou la société du secteur intermédiaire faisant l'objet du sondage, et sur les services offerts par l'Office. Le taux global de réponse au sondage, soit 30 %, a dépassé celui de 27 % obtenu l'an dernier. Une centaine de sondages de plus ont été envoyés cette année, soit 621 en tout.

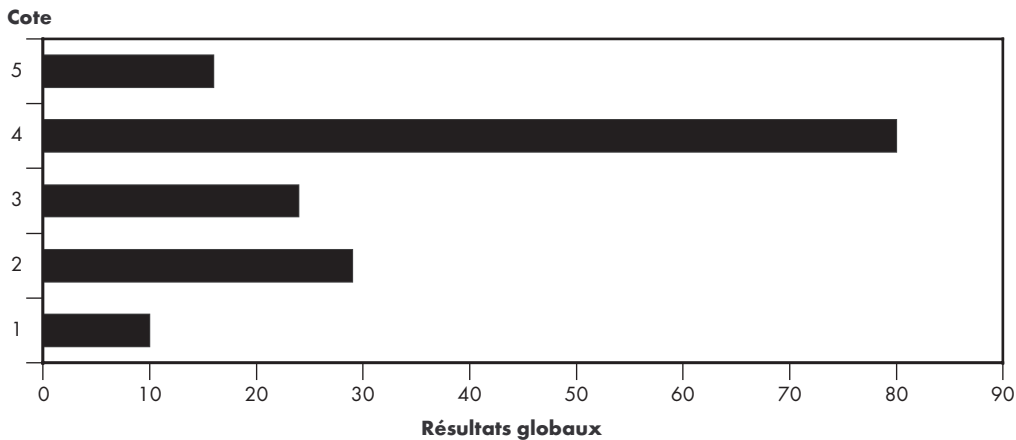
Après analyse des réponses, l'Office a publié un résumé des résultats globaux sur son site Web. Ces résultats sommaires incluent la moyenne de l'industrie et la distribution des réponses pour chaque question, ainsi qu'un sommaire des thèmes principaux qui se dégagent des résultats. En outre, l'Office a fourni à chaque société et à ses expéditeurs le détail des résultats propres à la société en question, y compris la cote moyenne obtenue et la distribution des réponses pour chacune des questions, de même que les commentaires textuels des expéditeurs, sans indication du nom du répondant.

L'Office a l'intention de rencontrer chacune des pipelinières pour discuter des résultats obtenus au sondage et de ce qu'elles comptent faire pour donner suite à ces résultats.

L'annexe 2 présente les cotes globales accordées pour chacune des questions du sondage. On peut consulter le rapport intégral sur les résultats globaux du sondage à l'adresse suivante : <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/rprt/srvyrslt/pplnsrvcsrvyrslt2008-fra.html>.

Services liés aux pipelines

La figure 4.5 montre les résultats globaux obtenus pour la question du sondage qui demandait aux expéditeurs de coter leur degré de satisfaction à l'égard de la qualité globale du service offert par leurs sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire. La cote moyenne de 3,40 accordée à l'industrie cette année est inférieure à celle qui a été donnée lors du sondage de l'an dernier, qui était de 3,60 (la cote 1 correspond à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait »). Les répondants étaient plutôt satisfaits ou très satisfaits de la qualité d'ensemble des services dans 60 % des cas, comparativement à 65 % l'année dernière. Compte tenu de ces résultats, l'Office est en mesure de conclure que les expéditeurs semblent encore une fois raisonnablement satisfaits des services offerts par les sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire.

FIGURE 4.5**Satisfaction des expéditeurs quant à la qualité du service de transport par pipeline**

Les trois aspects ayant obtenu la meilleure cote dans le sondage de cette année sont :

- La rapidité d'envoi et l'exactitude des factures et des relevés
- La fiabilité de l'exploitation matérielle de la société pipelinière
- La rapidité de publication et l'utilité de l'information de nature commerciale

Les trois éléments dont la cote a été la plus faible sont :

- Les droits perçus par rapport aux services de transport reçus et à ceux proposés dans le secteur intermédiaire
- Manifester une attitude d'amélioration et d'innovation continues
- Être plus accessible et ouvert aux problèmes et aux demandes des expéditeurs

Rétroaction à l'endroit de l'Office

Il ressort du sondage de 2008 que les expéditeurs sont davantage satisfaits du rendement de l'Office qu'ils ne l'étaient l'an dernier. Quelque 70 % des expéditeurs se sont dits « plutôt satisfaits » ou « très satisfaits » du rendement de l'Office pour ce qui est de l'établissement d'un cadre de réglementation approprié; ce pourcentage était de 60 % dans le cas des processus mis en œuvre pour régler les différends. Dans les deux cas, les résultats obtenus étaient supérieurs à ceux du sondage de 2007. Les expéditeurs ont fait remarquer que l'Office pouvait s'améliorer du point de vue du degré de collaboration avec les parties prenantes et, tout comme l'année dernière, de la prestation de services de réglementation efficaces plus accessibles à ces mêmes parties prenantes et la diffusion de ses décisions en temps plus opportun. Il est question de ces deux éléments dans le Plan stratégique 2008-2011 de l'Office.

En ce qui touche la nouvelle question du sondage, l'Office constate qu'en majorité, les expéditeurs sont satisfaits de l'information qu'il fournit au public sur les marchés de l'énergie.

4.3.2 Plaintes officielles

Si les expéditeurs ne parviennent pas à résoudre leurs différends avec les sociétés pipelinières, ils peuvent présenter une plainte officielle à l'Office. Selon la nature de la plainte, celle-ci sera réglée

par le recours à un mécanisme approprié de règlement des différends (MRD), au moyen du processus officiel de règlement des plaintes devant l'Office ou, dans certains cas, grâce à la négociation d'une solution entre les parties. Au cours de la dernière année, les expéditeurs ont déposé deux plaintes à l'égard desquelles l'Office a dû intervenir.

Zone de livraison de distributeur de Goreway

Dans sa décision RH-1-2006, l'Office a approuvé une demande de TransCanada en vue d'instaurer deux nouveaux services à court préavis visant principalement à répondre aux besoins des producteurs ontariens d'électricité à partir du gaz. Dans le cadre de cette décision, l'Office a agréé la proposition de TransCanada voulant que des zones de livraison distinctes soient créées pour le service garanti à court préavis (SG-CP) et utilisées exclusivement pour la livraison du gaz en vertu de contrats de SG-CP.

En mars 2007, TransCanada a déposé une liste révisée des points de réception et de livraison du réseau principal, laquelle désignait Goreway comme nouvelle zone de livraison de distributeur (ZLD) à l'intérieur de la zone de livraison du Centre (ZLC). À la suite du dépôt de cette liste, l'Office a reçu des lettres d'Enbridge Gas Distribution Inc., de Goreway Station Partnership, de Union Gas Limited (Union), de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et de l'Association des consommateurs industriels de gaz, qui faisaient état de leurs préoccupations au sujet de la requête de TransCanada. Enbridge et Union ont souligné qu'elles ne croyaient pas que la décision RH-1-2006 autorisait TransCanada à désigner la ZLC de Goreway comme point de livraison pour des services autres qu'à court préavis.

En septembre 2007, l'Office a rendu sa décision sur la question. L'Office n'était pas persuadé que l'établissement d'une ZLD distincte pour les services autres qu'à court préavis était justifié et il a autorisé la désignation de Goreway comme point de livraison à l'intérieur de la ZLC de Goreway uniquement pour les livraisons en vertu du service garanti à court préavis.

PPM Energy Canada Ltd. (PECL)

En octobre 2007, Alliance a déposé une demande d'approbation de nouveaux droits prenant effet le 1^{er} janvier 2008. Par la suite, PECL a fait part à l'Office de son opposition aux droits de 2008 qu'Alliance avait proposés en soutenant que les coûts que cette dernière souhaitait recouvrer à même ces droits n'étaient pas raisonnables ni prudents et que, par conséquent, les droits proposés n'étaient pas justes et raisonnables. Au moment de la rédaction du présent rapport, l'Office examinait toujours le dossier.

4.4 Synthèse du chapitre

Suivant le but 3 de l'ONÉ, lorsque le réseau de transport pipelinier fonctionne bien, les sociétés pipelières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix justes et raisonnables.

Les observations suivantes ont été faites dans le présent chapitre :

- Les sociétés pipelières et les expéditeurs sont en mesure de régler la majorité des problèmes qui se posent à l'égard des droits et tarifs par la voie de règlements négociés.
- Les droits pipeliniers demeurent relativement stables, en moyenne, même si des fluctuations du débit et du niveau de la demande contractuelle peuvent les faire varier.

-
- En 2007, les expéditeurs semblent encore raisonnablement satisfaits des services offerts par les sociétés pipelières/du secteur intermédiaire, bien que les cotes accordées aient baissé quelque peu par rapport aux années antérieures.
 - Les expéditeurs ont déposé deux plaintes officielles l'an dernier à l'égard desquelles l'Office a dû intervenir.

À la lumière de ces observations, l'Office conclut que les sociétés pipelières/du secteur intermédiaire fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs, à des prix stables et raisonnables (droits pipeliniers). Le léger recul des cotes accordées lors du sondage de 2008 indique qu'il y a quelques aspects au regard desquels les sociétés pipelières pourraient améliorer les services qu'elles offrent aux expéditeurs. Par ailleurs, ces derniers sont aussi raisonnablement satisfaits du rôle exercé par l'Office dans la réglementation des droits et des tarifs, malgré qu'il y ait encore place à amélioration dans les processus de l'Office.

INTÉGRITÉ FINANCIÈRE DES PIPELINES

Les droits mentionnés dans le chapitre précédent sont censés permettre aux sociétés pipelinières de recouvrer leurs coûts en capital et frais d'exploitation, ainsi que les charges associées au service de la dette, tout en procurant un rendement aux actionnaires ordinaires. Les aspects financiers comme la dette et le capital-actions ont un effet déterminant sur la capacité des pipelinières d'entretenir leurs réseaux, d'attirer des capitaux pour la construction de nouveaux éléments d'infrastructure et de répondre efficacement à l'évolution des besoins du marché. Dans les sections qui suivent, nous examinons certains des facteurs qui influent sur l'intégrité financière du réseau pipelinier, en commençant par le secteur sur lequel l'Office exerce l'influence la plus directe.

Par les années passées, l'Office a aussi tenu compte des avis des membres de la communauté financière au moment d'évaluer l'intégrité financière du réseau pipelinier. Toutefois, l'instance sur le coût du capital de TQM étant présentement en cours devant l'Office¹¹, il n'était pas possible d'aborder ce sujet avec la communauté financière cette année.

5.1 Capital-actions ordinaires

Le ratio du capital-actions ordinaires se définit comme la proportion que la composante du capital-actions représente dans la structure du capital d'une société. Le marché y voit une indication du risque financier d'une société. Plus le ratio du capital-actions ordinaires est élevé, plus grande est la probabilité que la société pourra honorer ses obligations, y compris le service de la dette.

Ratios présumés du capital-actions ordinaires

Au moment d'approuver les droits qu'une société pipelinière du Groupe 1 peut percevoir pendant une période déterminée, l'Office autorise généralement un rendement du capital-actions (RCA) et un ratio du capital-actions ordinaires pour l'entité réglementée. Comme les sociétés mères comptent souvent diverses branches d'activité qui sont regroupées sous une même structure du capital, l'Office doit définir une composante capital-actions ordinaires appropriée, réelle ou présumée, pour les actifs qui sont de son ressort¹². Par ailleurs, certaines sociétés pipelinières du Groupe 1 négocient avec succès un règlement de droits global avec leurs expéditeurs qui prévoit la structure du capital et le RCA. Dans ce cas, l'Office tient compte de l'ensemble du règlement au moment de l'approuver.

¹¹ RH-1-2008

¹² Le ratio présumé du capital-actions ordinaires donne une structure du capital théorique qui sert à des fins d'établissement des droits et qui peut être différente de la structure du capital réelle de la société.

T A B L E A U 5 . 1

Ratios présumés du capital-actions ordinaires

	2002	2006	2007	2008
Alliance	30	30	30	30
Foothills	30	36	36	36
M&NP	25	25	29,27	31,18
TQM*	30	30	**	**
Réseau principal de TransCanada	33	36	40	40
Division du transport de Westcoast	30	35	36	***

* Le ratio du capital-actions ordinaires de TQM était précisé dans son règlement négocié qui est arrivé à échéance le 31 décembre 2006.

** En voie de réexamen, ordonnance d'audience RH-1-2008.

*** Négociations en cours.

Le tableau 5.1 présente le ratio présumé du capital-actions ordinaires de certaines sociétés du Groupe 1. Entre 2002 et 2007, le réseau principal de TransCanada, la Division du transport de Westcoast et Foothills ont bénéficié de majorations de leur ratio présumé du capital-actions ordinaires. Celui de TQM était en voie de réexamen lors de la rédaction du rapport. Le marché juge qu'un relèvement du ratio a un effet positif, en réduisant le risque financier de la société pipelinrière.

Rendement du capital-actions ordinaires

Pour les sociétés pipelinrières réglementées par l'ONÉ, le RCA est le rendement

que la société est autorisée à réaliser sur la composante du capital-actions dans sa base tarifaire; il est approuvé par l'Office et fixé par adjudication ou négociation. Habituellement, les investisseurs préfèrent un RCA plus élevé.

L'Office décide chaque année de ce que sera le RCA autorisé en se fondant sur la méthode décrite dans la décision RH-2-94. Cette méthode s'applique à tous les pipelines réglementés par l'Office, à l'exception de ceux pour lesquels il a approuvé d'autres taux de rendement. Les RCA réalisés peuvent différer de ceux qui sont autorisés par l'ONÉ, notamment en raison de variations de débit, de régimes incitatifs, de mécanismes de partage des bénéfices ou d'écarts de coûts.

Le tableau 5.2 montre les RCA réels (réalisés) de plusieurs sociétés pipelinrières réglementées par l'ONÉ pour les années 2003 à 2007 ainsi que les RCA établis suivant la formule RH-2-94¹³ qui ont été autorisés par l'Office. Conformément à leurs règlements négociés respectifs, Enbridge, TMI et Trans-Nord ne sont pas tenues de soumettre à l'ONÉ des rapports de surveillance financière indiquant le RCA qu'elles ont réalisé. Ainsi, aucune de celles-ci ne figure dans le tableau 5.2. Alliance et M&NP, qui figurent dans le tableau mais ne sont pas assujetties à des RCA établis suivant la formule RH-2-94, ont chacune négocié leur RCA avec leurs expéditeurs¹⁴. La Division des services sur le terrain de Westcoast n'est pas assujettie, elle non plus, à l'application de la formule parce qu'elle est réglementée financièrement en fonction des plaintes reçues, conformément au cadre de réglementation assouplie approuvé au cours de l'instance RHW-1-98. Celle-ci négocie ses droits de collecte et de traitement avec chaque expéditeur individuellement. Dans leurs règlements négociés, TransCanada et TQM utilisent la formule RH-2-94 comme point de départ pour déterminer leur RCA puis ajoutent des incitatifs, ce qui fait varier le RCA calculé par rapport à celui de la formule.

La formule RH-2-94 a produit un RCA de 8,46 % pour 2007 et de 8,71 % pour 2008. Les règlements qui recourent à la formule RH-2-94 pour calculer le RCA autorisé incorporent, à divers degrés, un potentiel incitatif qui permet d'obtenir un RCA plus élevé. En raison de l'application de divers incitatifs, les pipelinrières du Groupe 1 ont pour la plupart réalisé des RCA plus élevés que ceux qui étaient autorisés.

13 La formule établie lors de l'instance RH-2-94, modifiée par la suite pour éliminer l'arrondissement, est utilisée pour calculer le RCA de certains pipelines réglementés par l'ONÉ.

14 Les règlements ont ensuite été approuvés par l'Office. Le règlement d'Alliance prévoit un RCA de 11,25 % pendant cette période. En 2007, le rendement du capital-actions de base de M&NP est de 12 %. Jusqu'à 2006 inclusivement, son taux de base était de 13 %, plus potentiel incitatif.

T A B L E A U 5 . 2

RCA réalisés et RCA d'après la formule RH-2-94

	2003	2004	2005	2006	2007
Transport					
Alliance	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25
Foothills**	9,79	9,56	9,56	9,30	8,67
M&NP	12,31	13,75	14,31	14,68	12,15
TQM	10,21	9,84	9,92	8,99	****
Réseau de la C.-B. de TransCanada	8,21	8,51	9,46	8,47	***
Réseau principal de TransCanada	10,18	10,18	9,66	8,92	9,13
Division du transport de Westcoast*	12,93	10,28	10,82	9,16	8,35
Formule RH-2-94	9,79	9,56	9,46	8,88	8,46
Secteur intermédiaire					
Division des services sur le terrain de Westcoast*	6,76	11,63	12,48	10,46	7,28

* À l'exclusion des immobilisations en cours et, dans le cas de la Division du transport, des reports.

** Depuis 2005, le RCA réalisé par Foothills est égal au RCA approuvé par l'ONÉ, majoré en raison des incitatifs et autres facteurs.

*** Jusqu'au 1^{er} avril 2007; par la suite, le réseau de la C.-B. a été amalgamé avec Foothills.

**** En cours de réexamen.

Source : Rapports de surveillance et rapports annuels soumis à l'ONÉ.

Dans le cas d'Alliance, le RCA établi l'a été pour une période prolongée. Le RCA de M&NP n'est plus fixé et il a changé lors des deux derniers règlements, passant de 13 % à 12 % en 2007. Les divisions du transport et des services sur le terrain de Westcoast n'ont pas atteint le RCA établi selon la formule en 2007.

La figure 5.1 illustre l'écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ dans le cas du réseau principal et du réseau de la C.-B. de TransCanada, de TQM, de la Division du transport de Westcoast, de M&NP, de Foothills et d'Alliance¹⁵. De 2003 à 2007, ces sociétés pipelinières ont atteint ou dépassé le RCA autorisé par l'ONÉ dans 83 % des cas. La stabilité et la prévisibilité de leur rentabilité d'exploitation sont perçues comme des atouts par les porteurs d'obligations et les investisseurs de capitaux propres. Dans bien des cas, ces sociétés ont réussi à atteindre ou à surpasser les niveaux de rendement autorisés grâce à des mesures de compression des coûts, des incitatifs et des mécanismes de partage des bénéfices.

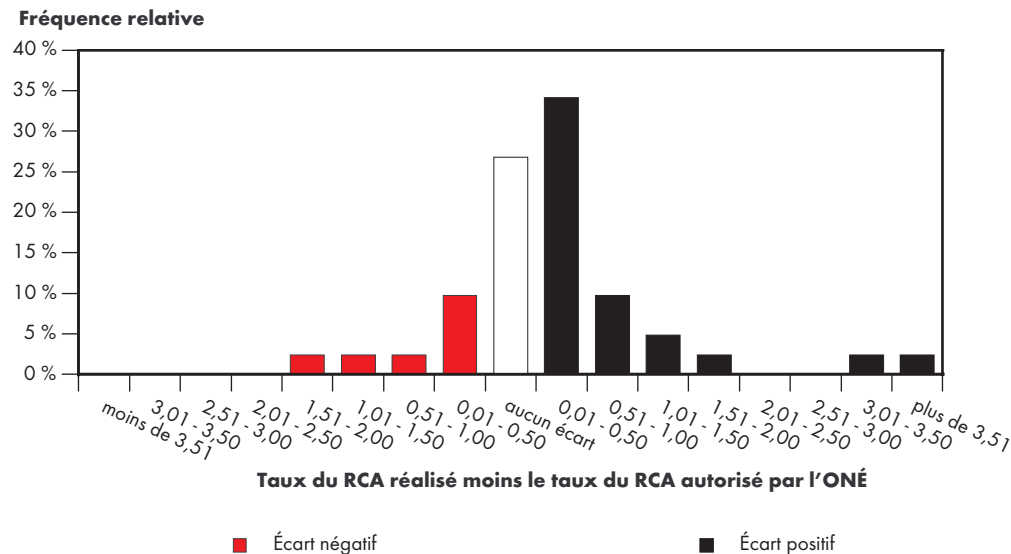
5.2 Ratios financiers

Les ratios financiers établis à partir des renseignements contenus dans les états financiers peuvent être utiles pour décrire le rendement et l'intégrité financière d'une société. Un ratio financier prend davantage de signification lorsque celui d'une entreprise est comparé à un ratio repère ou à une norme de l'industrie au fil du temps. Divers ratios peuvent être employés pour apprécier la liquidité d'une entreprise, le rendement sur le plan de l'exploitation, le potentiel de croissance et le risque. Cependant, il faut toujours compiler et interpréter les ratios financiers d'une société avec précaution, car les éléments d'information financière se rapportent souvent à la société mère et tiennent compte d'actifs non réglementés ou d'actifs appartenant à des secteurs d'activité différents.

15 Les RCA réalisés par Foothills et Alliance égalent les RCA autorisés aux termes de leurs règlements.

FIGURE 5.1

Écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ – 2003 à 2007



Source : Rapports de surveillance trimestrielle et rapports annuels soumis à l'ONÉ. Comprend le réseau principal et le réseau de la C.-B. de TransCanada, TQM, la Division du transport de Westcoast et M&NP, ainsi que Foothills et Alliance, qui ont réalisé exactement les RCA autorisés.

Le risque financier est le risque inhérent à l'usage qu'une société fait de titres d'emprunt et d'autres types d'obligations comportant des paiements fixes. Il est distinct du risque commercial, défini comme le risque attribuable à la nature d'une activité commerciale particulière, qui, dans le cas des pipelines, englobe habituellement le risque d'approvisionnement, le risque de marché, le risque de réglementation, le risque de concurrence et le risque d'exploitation. Le risque financier augmente en proportion de l'importance de la dette par rapport à l'avoir des actionnaires. L'augmentation du taux d'endettement d'une société peut accroître la valeur des paiements fixes qu'elle doit assumer à l'avenir. Dans la perspective des porteurs d'obligations, une société qui présente un risque financier supérieur à la normale pourrait avoir des difficultés à effectuer ses paiements d'intérêts. Du point de vue du porteur d'actions, le taux de couverture des charges financières donne une idée de la durabilité et de la valeur du capital-actions, ainsi que de la capacité éventuelle de verser des dividendes. Le risque financier d'une société peut être décrit au moyen de ratios comme celui de couverture des intérêts et des charges fixes, ou celui des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette.

Dans les parties qui suivent, nous examinons plus particulièrement des ratios en rapport avec le risque financier de sociétés qui exploitent des pipelines du ressort de l'ONÉ.

Ratios de couverture des intérêts et des charges fixes

Le ratio de couverture des intérêts décrit la capacité de l'entreprise d'honorer les paiements d'intérêts et de rembourser ses créances. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts et impôts (BAII) par les frais d'intérêts. Le ratio de couverture des charges fixes décrit également la capacité de l'entreprise de faire face à ses paiements d'intérêts et à ses créances, ainsi que d'assumer d'autres types de paiements fixes qu'elle peut être tenue de faire. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts, charges fixes et impôts par les charges fixes, y compris les intérêts. Un ratio de couverture élevé indique une plus grande probabilité que l'entreprise pourra honorer ses obligations et peut dénoter qu'elle dispose d'une capacité d'emprunt inutilisée.

La figure 5.2 présente les ratios de couverture des charges fixes de certaines sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ, tels qu'ils ont été calculés par le Dominion Bond Rating Service (DBRS). Des données complètes ne sont pas toujours disponibles pour toutes les sociétés. Le réseau principal d'Enbridge est présenté séparément de la société consolidée Enbridge Inc. De plus, l'information n'étant plus disponible pour TMI en tant qu'entité autonome, son nouveau propriétaire, Kinder Morgan Inc., est aussi représenté séparément. Le ratio de couverture moyen s'établit à 2,49 pour la période se terminant en juin 2007; ceci représente, pour les quatre sociétés¹⁶ incluses dans le calcul, une augmentation annuelle moyenne de 5 % depuis 2002. Les ratios de 2006 et du premier semestre de 2007 maintiennent la tendance de ratios stables allant en s'améliorant, que l'on observe depuis 2002.

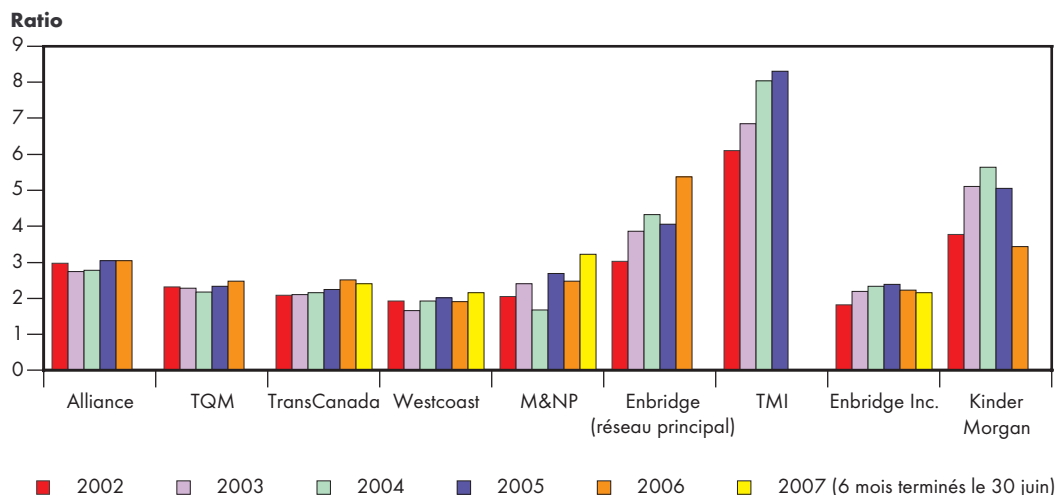
Ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette

Le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette constitue une autre façon de décrire la capacité d'une société de rembourser ses créances et d'effectuer ses paiements fixes. Il s'agit du quotient obtenu en divisant les flux de trésorerie d'exploitation par la dette totale et la quasi-dette¹⁷. Ici encore, un ratio élevé indique une probabilité accrue que l'entreprise pourra faire face à ses obligations et dénote que sa capacité d'endettement est supérieure à son taux d'endettement actuel.

La figure 5.3 présente le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette de certaines sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ, tel qu'il a été calculé par le DBRS. Comme il a été mentionné précédemment, ce ratio n'est pas disponible pour toutes les unités pipelinières. Le ratio moyen des sociétés étudiées s'établit à 17 % pour la partie de l'année se terminant en juin 2007, ce qui représente une augmentation par rapport à l'année précédente¹⁸. Le ratio de Kinder Morgan était faible en 2005

FIGURE 5.2

Ratios de couverture des charges fixes



Source : DBRS

Nota - TMI n'a pas de ratio de couverture des charges fixes pour 2006.

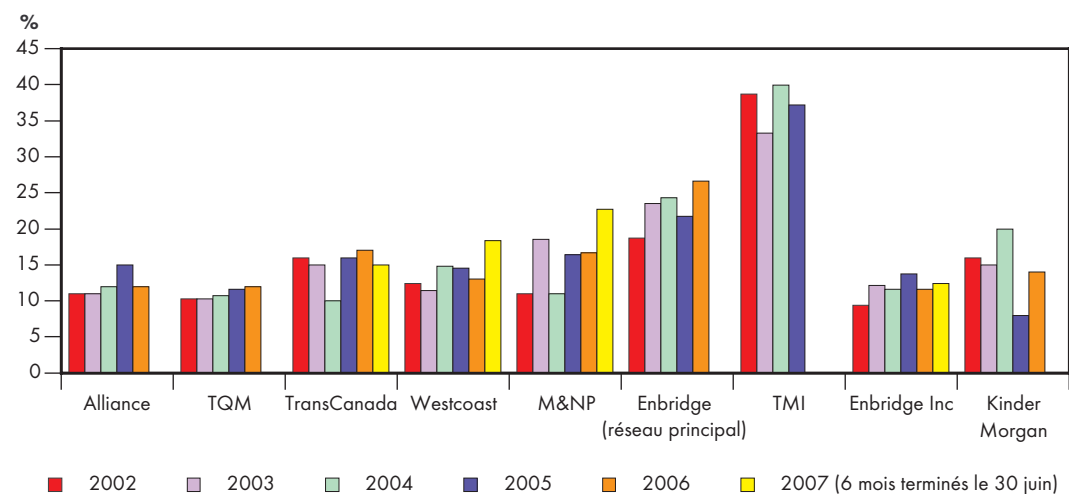
16 Des données limitées étaient disponibles pour 2007 lors de la publication du rapport; cette moyenne n'inclut donc que TransCanada, M&NP, Westcoast et Enbridge Inc.

17 Le ratio annuel pour un poste du bilan correspond au nombre de fois que le passif connexe est couvert par le flux de trésorerie; il est généralement converti en pourcentage.

18 Le calcul du ratio diffère de celui qui était présenté dans le rapport de 2007 puisqu'il comprenait les données de TQM, information qui n'était pas disponible à la date de publication du rapport de cette année. En se limitant aux seules sociétés pour lesquelles des données étaient disponibles cette année, la moyenne atteint 17 en 2007, étant plus élevée que celle de 14,6 enregistrée en 2006 et de loin supérieure à celle de 12,2 pour 2002.

FIGURE 5.3

Ratios des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette



Source : DBRS

par suite de l'acquisition de Terasen Inc., mais il a remonté en 2006 lorsque la société a réduit son niveau d'endettement en transférant Trans Mountain Pipeline à Kinder Morgan Energy Partners, L.P. En moyenne, le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette des sociétés pipelinières a augmenté entre 2002 et 2007.

5.3 Cotes de solvabilité

Au Canada, les cotes de solvabilité des sociétés pipelinières sont déterminées par trois agences indépendantes d'évaluation du crédit : DBRS, S&P et Moody's. Les cotes de solvabilité permettent d'évaluer la probabilité selon laquelle l'émetteur de titres de créance sera en mesure de remplir ses obligations. En ce sens, elles donnent une idée du degré d'intégrité financière de la société visée. Les cotes de solvabilité accordées à une société rendent habituellement compte des activités consolidées de cette même société dans son ensemble, plutôt que de simplement la partie assujettie à la réglementation. Par conséquent, de telles cotes pour des sociétés comme Enbridge, TransCanada et Westcoast, dont certaines des activités sont réglementées et d'autres ne le sont pas, peuvent être influencées par la partie non réglementée de leur exploitation. En outre, les cotes de solvabilité d'une branche d'activité peuvent aussi être influencées dans une certaine mesure par la société mère. Les cotes de solvabilité sont quelque peu subjectives en ce sens que la cote attribuée à une entreprise représente l'opinion experte de l'agence d'évaluation; par conséquent, les cotes accordées peuvent être différentes selon l'agence qui fait l'évaluation. L'annexe 3 compare les échelles du DBRS, de S&P et de Moody's.

DBRS

Selon les renseignements présentés dans son site Web, le DBRS, au moment d'attribuer une cote de solvabilité à une entreprise, tente de prendre en ligne de compte tous les facteurs significatifs qui pourraient influencer sur le risque lié à la capacité de l'entreprise d'effectuer ses paiements de capital et d'intérêts, lorsqu'ils sont exigibles. Les principaux facteurs considérés varient d'un secteur d'activité à un autre, mais certains des aspects communs pris en compte dans la plupart des cotations sont la rentabilité de base, la qualité de l'actif, la qualité des stratégies et des gestionnaires ainsi que le profil de risque financier et commercial.

T A B L E A U 5 . 3

Historique des cotes attribuées par le DBRS

Pipeline	2003	2004	2005	2006	2007	Cote actuelle
Alliance	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
Pipelines Enbridge Express ^{a)}	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)/Nég.
M&NP	A	A	A	A	A	A/Stable
TQM	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
TransCanada	A	A	A	A	A	A/Stable
Trans Mountain	A (faible)	A (faible)	A (faible)	dette remboursée	dette remboursée	dette remboursée
Trans-Nord	n.d.	n.d.	A(faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
Westcoast ^{b)}	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable

a) Obligations garanties de premier rang

b) Obligations non garanties

n.d. - non déterminée

Dans le cas des sociétés pipelinières, les facteurs qui suivent influent aussi sur la détermination des cotes de solvabilité : les questions réglementaires, le contexte de concurrence, l'offre et la demande, et les activités réglementées par opposition aux activités non réglementées. Le tableau 5.3 présente les cotes de solvabilité de la plupart des sociétés pipelinières du Groupe 1; celles-ci sont demeurées stables de 2002 à aujourd'hui, variant entre A (faible) à A (élevée).

Standard & Poor's

S&P indique que sa cote de fiabilité représente la capacité et la volonté d'un emprunteur de remplir ses engagements financiers au moment opportun. S&P fonde ses cotes sur la solvabilité globale de la société consolidée. Par conséquent, la cotation d'une filiale en propriété exclusive, en l'absence d'un isolement financier véritable de la société mère, reflète habituellement la solvabilité de la société mère.

Selon la méthode de cotation de S&P, une société cotée A présente une forte capacité d'honorer ses engagements financiers, mais est quelque peu plus vulnérable aux effets négatifs de changements dans les circonstances et la conjoncture économique que ne le sont les sociétés cotées dans des catégories supérieures. Une société cotée BBB présente une capacité acceptable d'honorer ses engagements financiers. Cependant, des conditions économiques défavorables ou des changements dans les circonstances pourraient davantage mener à un affaiblissement de sa capacité de faire face à ses engagements financiers.

Les cotes de solvabilité de plusieurs sociétés pipelinières du Groupe 1 sont présentées au tableau 5.4, lequel montre que les cotes sont demeurées stables de 2003 à aujourd'hui, variant de BBB+ à A-. La cote de solvabilité relative à la dette à long terme de Westcoast Energy Inc. a été portée de BBB à BBB+ en janvier 2007. Ce relèvement a été motivé par l'arrivée d'une nouvelle société mère en janvier 2007 alors que Duke Energy Corporation a achevé de se départir de son entreprise de gaz naturel (y compris Westcoast) au profit de Spectra Energy Corporation, nouvelle société cotée en bourse. Une perspective négative avait été greffée à la cote de solvabilité de TransCanada en décembre 2002, attribuable initialement à son acquisition d'une participation importante dans Bruce Power en février 2002. S&P a révisé sa perspective pour TransCanada en avril 2007, la faisant passer de négative à stable. S&P a expliqué que l'acquisition récente d'ANR par TransCanada et sa participation dans le projet pipelinier Keystone procurent une stabilité qui contrebalance le recul de la base tarifaire et la baisse du RCA enregistrés dans le secteur où la société évolue depuis nombre d'années.

T A B L E A U 5 . 4

Historique des cotes accordées par S&P

Pipeline	2003	2004	2005	2006	2007	Cote actuelle
Pipelines Enbridge	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable
M&NP ^{a)}	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable
TQM	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable
TransCanada	A-/Sous surv./ Nég.	A-/Sous surv./ Nég.	A-/Nég.	A-/Nég.	A-/Stable	A-/Stable
Trans Mountain	BBB/Stable	BBB/Stable	BBB/Stable	dette remboursée	dette remboursée	dette remboursée
Westcoast ^{b)}	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB/Sous surv./Nég.	BBB/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable

a) Obligations garanties de premier rang

b) Obligations non garanties

Moody's

Moody's indique que son analyse de la solvabilité d'une entreprise est centrée sur les facteurs essentiels et les principaux déterminants commerciaux qui influent sur le profil de risque à court et à long termes de l'émetteur. La méthodologie de Moody's repose sur deux aspects fondamentaux :

1. le risque que les porteurs de titres d'emprunt ne recevront pas les paiements de capital et d'intérêts sur un titre de créance particulier lorsqu'ils sont exigibles;
2. une comparaison du niveau de risque par rapport à celui de tous les autres titres de créance.

Comme S&P, Moody's fonde principalement ses cotes sur la solvabilité globale de l'entité consolidée. Ainsi, Moody's mesure la capacité future de l'émetteur de produire des liquidités, cherchant surtout à établir la prévisibilité des entrées futures de trésorerie. Cette détermination s'appuie sur une analyse de l'émetteur, de ses points forts et de ses points faibles par comparaison à ceux de ses pairs à l'échelle internationale. Par ailleurs, des facteurs qui ne dépendent pas de l'émetteur sont également étudiés, comme les tendances sectorielles ou nationales qui pourraient influencer sur la capacité de l'entité d'honorer ses créances. À cet égard, l'aptitude que montre la direction de l'entreprise à continuer de produire des liquidités en dépit de changements défavorables dans le contexte commercial revêt un intérêt particulier.

Le tableau 5.5 présente l'historique des cotes de solvabilité de plusieurs sociétés pipelinières du Groupe 1. Toutes les cotes de Moody's classent les sociétés en question dans la catégorie des bons placements, plus précisément entre « qualité moyenne » et « qualité moyenne-supérieure ».

En mars 2007, Moody's a abaissé d'un niveau la cote de solvabilité des titres de créance non garanties de premier rang d'Enbridge Inc., la faisant passer de A3 à Baa1. Elle a mentionné avoir fondé sa décision sur des inquiétudes découlant de la faiblesse du profil financier de la société, de la complexité de sa structure organisationnelle et du capital, ainsi que de l'ampleur et de l'incidence financière des plans de croissance de l'entreprise.

En avril 2008, Moody's a placé TransCanada sous surveillance pour abaissement possible de sa cote en raison de l'accroissement du risque commercial de la société. Ceci faisait suite à l'annonce de l'achat par TransCanada de la centrale électrique Ravenswood de 2 480 mégawatts, située dans l'État de New York.

T A B L E A U 5 . 5

Historique des cotes accordées par Moody's

Pipeline	2003	2004	2005	2006	2007	Cote actuelle
Alliance ^{a)}	A3	A3	A3	A3	A3	A3
Enbridge Inc.	A3	A3	A3	A3	Baa1	Baa1
Express ^{b)}	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1
M&NP ^{b)}	A1	A1	A2	A2	A2	A2
TransCanada ^{a)}	A2	A2	A2	A2	A2	A2

a) Obligations non garanties

b) Obligations garanties de premier rang

5.4 Synthèse du chapitre

Suivant le but 3 de l'ONÉ, un des résultats souhaitables du fonctionnement du réseau pipelinier est de faire en sorte que les sociétés pipelinières présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions qui leur permettent d'entretenir leurs réseaux et de construire de nouvelles infrastructures de manière efficace pour répondre aux besoins du marché à mesure qu'il évolue.

Les observations suivantes ont été faites dans le présent chapitre :

- les ratios de couverture des charges fixes et les ratios des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette sont stables;
- les ratios présumés du capital-actions ordinaires augmentent depuis 2002;
- les RCA réalisés ont, dans la plupart des cas, été supérieurs aux niveaux autorisés par l'ONÉ;
- les cotes de solvabilité continuent de montrer qu'il s'agit de bons placements.

L'Office se penche actuellement sur le coût du capital d'une société pipelinier, TQM, qui a remis en question l'à-propos d'appliquer l'actuelle formule RH-2-94 dans le cas de son réseau. En raison des circonstances, l'Office n'a pas sollicité directement l'avis de la communauté financière au sujet de la capacité des pipelinières canadiennes de mobiliser des capitaux. Ainsi, le rapport de cette année ne tire pas de conclusions quant à savoir si les sociétés du ressort de l'ONÉ sont en mesure, actuellement, d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables.

CONCLUSIONS

Suivant le but 3 de l'ONÉ, énoncé au premier chapitre, les résultats suivants sont vus comme d'importantes caractéristiques d'un réseau pipelinier qui fonctionne bien :

- la capacité pipelinière en place est suffisante pour acheminer les produits aux consommateurs qui en ont besoin;
- les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix justes et raisonnables;
- les sociétés pipelinières présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions qui leur permettent d'entretenir leurs réseaux et de construire de nouvelles infrastructures de manière efficace pour répondre aux besoins du marché à mesure qu'il évolue.

Compte tenu de l'analyse présentée dans ce rapport, l'Office estime que le réseau pipelinier canadien continue de bien fonctionner. Voici les conclusions précises qui se dégagent de l'ouvrage :

1. **La capacité est serrée sur les réseaux d'oléoducs.** Malgré la présence d'une capacité libre sur certains réseaux d'oléoducs, des périodes de répartition sont survenues en 2007. Les intervenants du marché estiment qu'il est nécessaire d'étoffer la capacité en place afin de répondre à l'augmentation continue de l'offre et d'accroître la souplesse inhérente du marché. Le grand nombre de nouveaux pipelines ou de travaux d'agrandissement annoncés ou proposés pour desservir autant les marchés traditionnels que des marchés nouveaux, tels que la côte américaine du golfe du Mexique, la Californie et l'Asie, en sont la preuve.
La capacité des gazoducs en place est actuellement suffisante. Il y a un certain excédent de capacité sur la plupart des gazoducs réglementés par l'ONÉ, même pendant la période de pointe de l'hiver. Le taux d'utilisation de la majorité des gazoducs a baissé en 2007. La stagnation ou la diminution de l'offre de gaz classique du BSOC, conjuguée à l'accroissement de la demande dans l'Ouest canadien et à la concurrence exercée par d'autres bassins d'approvisionnement, notamment ceux de l'Ouest des États-Unis, s'est traduite par une baisse des débits des pipelines qui transportent le gaz hors de l'Ouest canadien.
2. **Les expéditeurs continuent de dire qu'ils sont raisonnablement satisfaits des services offerts par les pipelinières.** Selon les résultats du *Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines*, les expéditeurs accordent toujours une cote élevée aux pipelines sur le plan de la fiabilité matérielle, mais les niveaux des droits pipeliniers figurent, une fois de plus, au premier rang des préoccupations exprimées.
3. **En ce qui concerne la vigueur financière, les ratios du capital-actions ordinaires, ratios de couverture des charges fixes et ratios des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette sont stables et les cotes de solvabilité demeurent élevées.** La solidité financière des sociétés réglementées par l'ONÉ et leur aptitude à mobiliser les capitaux

dont elles ont besoin ne sont pas examinées plus avant dans le rapport de cette année, car la question du RCA est actuellement à l'étude dans le cadre de l'audience de l'Office visant Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (RH-1-2008).

Tel qu'il est mentionné au chapitre 3, une foule de projets pipeliniers sont mis de l'avant, ou en voie de réalisation, pour permettre d'acheminer les volumes prévus de pétrole et de gaz naturel à des marchés nouveaux ou en pleine croissance. Le secteur du transport pipelinier se doit d'assurer qu'une capacité appropriée soit en place compte tenu de l'évolution de la production et des besoins des marchés. Cela suppose des délais d'exécution suffisants et prévisibles afin de rallier assez d'appui sur le marché pour une ou plusieurs des propositions concurrentes, d'obtenir les approbations réglementaires requises et, cela fait, d'organiser le financement, de mobiliser la main-d'œuvre et les matériaux et, enfin, de construire les installations.

Dans l'optique de l'ONÉ, une composante essentielle, qui constitue aussi un enjeu de taille, consiste à fournir un processus équitable et efficace qui permette à la population canadienne de participer d'une manière valable au débat sur la nécessité et le caractère d'utilité publique des installations que l'industrie propose.

L'Office se rend compte que le présent rapport ne propose qu'un coup d'œil ponctuel sur la situation du réseau pipelinier canadien et ne fournit pas une comparaison avec des réseaux pipeliniers relevant d'autres administrations. Dans le cadre de son mandat, l'Office a l'intention de continuer de suivre l'efficacité du réseau et de poursuivre les consultations afin de connaître les points de vue de toutes les parties sur le sujet. L'Office invite les lecteurs à lui faire part de leurs impressions sur les critères de mesure employés dans le rapport et les conclusions dégagées, de même qu'à lui faire des suggestions sur les améliorations qu'il pourrait apporter dans de futurs rapports.

L'Office remercie toutes les sociétés et tous les organismes qui ont fourni, directement ou indirectement, les renseignements contenus dans ce rapport, y compris les parties qui ont bien voulu participer au Sondage sur les services liés aux pipelines.

SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES DU GROUPE 1 ET DU GROUPE 2

Réglementées par l'ONÉ (au 31 décembre 2007)

Sociétés d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du Groupe 1

Enbridge Pipelines Inc.
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Kinder Morgan Cochin Pipe ULC
Pipelines Trans-Nord Inc.
Trans Mountain Pipeline Inc.

Sociétés de gazoduc du Groupe 1

Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
TransCanada PipeLines Limited, Réseau de la C.-B.
Westcoast Energy Inc.

Sociétés d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du Groupe 2

Aurora Pipe Line Company
Berens Energy Ltd.
BP Canada Energy Company
Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée
Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Ethane Shippers Joint Venture
Express Pipeline Limited Partnership
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Glencoe Resources Ltd.
Husky Oil Limited

ISH Energy Ltd.
Kaiser Exploration Ltd.
Les Pipe-lines Montréal Ltée
Murphy Oil Company Ltd
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Pétrolière Impériale Ressources Limitée
Plains Marketing Canada, L.P.
PMC (Nova Scotia) Company
Pouce Coupé Pipe Line Ltd., à titre de mandataire et de commandité de Pembina North Limited Partnership
Produits Shell Canada Limitée
Provident Energy Pipeline Inc.
Renaissance Energy Ltd.
SCL Pipeline Inc.
Spectra Energy Empress L.P.
Sun-Canadian Pipe Line Company
Taurus Exploration Canada Ltd
Yukon Pipelines Limited
1057533 Alberta Ltd.

Sociétés de gazoduc du Groupe 2

Agence des services frontaliers du Canada
AltaGas Pipeline Partnership
Apache Canada Ltd.
ARC Resources Ltd.
Bear Paw Processing Company (Canada) Ltd.
BP Canada Energy Company
Burlington Resources Canada (Hunter) Ltd.
Canadian-Montana Pipe Line Corporation
Canadian Natural Resources Limited
Centra Transmission Holdings Inc.

Champion Pipeline Corporation Limited
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
County of Vermilion River No. 24 Gas Utility
Crescent Point Resources Ltd.
Delphi Energy Corporation
Devon Canada Corporation
DR Four Beat Energy Corp.
Echoex Energy Inc.
EnCana Border Pipelines Limited
EnCana Corporation
EnCana Ekwon Pipeline Inc.
EnCana Oil & Gas Co. Ltd.
EnCana Oil & Gas Partnership
Enermark Inc.
ExxonMobil Canada Properties
Fletcher Challenge Petroleum Inc.
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
Kaiser Exploration Ltd.
KEYERA Energy Ltd.
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Marauder Resources West Coast Inc.
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Murphy Canada Exploration Company
Murphy Oil Company Ltd.
Nexen Inc.
Niagara Gas Transmission Limited
NuVista Energy Ltd.
Omimex Canada, Ltd.
Paramount Transmission Ltd.

Peace River Transmission Company Limited
Pengrowth Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Petrovera Resources Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Profico Energy Management Ltd.
Renaissance Energy Ltd.
Shiha Energy Transmission Ltd.
Spectra Energy Midstream Canada L.P.
St. Clair Pipelines Management Inc.
Suncor Energy Inc.
Sword Energy Limited
Talisman Energy Inc.
Taurus Exploration Canada Ltd
True Energy Inc.
Union Gas Limited
Vault Energy Inc.
Vector Pipeline Limited Partnership
Wolstittmor Joint Venture
1057533 Alberta Ltd.
2193914 Canada Limited

Sociétés de productoduc

Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada
Fraser Papers Inc. (Canada)
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Produits forestiers E.B. Eddy Ltée
Souris Valley Pipeline Limited

RÉSULTATS GLOBAUX DU SONDAGE SUR LES SERVICES LIÉS AUX PIPELINES

Voici les résultats globaux obtenus pour chacune des questions du sondage. Les répondants devaient indiquer au moyen d'une cote leur degré de satisfaction à l'égard des services reçus, selon une échelle où la cote 1 correspondait à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait ». Veuillez consulter le site Web de l'Office pour obtenir tous les détails sur le sondage.

1. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la fiabilité de l'exploitation matérielle de la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
12	21	14	77	33	3,62

2. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité, de la flexibilité et de la fiabilité des systèmes transactionnels de la société pipelinière (commandes, tableaux d'affichage, communication de rapports, passation de marchés, etc.)?

1	2	3	4	5	Moyenne
10	19	17	89	20	3,58

3. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité d'envoi et de l'exactitude des factures et des relevés de la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
12	12	9	97	25	3,72

4. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information sur l'exploitation (interruptions, capacité disponible, entretien prévu, écoulements, etc.) fournie par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
8	30	19	86	14	3,40

5. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information de nature commerciale (droits, changements de service, nouveaux services, informations sur les contrats, etc.) fournie par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	15	36	88	13	3,60

6. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'attitude d'amélioration et d'innovation continues adoptée par la société pipelinère?

1	2	3	4	5	Moyenne
15	28	10	61	14	3,19

7. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'accessibilité à la société pipelinère et de son aptitude à réagir aux problèmes et demandes des expéditeurs?

1	2	3	4	5	Moyenne
16	31	25	64	20	3,26

8. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des efforts engagés par la société pipelinère pour trouver des solutions équitables et raisonnables lorsqu'elle règle des problèmes?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	34	32	69	14	3,31

9. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la gamme de services offerts par la société pipelinère?

1	2	3	4	5	Moyenne
5	17	46	76	7	3,41

10. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des droits perçus par la société pipelinère par rapport aux services de transport que reçoit votre organisation?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	29	59	57	1	3,11

11. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de collaboration (négociations ou réunions du groupe de travail) utilisés par cette société pipelinère?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	27	44	50	13	3,30

12. Selon vous, le règlement négocié actuel ou les arrangements liés aux tarifs permettront-ils d'offrir des résultats équitables?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	17	53	65	7	3,39

13. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité GLOBALE du service offert par la société pipelinère au cours de la dernière année civile?

1	2	3	4	5	Moyenne
10	29	27	80	16	3,4

14. En général, la qualité du service offert par la société pipelinère a-t-elle :

augmenté?	19	12
été stable?	110	69
diminué?	31	19
Total	160	100 %

15. Quels sont les aspects positifs des services offerts par cette société pipelinère?

16. Quels sont les aspects que cette société pipelinère pourrait améliorer?

-
17. Selon vous, l'ONÉ a-t-il établi un cadre de réglementation approprié qui permet la conclusion de règlements négociés concernant les droits et les tarifs?

1	2	3	4	5	Moyenne
5	5	35	93	9	3,65

18. En l'absence de règlement sur les droits et les tarifs, dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de l'Office servant à régler les différends?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	7	43	64	15	3,61

19. Comment l'Office pourrait-il améliorer ses processus de désignation des droits et des tarifs?

20. Qualité globale du service (importance) (voir la figure 4.5).

21. À quel point êtes-vous satisfait de l'information fournie au public par l'ONÉ sur les marchés de l'énergie?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	2	49	76	11	3,62

TABLEAU COMPARATIF DES COTES DE DETTE

Le tableau qui suit compare les échelles utilisées par le DBRS, S&P et Moody's pour la cotation de la dette à long terme.

Standard & Poor's fournit aussi une perspective de cotation qui reflète la direction qu'une cote de solvabilité à long terme pourrait prendre à moyenne et longue échéance. Une perspective « positive » signifie que la cote pourrait être relevée, une perspective « négative » dénote qu'une cote pourrait être abaissée et une perspective « stable » indique que la cote ne changera vraisemblablement pas.

Qualité du crédit	DBRS	S&P	Moody's
Titres de qualité placement			
Supérieure/Élevée	AAA	AAA	Aaa
	AA (élevée)	AA+	Aa1
	AA	AA	Aa2
	AA (faible)	AA-	Aa3
Bonne/Moyenne supérieure	A (élevée)	A+	A1
	A	A	A2
	A (faible)	A-	A3
Acceptable/Moyenne	BBB (élevée)	BBB+	Baa1
	BBB	BBB	Baa2
	BBB (faible)	BBB-	Baa3
Titres qui ne sont pas de qualité placement			
Crédit spéculatif	BB (élevée)	BB+	Ba1
	BB	BB	Ba2
	BB (faible)	BB-	Ba3
Crédit hautement spéculatif	B (élevée)	B+	B1
	B	B	B2
	B (faible)	B-	B3
Crédit extrêmement spéculatif	CCC	CCC	Caa1
	CC	CC	Caa2
	C	C	Caa3
	D	D	Ca
			C

Nota Les cotes attribuées par le DBRS et S&P dans la catégorie CCC et les catégories inférieures comportent les sous-catégories « élevée/+ » et « faible/- »; l'absence de désignation « élevée/+ » ou « faible/- » indique que la cote se situe dans la zone médiane de la catégorie.



BUT 3

**Les Canadiens et Canadiennes
profitent d'une infrastructure et de
marchés énergétiques efficients.**