



Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**TransCanada PipeLines Limited**

**Westcoast Energy Inc.**

**Foothills Pipe Lines Ltd.**

**Alberta Natural Gas Company Ltd**

**Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.**

**Pipeline Interprovincial Inc.**

**Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.**

**Pipeline Trans-Nord Inc.**

**RH-2-94**

**Mars 1995**

---

**Coût du capital**

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

relativement à

**TransCanada PipeLines Limited, Westcoast Energy Inc., Foothills Pipe Lines Ltd., Alberta Natural Gas Company Ltd, Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., Pipeline Interprovincial Inc., Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. et Pipeline Trans-Nord Inc.**

Demandes portant sur le coût du capital pour 1995, datées du 20 juin 1994, 17 juin 1994, 20 juin 1994, 20 juin 1994, 20 juin 1994, 17 juin 1994, 20 juin 1994 et 20 juin 1994 respectivement, dans leur version modifiée

**RH-2-94**

**Mars 1995**

© Ministre des Travaux publics et des Services  
gouvernementaux Canada 1995

N° de cat. NE22-1/1995-1F  
ISBN 0-662-80008-7

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du:**

Bureau du soutien à la réglementation  
Office national de l'énergie  
311, sixième avenue s.-o.  
Calgary (Alberta)  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

**En personne, au bureau de l'Office:**

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Minister of Public Works and Government  
Services Canada 1995

Cat. No. NE22-1/1995-1E  
ISBN 0-662-23107-4

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Regulatory Support Office  
National Energy Board  
311 Sixth Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

**For pick-up at the NEB office:**

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

## Table des matières

<b>Liste des tableaux</b> .....	(ii)
<b>Liste des annexes</b> .....	(ii)
<b>Abréviations</b> .....	(iii)
<b>Glossaire</b> .....	(v)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(vii)
<b>Aperçu</b> .....	(ix)
<b>Introduction</b> .....	1
<b>Rendement du capital-actions ordinaire de la société pipelinère repère</b> .....	3
2.1 Introduction .....	3
2.2 Méthode des gains comparables .....	4
2.3 Méthode des flux monétaires actualisés .....	4
2.4 Méthode de la prime de risque .....	5
2.5 Opinion de l'Office .....	6
<b>Structure du capital</b> .....	8
3.1 Introduction .....	8
3.2 Points de vue des sociétés pipelinières .....	9
3.2.1 Sociétés exploitant un gazoduc .....	9
3.2.2 Sociétés exploitant un oléoduc .....	16
3.3 Points de vue des intervenants .....	19
3.3.1 ACPD .....	19
3.3.2 COFI/Methanex/Cominco .....	24
3.3.3 Ontario/ACIG .....	25
3.3.4 Autres intervenants .....	25
3.4 Rapport entre la structure de capital et le coût du capital .....	26
3.5 Opinion de l'Office .....	27
3.5.1 Principes généraux .....	27
3.5.2 Sociétés exploitant un gazoduc .....	28
3.5.3 Sociétés exploitant un oléoduc .....	30
<b>Mécanisme de rajustement et examen du coût du capital</b> .....	31
4.1 Mécanisme de rajustement .....	31
4.2 Réexamen du coût du capital .....	33
4.3 Opinion de l'Office .....	34
<b>Dispositif</b> .....	37

## Liste des tableaux

2-1	Résumé des recommandations relatives au taux équitable de RCO . . . . .	3
3-1	Ratios du capital-actions ordinaire des pipelines ratios existants, demandés et recommandés par les intervenants . . . . .	8
4-1	Résumé des recommandations relatives au mécanisme de rajustement . . . . .	31
4-2	Résultats représentatifs produits par le mécanisme de rajustement . . . . .	35

## Liste des annexes

I	Ordonnance TG/TO-1-95 . . . . .	38
II	Résumé des témoignages sur le rendement du capital-actions ordinaire . . . . .	41

## Abréviations

ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
ALÉ	Accord de libre-échange
ALÉNA	Accord de libre-échange nord-américain
A&S	Alberta & Southern Gas Company
ANG	Alberta Natural Gas Company Ltd
BC Gas	BC Gas Utility Ltd.
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
COFI/Methanex/Cominco	Conseil des industries forestières de la C.-B., Methanex Corporation et Cominco Ltd.
CPUC	California Public Utilities Commission
DBRS	Dominion Bond Rating Service Limited
ÉA	Énergie Alberta (Alberta Department of Energy)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FMA	flux monétaire actualisé
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
FV	formule des coûts fixes-variables
Gaz Métropolitain	La Société en commandite Gaz Métropolitain
IPL	Pipeline Interprovincial Inc.
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
NOVA	NOVA Gas Transmission Limited
Office, ONÉ	Office national de l'énergie
Ontario	ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario
Pan-Alberta	Pan-Alberta Gas Ltd.

PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PGT	Pacific Gas Transmission Company
PITCO	Pacific Interstate Transmission Company
Québec	Procureur général du Québec
Ratio R-P	ratio réserves-production
RCO	rendement du capital-actions ordinaire
SCÉC	Société canadienne d'évaluation du crédit
TMPL	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Trans-Nord	Pipeline Trans-Nord Inc.
VNA	versant nord de l'Alaska
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

## Glossaire

Acheminement en transit aux fins de vente au détail	Transport, par un tiers, de l'électricité vendue par un grossiste à un consommateur final.
Conception des droits selon la formule fixe-variable	Méthode de conception des droits selon laquelle tous les coûts fixes sont imputés à la composante-demande mensuelle des droits, calculée en fonction de la capacité assujettie à des contrats, et tous les coûts variables, au débit réel.
Coûts de l'offre (cycle complet)	Coût total associé à l'exploitation des ressources. En général, ce coût est exprimé sous forme de coût moyen par unité de production pendant la durée du projet. Contrairement au coût hémicycle, il comprend les dépenses d'immobilisations associées à l'exploration.
Demande de rajustement des droits de catégorie 1	Les demandes de catégorie 1 visent à rajuster les droits exigibles par une société exploitant un oléoduc et approuvés dans la plus récente décision de l'Office, par suite d'une modification importante du débit et des coûts particuliers liés au débit.
Demande de rajustement des droits de catégorie 2	Les demandes de catégorie 2 visent à rajuster les besoins en recettes et les droits exigibles par une société exploitant un oléoduc, par suite d'une modification importante du coût du service par rapport au coût approuvé dans la plus récente décision de l'Office, exception faite des modifications nécessitant le dépôt d'une demande de catégorie 3.
Demande de rajustement des droits de catégorie 3	Une société exploitant un oléoduc doit présenter une demande de catégorie 3 pour faire modifier le rendement de la base des taux autorisé par l'Office, la méthode de calcul de la provision pour l'impôt sur le revenu, ou les politiques ou principes approuvés par l'Office dans une audience antérieure.
Embranchement est (Foothills)	Tronçon du réseau de Foothills qui s'étend de Caroline (Alberta) à Monchy (Saskatchewan) et qui comprend la zone 6 en Alberta et la zone 9 en Saskatchewan.
Embranchement ouest (Foothills)	Tronçon du réseau de Foothills qui s'étend de Caroline (Alberta) à Kingsgate (C.-B.) et qui englobe la zone 7 en Alberta et la zone 9 en C.-B.



Facteur de charge	Pourcentage d'utilisation de la capacité d'une canalisation.
Installations devancées (Foothills)	Tronçons du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska («RTGNA») qui ont été construits au préalable aux fins du transport du gaz naturel d'origine canadienne, avant la mise en service du gazoduc pour le transport du gaz naturel de l'Alaska; ces installations forment soit la totalité ou une partie des zones 6 à 9.
Mécanisme d'enclenchement ou dé clic	Une société exploitant un oléoduc doit déposer une demande de nouveaux droits quand elle prévoit que le rendement de son capital-actions ordinaire pour l'année civile excédera de plus de 2 % le rendement approuvé par l'Office durant la plus récente audience sur les droits.
Partie IV	Partie de la Loi sur l'ONÉ qui porte sur le transport, les droits et les tarifs.
Ratio R-P	Rapport entre les réserves restantes d'un bassin et la production annuelle.
Récupération négative	Excédent du coût de mise hors service d'un bien sur sa valeur de récupération.
Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ (1987)	Règles de l'ONÉ qui décrivent la marche à suivre pour la présentation des demandes, des observations et des plaintes devant l'Office, pour la tenue des audiences ainsi que pour la conduite, en général, des affaires devant l'Office.
Sociétés du groupe 1	Dix grandes sociétés pipelinières dont les états financiers sont vérifiés régulièrement par l'Office et dont le bilan d'exploitation fait l'objet également d'un suivi continu par l'Office.
Zone est (TransCanada)	Désigne la zone tarifaire de l'est aux fins du calcul des droits exigibles à un point donné du réseau TransCanada. Elle comprend tous les points situés dans les zones de livraison du centre, du sud-ouest et de l'est.
Zones (Westcoast)	Aux fins du calcul des droits, le réseau de Westcoast est divisé en cinq zones, soit les zones de transport de gaz acide, de traitement, de transport au nord, de transport au sud et de l'Alberta.

## Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

CONFORMÉMENT AUX instructions relatives à une audience publique portant sur le coût du capital de TransCanada PipeLines Limited, Westcoast Energy Inc., Foothills Pipe Lines Ltd., Alberta Natural Gas Company Ltd, Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., Pipeline Interprovincial Inc., Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. et Pipeline Trans-Nord Inc.;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience RH-2-94 de l'Office national de l'énergie;

AUDIENCE tenue à Calgary (Alberta) les 24, 25, 26, 27, 28 et 31 octobre 1994, les 1<sup>er</sup>, 2, 3, 14, 15, 16, 17, 18, 28, 29 et 30 novembre 1994, ainsi les 1<sup>er</sup>, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15 et 20 décembre 1994.

DEVANT :

R. Priddle	membre président
A. Côté-Verhaaf	membre
C. Bélanger <sup>1</sup>	membre
K.W. Vollman	membre
R.L. Andrew	membre

COMPARUTIONS :

C.B. Johnson	TransCanada PipeLines Limited
J.M. Murray	
C.B. Ledingham	
J. Lutes	Westcoast Energy Inc.
R. Sirett	
J. Lutes	Foothills Pipe Lines Limited
B. Pierce	
D.G. Davies	Alberta Natural Gas Company Ltd
R. Graw	
L.-A. LeClerc	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
R. Heider	
W.M. Moreland	Pipeline Interprovincial Inc.
M.H. Patterson	

---

<sup>1</sup> À compter du 2 février 1995, C. Bélanger a cessé de participer à l'audience RH-2-94.

C.B. Johnson M.W.P. Boyle C.B. Ledingham	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
J.A. Campion L.G. Keough N.J. Schultz	Pipeline Trans-Nord Inc. Association canadienne des producteurs pétroliers
R.B. Wallace	Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique, Methanex Corporation et Cominco Ltd.
P.C.P. Thompson, c.r. S. Trueman A. Kerr	Association des consommateurs industriels de gaz La Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée
E.C. Eddy	BC Gas Utility Ltd.
I.A. Blue, c.r. D. Parcell	C.W. Amos
R. Moore C.B. Woods N. Mills C. Hart S.R. Miller M.A.K. Muir E.S. Decter J.S. Bulger J.T. Horte P. McCunn-Miller J. Turchin J. Brisson P. Noonan C. Beauchemin	Compagnie pétrolière Impériale Limitée Mobil Oil Canada NOVA Gas Transmission Limited PanCanadian Petroleum Limited Petro-Canada Inc. ProGas Limited Shell Canada Limitée La société en commandite Gaz Métropolitain Wascana Energy Inc. ministère de l'Énergie de l'Alberta ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario Le Procureur général du Québec avocats de l'Office

## Aperçu

*(Note: Le présent aperçu n'est donné que pour la commodité du lecteur et ne fait pas partie des présents motifs de décision. Pour de plus amples renseignements, le lecteur est prié de se reporter aux sections pertinentes.)*

### **Rendement du capital-actions ordinaire de la société pipelinière repère pour l'année d'essai 1995**

L'Office a jugé que, pour l'année d'essai 1995, un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25 % est approprié pour la société pipelinière repère. Pour parvenir à cette conclusion, il a retenu essentiellement les résultats de la méthode de la prime de risque de l'avoir des actionnaires (ou prime de capital-risque). Il a jugé qu'un taux de 9,25 % était une estimation raisonnable du rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada, à laquelle il a ajouté une prime raisonnable de capital-risque globale de 300 points de base pour la société pipelinière repère.

L'Office a jugé pertinent d'appliquer le taux de rendement repère du capital-actions ordinaire à toutes les sociétés pipelinières faisant l'objet de la présente audience.

### **Structure du capital à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1995**

L'Office a jugé qu'un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 % est approprié pour TransCanada, Foothills, ANG et TQM, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1995.

L'Office a établi qu'un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 35% est approprié pour Westcoast, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1995.

L'Office a conclu qu'un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 45% est approprié pour TMPL, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1995.

### **Mécanisme de rajustement et examen du coût du capital au-delà de l'année 1995**

L'Office a jugé pertinent d'utiliser un mécanisme automatique pour le rajustement annuel du taux de rendement approuvé du capital-actions ordinaire. Le mécanisme, qui entrera en vigueur à partir de l'année 1996, fonctionnera comme ceci :

- le rendement prévu des obligations pour l'année d'essai sera la moyenne du rendement prévu, sur une période de trois mois et une période de 12 mois, des obligations d'épargne du Canada d'une durée de 10 ans, prévisions qui sont publiées dans le numéro de novembre de Consensus Forecasts (Consensus Economics Inc, Londres, Angleterre), plus l'écart entre les taux de rendement des obligations de 10 ans et de 30 ans en octobre de l'année en cours;
- pour calculer le rajustement à appliquer, on multipliera le changement prévu dans le rendement des obligations par un coefficient de 0,75;
- le taux rajusté de rendement du capital-actions ordinaire sera arrondi aux 25 points de base près.

Dans la présente décision, l'Office n'a pas fixé de délai ni établi de fourchette de taux d'intérêt pour le mécanisme de rajustement ou les structures de capital.

## Chapitre 1

# Introduction

---

C'est en 1973 que l'Office a commencé à établir le coût du capital des sociétés pipelinières relevant de sa compétence. Depuis ce temps, le coût du capital de certaines sociétés a été revu régulièrement dans le cadre d'audiences sur les droits. D'autres sociétés ont soumis leur coût du capital à l'examen de l'Office seulement à quelques occasions. Depuis que l'Office examine les questions liées au coût du capital, il a constaté que la preuve déposée par les témoins-experts financiers était fort comparable d'une audience à l'autre. Même si les paramètres financiers changent d'année en année, les techniques et les interprétations utilisées pour faire des recommandations sur le rendement du capital-actions ordinaire («RCO») sont, en général, sensiblement les mêmes. Cela a amené l'Office à examiner les économies qui pourraient être réalisées s'il adoptait une formule de rajustement du RCO.

Les fluctuations que les marchés financiers connaissent pendant et entre les audiences suscitaient une autre préoccupation. Les taux de rendement pour une période d'application des droits, qui sont établis en fonction des marchés financiers, peuvent varier d'une société à l'autre simplement parce que les taux de rendement de ces sociétés sont établis à des moments différents. C'est pour cette raison que l'Office a envisagé la possibilité de tenir une audience générale dans le cadre de laquelle toutes les sociétés pipelinières exposeraient leurs points de vue simultanément, en utilisant un ensemble uniforme de paramètres financiers.

Le 17 mars 1994, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience RH-2-94 pour faire part de son intention de tenir une audience sur le coût du capital de plusieurs sociétés. Il a ordonné à huit sociétés du groupe 1, Alberta Natural Gas Company Ltd («ANG»), Foothills Pipe Lines Ltd. («Foothills»), Pipeline Interprovincial Inc. («IPL»), TransCanada PipeLines Limited («TransCanada»), Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. («TMPL»), Pipeline Trans-Nord Inc. («Trans-Nord»), Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. («TQM»), et Westcoast Energy Inc. («Westcoast»), de déposer des mémoires sur leur coût du capital devant être inclus dans les droits exigibles à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1995. De façon plus précise, l'ordonnance d'audience indiquait qu'entre autres, les questions suivantes seraient abordées :

- a) Quelle est la structure du capital appropriée pour chacune des sociétés pipelinières qui fait l'objet de l'audience?
- b) Quel est le taux de rendement du capital-actions ordinaire convenable pour chacune des sociétés pipelinières qui fait l'objet d'un examen au cours de l'audience? Est-ce que le même taux de rendement devrait être fixé pour toutes les sociétés pipelinières?
- c) À quelle fréquence le coût du capital des sociétés pipelinières devrait-il être examiné? Quels sont les facteurs particuliers qui pourraient provoquer un examen ultérieur du coût du capital des sociétés pipelinières?
- d) À la suite de l'audience, quelle procédure simplifiée devrait être mise en place en vue d'effectuer un rajustement annuel du taux de rendement de chacune des sociétés pipelinières entre les audiences sur le coût du capital?

Par la tenue de cette audience, l'Office avait l'intention de mettre en place un moyen visant à rendre plus efficace la méthode de conception des droits pour l'année d'essai 1995 et les années subséquentes. Souhaitant éliminer les audiences annuelles sur le coût du capital, il jugeait qu'un mécanisme automatique de rajustement du RCO conviendrait le mieux pour assurer que les taux de rendement approuvés demeurent équitables pour toutes les parties, tout en permettant d'éviter les dépenses liées à l'examen des modifications annuelles ou biennuelles des taux de rendement. Par conséquent, l'Office a inclus, au nombre des questions à examiner dans le cadre de l'audience, la conception et la mise en place d'un mécanisme de rajustement prédéterminé du RCO. L'objectif visé était de mener un examen détaillé du coût du capital seulement quand les marchés financiers, le contexte commercial ou la conjoncture économique en général connaîtraient des changements appréciables. L'ordonnance d'audience indiquait également que les questions autres que le coût du capital seraient examinées dans le cadre des audiences sur les droits de chaque société.

L'ordonnance d'audience stipulait que les sociétés pipelinières qui présenteraient, deux semaines avant l'audience, un règlement non contesté et acceptable aux yeux de l'Office au sujet de la structure de leur capital ou de leur taux de RCO, ne seraient pas tenues d'aborder ces questions à l'audience. Les sociétés qui auraient été dispensées par suite d'une entente pourraient cependant participer en qualité de parties intéressées. Le 17 mai 1994, l'Office a tenu une conférence préalable à l'audience pour examiner les questions de procédure visant l'étape orale de l'audience.

Avant le début de l'audience, Trans-Nord a présenté un règlement dont les modalités devaient être énoncées au début de l'audience. Après avoir entendu toutes les parties qui souhaitaient faire part de leurs points de vue, l'Office a accepté le règlement, et Trans-Nord n'a pas été tenue de participer à l'étape orale de l'audience en tant que société assujettie à la présente audience. Trans-Nord a choisi de conserver le statut d'intervenant pour le reste de l'audience.

La partie orale de l'audience comportait deux volets. Le premier volet a porté sur le RCO approprié pour une société pipelinière repère ainsi que sur la procédure simplifiée à adopter pour rajuster le taux de chaque société annuellement entre les audiences sur le coût du capital. Dans le cadre du deuxième volet, l'Office a examiné les questions liées au coût du capital qui étaient propres à chaque société, notamment la structure du capital et le rendement des actions dans les cas où une société ou un intervenant demandait un taux de RCO différent de celui de la société repère. La partie orale de l'audience a débuté à Calgary le 24 octobre 1994 et a pris fin le 20 décembre 1994, soit un total de 29 jours d'audience.

Le 1<sup>er</sup> février 1995, IPL et l'Association canadienne des producteurs pétroliers («ACPP») ont déposé conjointement une lettre demandant que l'Office retarde sa décision concernant les questions visant particulièrement IPL jusqu'à ce qu'il examine un règlement entre IPL et ses expéditeurs au sujet des droits d'IPL pour plusieurs années. C'est le 17 février, qu'IPL a soumis un règlement en ce sens.

Le 3 mars 1995, l'Office a relevé IPL de ses obligations quant à l'audience RH-2-94. En conséquence, il a dévolu au comité de l'audience RH-4-94 la discussion de toute question pertinente au coût du capital d'IPL.

Les parties sont priées de prendre note que même si l'Office a évalué tous les éléments de preuve pertinents présentés à la présente audience, il a choisi dans la présente décision de résumer la preuve et les positions des parties seulement dans la mesure nécessaire pour expliquer la façon dont ces questions précises ont été prises en compte dans le cadre du processus décisionnel.

## Chapitre 2

# Rendement du capital-actions ordinaire de la société pipelinière repère

## 2.1 Introduction

Le concept de l'utilisation d'une société pipelinière repère pour l'établissement du RCO est issu de la conférence préalable à l'audience RH-2-94. Aux fins de la présente audience, le terme «société pipelinière repère» désigne un service public hypothétique dont les risques d'investissement sont représentatifs d'une société pipelinière réglementée de haute qualité et à faible risque. L'Office entendait établir un taux de rendement approprié pour la société repère pour ensuite s'en servir comme norme aux fins du calcul du taux de RCO de toutes les sociétés faisant l'objet de l'audience.

L'Office a entendu les témoignages de six témoins-experts concernant le taux approprié de RCO pour une société repère. Même si la preuve relative à quelques aspects de cette question était plus poussée que par le passé et que certaines techniques présentées étaient plus perfectionnées, seules les méthodes des gains comparables, des flux monétaires actualisés («FMA») et de la prime de risque ont été soumises à l'examen de l'Office. Le tableau 2-1 présente un résumé des recommandations de chaque témoin-expert. Pour plus de détails sur les paramètres clés utilisés pour chaque calcul, le lecteur est prié de consulter l'annexe II.

**Tableau 2-1**  
**Résumé des recommandations relatives au taux équitable de RCO**  
(%)

	TransCanada, Westcoast, Foothills et ANG	IPL et TMPL	TQM	ACPP	Ontario et ACIG	COFI/ Methanex/ Cominco
<b>Gains comparables</b>						
résultats	11,50-12,00	12,25-12,75	11,53	s.o.	10,65-11,15	S.O.
pondération	15	25	égale	s.o.	40	S.O.
<b>Flux monétaires actualisés</b>						
taux équitable de rendement	12,25	12,50-12,90	10,81-12,56	10,33	9,40-10,75	S.O.
pondération	10	5	égale	50	20	S.O.
<b>Prime de risque</b>						
taux équitable de rendement	13,10-13,70	13,30-14,00	13,35-13,98	10,28-10,39	10,20-11,65	11,00-11,50
pondération	75	70	égale	50	40	exclusive
recommandation	13,00	13,00-13,50	13,00	10,50-11,00	10,75-11,25	11,00-11,50

## 2.2 Méthode des gains comparables

Quatre des six témoins-experts ont accordé une certaine importance aux résultats de l'analyse des gains comparables. M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane, qui représentaient TransCanada, Westcoast, Foothills et ANG, M. Morin, porte-parole de TQM, ainsi que M. Evans, représentant de IPL et TMPL, ont tous appuyé en principe l'analyse des gains comparables. Cependant, chacun de ces experts a fait état de lacunes de cette méthode et a donc accordé relativement moins de poids aux résultats ainsi obtenus. Parmi ces lacunes, il y avait les faiblesses inhérentes à l'utilisation de cette méthode, comme le fait d'utiliser des données comptables au lieu de données qui reflètent les conditions du marché. Il y avait aussi le fait qu'en raison de la récession économique et de la restructuration continue des entreprises, les sociétés industrielles canadiennes ont accusé des baisses de profits et en accuseront probablement encore, d'où le manque de fiabilité des résultats de cette analyse. M. Cannon, au nom du ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario («Ontario») et de l'Association des consommateurs industriels de gaz («ACIG»), s'est fié grandement aux résultats de l'analyse des gains comparables car, à son avis, cette méthode est la moins sensible à la volatilité des taux d'intérêt.

Les deux autres témoins-experts n'ont pas appuyé l'utilisation de cette méthode ou ne se sont pas fiés aux résultats obtenus. MM. Booth et Berkowitz, représentants de l'ACPP, n'ont pas retenu cette méthode car, selon eux, elle fournit seulement une analyse macro-économique générale du taux de RCO équitable. Ils ont également soumis que cette méthode d'analyse est très sensible aux critères de sélection des échantillons. M. Waters, représentant du Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique, de Methanex Corporation et de Cominco Ltd. («COFI/Methanex/Cominco»), s'est opposé à l'utilisation de la technique des gains comparables parce qu'à son avis, les rendements comptables ne constituent pas un fondement approprié pour le calcul du RCO requis par les investisseurs.

## 2.3 Méthode des flux monétaires actualisés

Tous les témoins, à l'exception de M. Waters, ont accordé un certain poids à la méthode des FMA. MM. Morin, Booth et Berkowitz se sont fiés davantage aux résultats de cette méthode que les autres témoins. Pour justifier sa position, M. Morin a déclaré qu'aucune méthode ne produisait une formule exclusive à toute épreuve pour le calcul du taux de rendement équitable, mais que chaque méthode fournissait des éléments de preuve utiles et facilitait l'expression d'une opinion éclairée. Même si M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane ont donné relativement peu de poids aux résultats de leur analyse des FMA, ils ont utilisé le cadre de cette méthode pour l'une de leurs deux analyses de la prime de risque de l'avoir des actionnaires.

Sans contester les fondements théoriques du modèle des FMA, plusieurs parties ont attiré l'attention de l'Office sur les limites pratiques de l'application de cette technique aux données de l'industrie et des services publics. Par exemple, M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane ont souligné la difficulté d'estimer les attentes des investisseurs quant aux taux de croissance des dividendes. M. Waters a abondé dans le même sens en affirmant qu'il était peu probable que les taux de croissance passés, tels qu'ils sont utilisés par la plupart des analystes des taux de rendement, puissent jouer un rôle important dans l'estimation du coût du capital en ce moment. M. Cannon a aussi critiqué le fait que la méthode des FMA exige qu'on se fie au cours des actions. Il a déclaré que dans certains cas, le cours des actions d'un service public peut monter ou baisser sous l'effet d'attentes ou de craintes non raisonnables et que, par conséquent, la méthode des FMA ne constitue pas un guide approprié pour l'établissement d'un taux de rendement réglementé, à son avis.



## 2.4 Méthode de la prime de risque

La plupart des témoins-experts ont retenu essentiellement les résultats de l'analyse de la prime de risque pour formuler leurs recommandations concernant le taux de RCO équitable pour 1995. Dans le cadre de leurs prévisions des taux de rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada (OLT) pour 1995, les témoins ont tenu compte des prévisions publiées des taux d'intérêt à court et à long terme pour 1995, des taux d'intérêt au comptant au Canada et aux États-Unis, de l'état des économies canadienne et américaine, de la conjoncture politique canadienne ainsi que de l'inflation et de la croissance économique prévues pour 1995 et les années subséquentes; ils se sont fiés également à leur propre jugement. Se fondant sur ces facteurs, les témoins ont proposé une fourchette de taux de rendement de 8,00 à 9,25% pour les OLT du gouvernement du Canada.

Au début de l'audience, les témoins, exception faite de M. Cannon, ont haussé de 25 à 75 points de base leurs prévisions relatives au rendement des OLT, étant donné la hausse des taux d'intérêt prévus et au comptant. Le rendement prévu par M. Cannon, soit 8,0 à 8,5 % pour 1995, était le plus bas tandis que la prévision de M. Morin, 9,25 %, était la plus élevée. Au cours de l'audience, M. Cannon a été appelé à fournir des explications sur la pertinence de retenir un rendement prévu de 8,0 à 8,5 % étant donné qu'au cours des mois précédant l'audience, les taux d'intérêt prévus et au comptant avaient affiché une hausse importante. M. Cannon a répondu que depuis le dépôt de sa preuve, aucun changement sur les marchés financiers ne saurait justifier une révision à la hausse de sa prévision du rendement des OLT. M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane, ainsi que M. Evans, ont adopté un rendement prévu de 8,5 à 9,0 % pour 1995 avec milieu de fourchette de 8,75 %, tandis que MM. Waters, Booth et Berkowitz ont retenu une fourchette de 8,25 à 8,75 %, pour un point milieu de 8,50 %.

Les estimations de la prime de risque pour l'ensemble du marché étaient de l'ordre de 3,50 à 6,90 %. Les primes de risque estimées par les experts des intervenants étaient inférieures à celles des témoins des sociétés pipelinières. Cet écart s'explique par le fait que MM. Cannon, Booth et Berkowitz ont réduit de 80 à 125 points de base leurs primes de risque historiques pour tenir compte de la prime de «pouvoir d'achat» ou prime de risque liée à l'inflation imprévue qui, à leur avis, est intégrée actuellement dans les rendements nominaux des OLT du Canada. Selon eux, les investisseurs dans les actions exigent cette prime pour tenir compte de l'inflation imprévue qui peut influencer sur leur taux de rendement ultime. M. Waters était d'accord en principe avec cette façon de procéder, mais il n'a pas effectué explicitement ce genre de rajustement. Les témoins des sociétés pipelinières ne partageaient pas ce point de vue et jugeaient que ce rajustement était superflu. Par contre, ces mêmes témoins ont tenu compte des données relatives au marché américain, ce qui a eu pour effet d'accroître leur prime de risque de marché.

Les parties n'ont guère partagé le même point de vue au sujet du risque couru par la société pipelinière repère par rapport à l'ensemble du marché. Quelques experts ont développé leurs propres facteurs et ont tenu compte d'autres facteurs de risque. D'autres ont adopté des facteurs bêta déjà publiés pour estimer le risque relatif du service public repère. Quelques experts ont appliqué des facteurs qualitatifs pour rajuster la prime de risque en fonction du risque moindre couru par les services publics. Par conséquent, le risque de la société pipelinière repère a été estimé se situer entre 45 et 70 % de celui de l'ensemble du marché.

Quelques parties ont présenté des éléments de preuve pour justifier qu'on rajuste le coût minimum des actions de manière à assurer une certaine marge de manoeuvre financière. Parmi les raisons invoquées à l'appui, il y avait les frais d'émission directs, la pression boursière et les creux du marché. Le rajustement recommandé à ce titre s'échelonnait de 20 à 125 points de base. Par contre, quelques témoins ont fait valoir qu'il n'y avait pas lieu de faire un rajustement explicite.

## 2.5 Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que la récession économique de 1990-1991 et la restructuration continue des entreprises au Canada peuvent avoir des effets négatifs sur la rentabilité des entreprises. Il s'ensuit que l'analyse des gains comparables peut donner actuellement des résultats qui ne constituent pas un fondement approprié pour l'estimation du rendement équitable pour le capital-actions de la société pipelinière repère pour 1995. L'Office juge que dans une conjoncture économique différente, les résultats de cette méthode peuvent être plus utiles; à ce moment-ci, il accorde peu de poids aux résultats de cette analyse.

L'Office convient que la méthode des FMA repose sur des principes solides, mais son utilité est limitée en raison de certaines difficultés d'ordre pratique. L'Office partage l'opinion de ceux qui ont souligné la difficulté d'estimer le taux de croissance des dividendes auxquels les investisseurs s'attendent dans le climat financier récent et actuel. L'Office fait remarquer que MM. Booth et Berkowitz semblent avoir abordé avec beaucoup de minutie les problèmes d'ordre pratique associés à cette méthode. Nonobstant leur diligence et l'exhaustivité de leur analyse, l'Office a accordé peu d'importance à leurs résultats dans le cadre de la présente instance, en raison des préoccupations liées à l'absence de méthodes pour mesurer de manière objective les attentes des investisseurs quant à la croissance des dividendes.

Étant donné les problèmes associés à l'application des méthodes des gains comparables et des FMA en ce moment, l'Office a décidé d'accorder prépondérance à l'analyse de la prime de risque. Pour déterminer un taux de rendement approprié des OLT du gouvernement du Canada pour 1995, l'Office a tenu compte des taux d'intérêt au comptant à court et à moyen terme, ainsi que des prévisions des taux d'intérêt publiées récemment pour 1995. En outre, l'Office est d'avis que les craintes inflationnistes aux États-Unis sont susceptibles de faire hausser les taux d'intérêt dans ce pays, ce qui risque, par ricochet, de faire grimper les taux d'intérêt au Canada. Par conséquent, l'Office juge que les taux d'intérêt au Canada en 1995 ne chuteront peut-être pas aux niveaux que certaines parties ont prévu dans le cadre de la présente audience. Ces facteurs ont amené l'Office à retenir l'extrémité supérieure de la fourchette recommandée de taux de rendement prévus des OLT du gouvernement du Canada pour 1995, soit 9,25 %.

L'Office juge que la prime de risque pour l'ensemble du marché est de l'ordre de 450 à 500 points de base. Pour tirer cette conclusion, l'Office accorde une certaine importance au concept du risque lié au pouvoir d'achat ou risque lié à l'inflation imprévue, mais il reconnaît que ce facteur n'est pas quantifié. L'Office donne relativement moins de poids aux données relatives à la prime de capital-risque aux États-Unis qu'aux données équivalentes pour le Canada. Après avoir tenu compte du risque moindre couru par la société repère et ajouté une provision modeste pour la marge de manoeuvre financière (qui comprend les frais d'émission), l'Office estime qu'une prime raisonnable globale pour la société repère serait de 300 points de base. Si l'on additionne à cette prime le taux de rendement des OLT de 9,25 %, l'Office juge que le taux approprié de RCO de la société pipelinière repère est 12,25 %.

L'Office juge que le taux de RCO établi pour la société pipelinière repère vaut également pour l'ensemble des sociétés faisant l'objet de la présente audience. L'Office est au fait du lien qui existe entre le RCO et les structures du capital des sociétés pipelinières, et il a déterminé que pour tenir compte des différences de risque entre les sociétés, il vaut mieux redresser les ratios du capital-actions ordinaire que rajuster le RCO de la société repère pour tenir compte de la situation de chaque société.

## **Décision**

**Pour l'année d'essai 1995, l'Office approuve un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25% pour chaque société qui a présenté une demande et qui n'a pas été exemptée de participer à la présente audience.**

## Chapitre 3

# Structure du capital

---

### 3.1 Introduction

Le tableau 3.1 présente un résumé des structures existantes, demandées et recommandées du capital des sociétés.

**Tableau 3-1**  
**Ratios du capital-actions ordinaire des pipelines**  
**ratios existants, demandés et recommandés par les intervenants**

	TransCanada	Westcoast	Foothills	ANG	TQM	IPL	TMPL
<b>existant</b>							
ordinaire	30 %	35 %	28 %	30 %	25 %	45 %	47,5 %
privilegié	9,13%	2,28%	-	-	-	-	-
<b>demandé</b>							
ordinaire	30 %	35 %	30- 35 %	35 %	35 %	45-50 %	50 %
privilegié	9,96 %	1,61 %	-	-	-	-	-
<b>recommandé par les intervenants (ordinaire)</b>							
ACPP	28 %	30 %	25 %	25 %	25 %	32 %	35 %
COFI/Methanex/Cominco	s.o.	25-28 %	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Ontario	27 %	35 %	28 %	30 %	24 %	s.o.	s.o.
ACIG	27 %	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
ÉA	28 %	30 %	25 %	30 %	25 %	32 %	35 %
Québec	30 %	s.o.	s.o.	s.o.	25 %	s.o.	s.o.

La preuve relative à la structure appropriée du capital, qui a été déposée par les sociétés pipelinières faisant l'objet de la présente audience ainsi que par les intervenants, répondait aux exigences de dépôt de l'Office. L'analyse a été axée sur les divers aspects du risque d'affaires, sur le bien-fondé d'une marge de manoeuvre financière et sur la question de l'interfinancement.

## **3.2 Points de vue des sociétés pipelinères**

### **3.2.1 Sociétés exploitant un gazoduc**

La preuve déposée par les sociétés exploitant un gazoduc reflétait un consensus au sujet de l'abondance des ressources en gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien («BSOC») et du fait que ce dernier s'avérera un bassin d'approvisionnement prolifique bien après le tournant du siècle prochain. Les sociétés exploitant un gazoduc ont reconnu que ces dernières années, les risques sur le plan de l'approvisionnement n'ont pas représenté un facteur important. Cependant, certaines sociétés étaient d'avis que l'existence de cette ressource abondante ne signifie pas nécessairement que cet approvisionnement potentiel leur sera confié. Toute évaluation du profil de risques, selon elles, doit tenir compte de la possibilité de changements fondamentaux défavorables sur les plans de la politique, de la réglementation et de la tarification, ainsi que des effets potentiellement négatifs sur la disponibilité du gaz et l'accès à l'approvisionnement.

Les sociétés exploitant un gazoduc étaient aussi généralement d'avis que les réductions récentes du ratio réserves-production («ratio R-P») ne signalent pas une pénurie imminente; elles traduisent plutôt le fait que les producteurs ne sont plus tenus de garder des stocks excessifs. Dans la même veine, TransCanada a affirmé que, suite à la baisse de l'indice de vie des réserves, le coût du gaz de remplacement approche le coût de l'offre (cycle complet), ce qui risque d'éliminer l'avantage concurrentiel des producteurs canadiens sur la plupart des producteurs américains. Westcoast a ajouté qu'à lui seul, l'avantage sur le plan du coût de l'offre ne garantit pas une position prédominante sur le marché car le gaz canadien est désavantagé au niveau du coût de transport vers la plupart des marchés américains.

#### **TransCanada**

TransCanada a indiqué que, même si son risque lié au marché est relativement bas à l'heure actuelle, il continue de croître. Elle a fait valoir que les facteurs qui contribuent à l'accroissement de ce risque sont : les pressions concurrentielles croissantes auxquelles ses expéditeurs et elle font face, sa politique de renouvellement, la déréglementation des prix du gaz et l'accès libre aux réseaux de transport.

TransCanada a indiqué que les marchés canadien et américain sont de plus en plus intégrés et concurrentiels. TransCanada a fait remarquer qu'elle ne peut plus être considérée comme étant un monopole pour ce qui est des livraisons sur les marchés de l'Est canadien depuis qu'elle fait face à la concurrence croissante d'autres gazoducs et d'autres approvisionnements, y compris le gaz d'origine américaine. TransCanada a souligné que les distributeurs diversifient leurs portefeuilles d'approvisionnement en gaz pour inclure, dans certains cas, jusqu'à 30 % de gaz en provenance des États-Unis; en outre, ces distributeurs proposent la construction de nouvelles installations pipelinères pour raccorder leurs franchises aux installations d'approvisionnement et d'entreposage des États-Unis.

TransCanada a soutenu que, sur ses marchés à l'exportation, qui représentaient 22 % des livraisons totales en 1985 contre environ 50 % en 1994, les sociétés pipelinères américaines perçoivent des droits de service garanti qui sont moins élevés et que ces sociétés peuvent encore les abaisser. En outre, le développement d'un marché secondaire pour la capacité pipelinère aux États-Unis se traduira par une concurrence plus vive pour les sociétés pipelinères canadiennes et les exportateurs de gaz canadien. TransCanada a fait remarquer que, dans le Nord-Est des États-Unis, elle assume le risque de livrer du gaz à un marché de production d'électricité qui fait face aux risques associés à un excédent de capacité de production, à l'acheminement en transit de l'électricité aux fins de vente au détail et au

rachat des contrats d'achat de puissance par les services publics d'électricité, avec suppression ou assouplissement des modalités de prise obligatoire.

En outre, TransCanada a fait remarquer que, même si les distributeurs américains ont diversifié leurs portefeuilles d'approvisionnement en délaissant les fournisseurs américains traditionnels au profit de l'importation de gaz d'origine canadienne, ces diversifications sont presque terminées, et il y a moins d'intérêt à livrer concurrence aux fournisseurs américains (intérêt moindre à l'égard des importations de gaz canadien).

TransCanada a indiqué que la compétitivité des exportations de gaz canadien est mise en péril par des activités de réglementation telles que l'imposition de droits supplémentaires, l'interdiction par la California Public Utilities Commission («CPUC») du passage d'un régime tarifaire à l'autre sur les réseaux de Pacific Gas Transmission («PGT») et de Pacific Gas & Electric («PG&E»), et les subventions à la mise en valeur du gaz de filons houillers. TransCanada a indiqué que la mise en application de l'ordonnance 636 de la Federal Energy Regulatory Commission («FERC»), signifie que ses contrats de transport avec des pipelines américains financièrement fiables ont été remplacés par de nombreux contrats avec des expéditeurs qui ne sont pas nécessairement aussi solvables, ce qui l'expose à plus de risque.

TransCanada a fait remarquer que, sur les marchés intérieurs et de l'exportation, elle fait face à la concurrence accrue des combustibles de rechange, notamment le mazout dans les installations de chauffage bi-énergie, quand le prix de ces combustibles est inférieur au prix du gaz (compte tenu du pouvoir calorifique).

TransCanada a souligné qu'en vertu de sa politique actuelle de renouvellement, ses expéditeurs ont le droit de reconduire à perpétuité leurs contrats de service qui expirent et ce, pour une durée minimale d'un an moyennant un avis de six mois. TransCanada a soutenu que cette politique minimise les risques financiers de ses expéditeurs et leur garantit l'accès à un service de longue durée, mais elle accroît le risque de sous-utilisation de la capacité pipelinrière de la société ainsi que le risque de non-recouvrement intégral des coûts, ce qui pourrait se traduire par une hausse des droits perçus auprès des autres expéditeurs et nuire à la position concurrentielle de la société. TransCanada prévoit que la durée moyenne des contrats de transport garanti passera de huit ans en 1994 à quatre ans en l'an 2000.

TransCanada a soutenu que, contrairement à de nombreux gazoducs américains, elle puise son gaz dans un seul bassin étant donné que les bassins des régions pionnières devraient demeurer hors de portée économique. Même si TransCanada compte sur le BSOC, ce bassin ne lui est pas réservé exclusivement, ce qui pose un certain risque. En outre, la perception qui en découle, à savoir que le gaz canadien ne serait pas une source fiable, peut représenter un risque supplémentaire pour TransCanada.

TransCanada a indiqué qu'à son avis, la méthode de réglementation de l'Office est équitable, notamment en ce qui touche les comptes de report. TransCanada croit que son risque actuel sur le plan de la réglementation est acceptable, mais elle juge que cette audience thématique accroît son risque car l'Office peut lui imposer, pour plusieurs années, un RCO qu'elle juge inapproprié. TransCanada estime que l'intérêt qu'offrent d'autres formules de réglementation (réglementation incitative), l'absence de politique définitive sur la récupération négative ainsi que la contestation constante de son utilisation des comptes de report l'exposent à un risque accru sur le plan réglementaire.

TransCanada considère l'Accord de libre-échange («ALÉ») entre le Canada et les États-Unis et l'Accord de libre-échange nord-américain («ALÉNA») comme des événements qui devraient consolider l'environnement concurrentiel sur le marché nord-américain de l'énergie. Cependant, TransCanada a fait valoir que même si ces accords visent à contrer les forces protectionnistes, au Canada comme aux États-Unis, et l'intervention fédérale dans l'établissement de prix concurrentiels, les contraintes imposées par les organismes de réglementation des états américains peuvent nuire à la compétitivité des exportations canadiennes. TransCanada a indiqué que même si ces accords donnent une meilleure garantie que les marchés américains demeureront libres, ils offrent également aux sociétés pipelinères américaines des possibilités illimitées de livrer concurrence sur les marchés de l'Est canadien, ce qui accroît les risques de TransCanada.

M. Lackenbauer, porte-parole de TransCanada, a indiqué qu'il est de la plus haute importance que TransCanada maintienne une cote de solvabilité de catégorie A pour financer son programme d'immobilisations à des conditions raisonnables. Les besoins courants en financement des activités de transport de la société, et la mesure dans laquelle ses titres sont déjà largement détenus par la quasi-totalité des grandes institutions au Canada, signifieraient qu'une cote de solvabilité inférieure à A se traduirait immédiatement par une hausse appréciable du coût du capital de la société.

M. Lackenbauer a affirmé que nombre d'investisseurs institutionnels canadiens ne peuvent simplement pas acheter une dette assortie d'une cote inférieure à A. Quant à ceux qui peuvent acheter une dette cotée BBB, leur capacité de le faire est sensiblement moindre que dans le cas d'une dette de catégorie A ou de catégorie supérieure.

TransCanada a insisté sur l'importance de maintenir sa marge de manoeuvre de financement au moyen d'une structure idéale de capital, laquelle, à son avis, est composée de 60 % de dette, de 30 % d'actions ordinaires et de 10 % d'actions privilégiées. TransCanada a reconnu que le capital-actions privilégié constitue une forme de financement plus chère que la dette. Cependant, elle a laissé entendre que le remplacement des actions privilégiées par du capital d'emprunt est inacceptable.

M. Lackenbauer a affirmé que sur les marchés financiers, on a l'impression que les risques d'affaires de TransCanada n'ont pas diminué ces dernières années. Par conséquent, toute baisse du ratio présumé du capital-actions ordinaire de TransCanada, étant donné la structure actuelle du capital consolidé qui contient suffisamment d'actions ordinaires pour éviter l'interfinancement des activités, serait considérée comme une dérogation aux principes que l'Office a appliqués fidèlement dans le cadre de ses activités de réglementation. Dans l'optique des marchés, si le ratio du capital-actions ordinaire était abaissé à ce moment-ci, cela serait considéré comme un cas flagrant de «piégeage» des investisseurs.

M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane estiment que la structure financière actuelle de TransCanada est presque sous-optimale. À leur avis, un capital-actions ordinaire représentant 30 % du capital global constitue un minimum absolu, compte tenu des risques d'affaires croissants de la société. En outre, l'accès aux marchés de capitaux serait plus difficile si la cote de solvabilité était abaissée.

## **Westcoast**

Westcoast a déclaré que les risques d'ordre opérationnel et matériel représentaient les facteurs négatifs les plus importants dans son profil global de risques. En outre, Westcoast a affirmé que toute évaluation de ses risques d'affaires doit tenir compte notamment du fait que plus de la moitié de sa base tarifaire est investie dans les installations de transport et de traitement du gaz brut. Les risques liés à la propriété et à l'exploitation de ces installations, notamment ceux d'ordre opérationnel et matériel, ainsi que ceux liés aux prévisions et à l'approvisionnement, sont nettement plus grands que ceux liés à la propriété et à l'exploitation d'installations de transport de gaz résiduel seulement.

Westcoast a fait remarquer qu'elle est exposée à un risque accru pour plusieurs raisons, y compris un système de protection de l'environnement plus rigoureux qui touche l'exploitation et la production du gaz; la construction et l'exploitation de ses installations pipelinières et les installations de traitement; et la consommation d'hydrocarbures. En outre, Westcoast a fait valoir que récemment, le gouvernement de la C.-B. a décrété que certains secteurs des zones d'approvisionnement de Westcoast étaient susceptibles d'être désignés «réserves naturelles». Si toutes ces zones devenaient des régions sauvages, de 5 à 15 10<sup>12</sup>pi<sup>3</sup> de gaz non découvert commercialisable deviendraient inaccessibles.

Westcoast a indiqué que ses risques d'ordre réglementaire et politique les plus importants tiennent au fait que plus de la moitié des produits qu'elle transporte sont destinés au marché d'exportation. Selon Westcoast, les gouvernements fédéral et étatiques des États-Unis ainsi que les organismes de réglementation américains prendront des décisions qui seront avantageuses pour les États-Unis, mais pas nécessairement pour le Canada et Westcoast.

Westcoast a indiqué que son marché d'exportation présente plus de risques que son marché intérieur en raison de la concurrence plus vive qui s'y exerce entre les gaz de diverses origines. Westcoast a expliqué que la concurrence est forte parce que le marché d'exportation a accès au gaz en provenance des bassins Rocky Mountain et San Juan par le réseau de Northwest Pipeline, ainsi qu'un accès accru au gaz d'origine albertaine, par le réseau de PGT. Westcoast a soutenu que la capacité excédentaire chronique des réseaux desservant la Californie accroîtra la concurrence dans la région américaine du Nord-Ouest du Pacifique. En outre, Westcoast a affirmé que, dans cette région, la concurrence faite par les autres combustibles, et notamment le mazout, sera encore plus forte si les cours mondiaux du pétrole demeurent à leur niveau faible actuel.

Sur son marché intérieur, Westcoast est exposée à la concurrence accrue d'autres sources d'approvisionnement et d'autres exploitants qui fournissent des services de collecte et de transport directement aux producteurs. Westcoast a fait remarquer que BC Gas Utility Ltd. («BC Gas») continue ses efforts de diversification de son portefeuille d'approvisionnement en gaz en comptant davantage sur le gaz en provenance de l'Alberta et des États-Unis, contournant ainsi les installations de transport et de traitement du gaz brut de Westcoast et, en partie, ses canalisations principales.

Westcoast a indiqué qu'environ le tiers des contrats actuels de transport garanti à destination du point d'exportation de Huntingdon expirent en 1996, et un autre tiers, en 1997. Westcoast a indiqué qu'en vertu des dispositions de son tarif sur le renouvellement automatique, les expéditeurs peuvent reconduire leurs contrats à perpétuité tandis que le risque de non-renouvellement est assumé par les autres expéditeurs et Westcoast. Westcoast a souligné que, compte tenu des taux actuels de dépréciation, la durée économique moyenne de ses biens d'équipement est d'environ 45 ans. Westcoast a affirmé que, si elle ne passe pas de contrats de service de longue durée avec des expéditeurs solvables, elle risque à long terme de ne pas recouvrer son coût du service faute de marchés. Cependant, Westcoast s'attend à ce que la plupart de ses contrats de service de transport soient reconduits, à moins d'une évolution défavorable de la conjoncture économique, ainsi que du contexte politique et réglementaire.

Westcoast a déclaré que ses risques d'affaires globaux sont plus élevés que ceux de TransCanada, surtout en raison des risques d'exploitation liés aux différences matérielles entre les deux réseaux et au manque de diversité de ses marchés.

Westcoast a déclaré que la pertinence du ratio du capital-actions ordinaire de 35 %, et de la structure du capital qui en découle, peut être évaluée en tenant compte du fait qu'elle a obtenu des capitaux à des conditions raisonnables. Westcoast a laissé entendre que les bonnes dispositions des investisseurs



montrent que le ratio du capital-actions ordinaire présumé et la structure du capital qui en résulte sont appropriés. De l'avis de M. Sherwin, le ratio présumé de 35 %, que l'Office a approuvé pour la première fois en novembre 1980 et a confirmé en avril 1994, constitue encore le minimum acceptable pour les activités réglementées de la société.

Westcoast juge que les actions privilégiées devraient demeurer dans la structure du capital jusqu'à ce qu'elles soient rachetées ou encaissées. Elle a indiqué qu'il est peu probable qu'elle affecte d'autres actions privilégiées à ses activités réglementées en raison de la nature hybride de ces instruments financiers et de sa position fiscale.

En ce qui touche l'interfinancement et le montant réel du capital-actions disponible pour financer les activités non réglementées par l'Office, Westcoast a laissé entendre qu'il n'y a pas lieu de s'inquiéter. En raison de la nature de ses activités commerciales et de sa structure, les états financiers consolidés ne reflètent pas fidèlement les réalités économiques et financière sous-tendant ses activités globales et sa situation financière. Les états financiers non consolidés, qui reflètent l'investissement de Westcoast dans les filiales ainsi que la dette dont Westcoast est responsable, traduisent mieux ses obligations économiques et légales. Par conséquent, Westcoast conclut que ses autres investissements ne sont pas financés par les activités réglementées par l'Office.

### **Foothills**

Foothills a déclaré que 90 % des volumes de gaz acheminés par son réseau sont livrés à des marchés hautement concurrentiels : Midwest, Nord-Ouest du Pacifique et Californie.

Foothills a fait remarquer que ses marchés d'exportation sont des marchés à court terme ou au comptant et sont soumis à la concurrence d'autres sources de gaz, d'autres combustibles et d'autres sociétés pipelinières. Foothills a indiqué également que ses expéditeurs peuvent difficilement dépasser ses marchés, notamment le Midwest, parce que les droits perçus par la société sont relativement élevés et que la livraison du gaz par une série d'autres gazoducs est complexe.

Foothills a indiqué que, sur le marché du Midwest, on ne devrait pas utiliser plus de 60 % de la capacité pipelinière totale au cours des trois à cinq prochaines années, en raison de la croissance relativement faible de la demande, qui a pour effet de faire chuter les prix et d'accroître la concurrence. Quant au marché californien, Foothills a laissé entendre que ses expéditeurs seront encore exposés aux risques liés à un excédent de capacité pipelinière et aux faibles facteurs de charge des pipelines concurrents desservant ce marché.

Foothills a indiqué qu'elle est exposée au risque lié au fait que 82 % de ses contrats de transport garanti expirent entre 2001 et 2004. Pour l'ensemble de son réseau, ces contrats visent seulement 36 % de l'investissement restant de la société. Selon le tarif de Foothills, les expéditeurs peuvent les reconduire automatiquement pour une durée d'un an, sur préavis de six mois. Foothills a fait valoir que ces contrats ne devraient pas être considérés comme des contrats à long terme puisque la durée de vie utile de ses installations est de 33 ans. Foothills a également soutenu que, parce que les contrats de courte durée sont en faveur, elle n'a aucune garantie que ses expéditeurs continueront de desservir les marchés mentionnés précédemment, à moyen et à long terme.

Foothills a affirmé que malgré l'abondance des ressources du BSOC, elle est exposée au risque à long terme lié à l'offre de gaz. Selon Foothills, dans un marché déréglementé, ce sont les sociétés dont les marchés sont les plus rentables et les coûts les plus bas qui réussiront à garder leurs approvisionnements en gaz.

Foothills a déclaré que, parce qu'elle mise fortement sur les marchés d'exportation, elle est exposée à un risque élevé sur le plan politique et réglementaire. À titre d'exemple, elle a fait état du contrat de vente de gaz passé entre Pan-Alberta Gas Ltd. («Pan-Alberta») et Pacific Interstate Transmission Company («PITCO»). L'intervention de la CPUC a abouti à la restructuration de ce contrat, ce qui pourrait beaucoup diminuer les volumes contractuels vendus à PITCO.

Foothills a indiqué que sur le plan du marché, son risque est supérieur à celui de TransCanada. En particulier, Foothills a fait remarquer que ses contrats de vente à long terme à l'appui de ses contrats de transport sont moins nombreux que ceux de TransCanada et qu'elle est essentiellement un pipeline d'exportation. Foothills croit que sur ses marchés du Midwest et de la Californie, elle fait face à une concurrence plus forte entre pipelines et entre sources de gaz que TransCanada sur ses marchés du Nord-Est américain. Foothills a fait remarquer que ses coûts de transport relativement élevés la rendent moins concurrentielle que les autres gazoducs desservant ce marché. Elle a ajouté que son niveau de risque est supérieur à celui de TransCanada du fait qu'elle exploite une canalisation simple.

Foothills a souligné le fait que diverses ordonnances de la FERC, notamment l'ordonnance 636, ont entraîné la restructuration et la renégociation des contrats initiaux étayant le financement des installations devancées et que, par conséquent, elle ne dispose plus du soutien initial du crédit important.

Parce qu'elle a besoin d'un financement externe, Foothills a soutenu qu'elle doit pouvoir financer ses opérations sur les marchés financiers de façon à ne pas être soumise aux exigences et aux contraintes liées au financement par des banques commerciales. En outre, Foothills a laissé entendre qu'à l'instar d'autres sociétés, elle devrait pouvoir financer ses investissements dans ses opérations pipelinaires avec des prêts à long terme. Son profil de risques, qui se reflète dans les nombreuses restructurations de contrats, l'a empêchée jusqu'à maintenant de refinancer sa dette bancaire sur le marché canadien des obligations.

M<sup>me</sup> McLeod, porte-parole de Foothills, a affirmé que les marchés de crédit imposent des normes d'intégrité financière à tous les emprunteurs. Au Canada, la norme est, d'après elle, l'équivalent d'une cote de solvabilité égale ou supérieure à A attribuée par la Société canadienne d'évaluation du crédit («SCÉC») et la Dominion Bond Rating Service Limited («DBRS»).

## ANG

ANG a affirmé que le marché et la réglementation représentent les deux principaux volets de ses risques d'affaires. Tout compte fait, le manque de diversité de ses marchés, ainsi que les risques élevés que présente le marché californien, sur le plan de la concurrence et de la réglementation, font que ses risques d'affaires sont plus élevés que ceux de TransCanada.

ANG a indiqué que 5 % des produits qu'elle transporte sont destinés au marché intérieur de la C.-B. tandis que le reste est acheminé aux marchés d'exportation, principalement la Californie (80 %) et le Nord-Ouest du Pacifique (15 %). ANG a fait remarquer que, même si ces marchés d'exportation ont affiché une croissance ces dernières années, les exportateurs sont exposés à une concurrence plus vive entre les différentes sources de gaz et à la concurrence plus forte des autres combustibles, et ils doivent composer avec les effets d'une nouvelle législation en matière de protection de l'environnement, et la disponibilité de l'hydroélectricité.

La capacité excédentaire sur les marchés d'exportation d'ANG est estimée à 300 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j dans le Nord-Ouest du Pacifique et à 1 700 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/j en Californie. ANG a ajouté que, même si le droit combiné

d'ANG et de PGT est concurrentiel, les sociétés américaines ont abaissé leurs tarifs pour maintenir leur niveau de débit et supporter des facteurs de charge élevés.

ANG a indiqué que, suite au démantèlement des filiales et à la restructuration des contrats entre Alberta & Southern Gas Company («A&S») et PG&E, certains des contrats de transport détenus par A&S ont été cédés à d'autres. Cependant, la majeure partie de cette capacité n'a pas encore été attribuée ou est sous-utilisée.

ANG a fait remarquer que ses contrats de transport garanti, qui étaient étayés par des contrats de vente de gaz à long terme passés avec des acheteurs très sûrs (90 % des expéditions d'ANG étaient destinées à A&S qui les vendait à PG&E), sont maintenant appuyés par des expéditeurs et des acheteurs de gaz qui sont moins solvables et qui n'ont pas de contrats d'approvisionnement et de vente à long terme. ANG a ajouté que le nombre d'expéditeurs sur son réseau est passé de trois à 38 par suite de la restructuration des contrats d'A&S et de l'agrandissement du réseau d'ANG en 1993. ANG a conclu qu'en raison de cette restructuration, il est moins certain que ses installations seront utilisées et que les frais liés à la demande connexes seront payés.

ANG a soutenu que ses autres activités interfinancent ses activités pipelinières. Elle a affirmé que les payeurs de droits profitent de la cote de solvabilité consolidée de la société sans toutefois assumer le coût lié à une structure du capital qui aurait permis à la société d'obtenir le même coût de la dette de façon indépendante. ANG a réalisé un financement de 110 millions de dollars en émettant des débetures non garanties de 10 ans à un taux supérieur de 105 points de base à celui des obligations du Canada. Sur une base indépendante, à un ratio d'endettement de 70 % et un ratio de couverture d'intérêt inférieur de beaucoup à 35 %, le coût de la dette assumé par ANG n'aurait probablement pas été inférieur au coût qu'aurait assumé un service public doté d'une cote BBB, ou l'écart par rapport aux obligations du Canada aurait été de 125 à 150 points. ANG a soutenu que sa structure du capital devrait être modifiée pour tenir compte de son profil de risques d'affaires, de l'ampleur de ses opérations et de sa situation fiscale. ainsi que des questions liées à la couverture d'intérêt sur une base indépendante à défaut de quoi, à son avis, cela reviendrait à avaliser un interfinancement inversé.

ANG a fait remarquer que la structure du capital de TransCanada est constituée d'actions privilégiées dans une proportion d'environ 10 % de sorte que sa composante «capital-actions» dépasse le ratio de 30 % présumé par l'Office.

## **TQM**

M. Morin a affirmé que les deux facteurs importants qui touchent la viabilité de TQM sont le risque politique accru et la concurrence plus vive livrée par les autres sources d'énergie.

TQM a fait remarquer qu'elle dessert un territoire relativement peu diversifié, où les possibilités d'expansion sont limitées, où la concurrence du mazout et de l'électricité est très forte, et où la base de consommateurs industriels est volatile. TQM a estimé qu'environ  $28,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$  de gaz, ou 25 % de son débit actuel, pourraient être remplacés par le mazout et l'électricité. TQM, qui fournit plus la moitié du gaz consommé au Québec, a indiqué que récemment, son débit a été plus faible en raison de la situation économique difficile et de la hausse du prix du gaz par rapport à celui du pétrole.

TQM a déclaré que ses recettes futures seront largement tributaires des ventes de La Société en commandite Gaz Métropolitain («Gaz Métropolitain») qui sont concentrées chez les gros consommateurs industriels dont les activités sont basées sur les ressources naturelles et les produits de base, à savoir les métaux, les pâtes et papiers, les produits chimiques et les produits manufacturés.

TQM a fait remarquer que ces industries ont subi les contrecoups des fermetures et des compressions d'effectifs des usines et ont été plus sensibles aux prix élevés du gaz liés à des droits de transport élevés sur les réseaux de TransCanada et de TQM.

TQM a affirmé que, parce que le marché québécois est le plus éloigné des approvisionnements albertains, ce marché recherche d'autres sources d'approvisionnement en gaz et, par conséquent, d'autres itinéraires d'acheminement.

Tout en reconnaissant qu'elle jouit généralement d'un traitement équitable et raisonnable, sur le plan de la réglementation, et que son risque à cet égard est donc jugé moyen, TQM a indiqué que ce risque a augmenté par suite de la déréglementation (par exemple, la déréglementation des prix du gaz) et de la concurrence plus vive qui s'exerce dans le secteur du transport et de la distribution du gaz.

TQM a indiqué que l'incertitude politique et constitutionnelle au Québec ajoute à son risque d'investissement. TQM a soutenu que la séparation du Québec pourrait signifier la fin de la compétence de l'Office à son égard et que des pressions croissantes pourraient être exercées en vue du non-respect des décisions précédentes de l'Office relativement à ses droits.

M. Morin a affirmé qu'il est important que le ratio du capital-actions ordinaire de TQM soit haussé par rapport à son niveau «anéémique» actuel, 25 %, afin de préserver la marge de manoeuvre de la société pour l'obtention de capitaux de financement à des conditions favorables. M. Morin estime qu'un ratio de 35 % refléterait mieux le risque de la société et serait plus avantageux à long terme, pour la société et pour ses payeurs de droits.

Si l'on tient compte de la cote de solvabilité, de l'ampleur des opérations, de la couverture d'intérêt, du ratio du capital-actions ordinaire, ainsi que de la croissance de la base tarifaire des deux sociétés, les risques d'affaires globaux de TQM sont plus élevés que ceux de TransCanada.

### **3.2.2 Sociétés exploitant un oléoduc**

M. Evans a indiqué que l'Office ne devrait pas adopter la théorie des risques d'affaires de l'ACPP parce que les risques liés à la construction et à l'exploitation des installations pipelinières doivent être assumés par les personnes qui ont financé les installations et dont les capitaux sont exposés au risque de non-recouvrement des coûts ou à des taux de rendement non compensatoires. M. Evans a déclaré que les décisions des participants du marché de capitaux ne concordent pas avec la théorie voulant que les risques des sociétés pipelinières soient contournés ou entièrement supprimés.

M. Evans a indiqué que l'ACPP a recommandé des baisses importantes des ratios du capital-actions ordinaire d'IPL et de TMPL, ce qui aurait pour effet d'accroître grandement les risques financiers auxquels ces exploitants sont exposés et de hausser les taux de RCO exigés par les investisseurs.

Les sociétés ont exprimé un point de vue prudent sur les réserves de pétrole et les perspectives de l'offre. TMPL a prétendu que les canalisations de pétrole brut font face à l'épuisement inévitable à long terme des réserves restantes de pétrole classique du BSOC. Selon TMPL, cette baisse sera compensée en partie seulement par la production accrue de pétrole synthétique et de bitume à coût élevé. Dans la même veine, IPL a fait observer que ses risques d'approvisionnement sont plus élevés maintenant que dans les années 1980, surtout en raison de la diminution des réserves de pétrole classique dans le BSOC.

## **IPL**

IPL a fait état de ses principaux risques sur le plan des marchés, à savoir les options de transport offertes sur les marchés d'origine et de destination, la rationalisation des raffineries, l'activité économique, les économies d'énergie, les autres formes d'énergie concurrentielles et les sources d'hydrocarbures de remplacement.

IPL a déclaré que dans les provinces des Prairies, qui comptent pour 13 % de ses livraisons totales, la concurrence est faible. Tous les autres grands centres qu'elle dessert, exception faite de l'Ontario et de Buffalo, reçoivent du pétrole brut d'autres sociétés. Sur la plupart de ces marchés, la capacité de livraison des pipelines excède maintenant la demande. La part des livraisons d'IPL a chuté de façon appréciable au cours des 14 dernières années, notamment à Montréal, à Détroit et à Toledo. À Buffalo, la part du marché du pétrole brut détenue par IPL est encore de 100 %, mais la taille de ce marché a chuté de 60 % en raison des livraisons de produits raffinés. Sur tous les marchés de destination d'IPL, la possibilité d'accroissement de la capacité pipelinière d'autres sources menace les livraisons futures de la société. Selon IPL, cette menace se traduit par un accroissement des risques sur le plan de la concurrence.

IPL craint de ne pouvoir, un jour, compenser par la majoration de ses tarifs, les pertes de revenu liées à la baisse de son débit. IPL s'est efforcée de refléter ce risque dans son étude de dépréciation mais, à son avis, d'autres prévisions indiquent que l'offre sera inférieure de beaucoup à celle qu'elle a tenu pour acquise en estimant que la date de troncature sera 2020. IPL a également contesté son statut présumé de monopole en affirmant qu'elle compte pour seulement 75 % des exportations totales de pétrole brut du BSOC et que d'autres sociétés livrent du pétrole brut de l'Ouest canadien aux marchés américains, telles que TMPL, Rangeland Pipeline Company, Wascana Pipeline Incorporated).

IPL a défini trois facteurs liés aux risques d'approvisionnement, à savoir les risques liés aux prévisions relatives à la production, la baisse de la production à long terme et les modifications touchant les catégories de produits.

IPL a déclaré être exposée à un risque d'ordre politique en raison du fait que ses exportateurs misent sur les ventes à l'exportation de pétrole brut aux marchés du Midwest. Ce risque découle de l'intervention potentielle du gouvernement dans l'offre et la demande de pétrole brut, tant au pays qu'à l'échelle internationale.

Parce que le régime de réglementation réagit lentement, IPL peut enregistrer un recouvrement excessif ou incomplet de ses coûts et de son taux de rendement autorisé. Elle a expliqué que sa capacité de rajuster les droits en présentant une demande de catégorie 1, 2 ou 3, ou selon le mécanisme de déclenchement de 2 %, n'élimine pas tous les risques parce que les droits rajustés sont fondés sur une nouvelle prévision du débit et des coûts. IPL est d'avis que cette méthode de réglementation ne réduit pas beaucoup l'incertitude entourant les prévisions sur le débit et les coûts.

Quant à la question de l'interfinancement, IPL a soutenu que le capital-actions ordinaire disponible pour financer ses activités réglementées par l'Office reflète la valeur réelle en dollars du capital-actions ordinaire investi et non une affectation d'une partie des avoirs en actions d'une entreprise consolidée.

IPL a demandé à l'Office d'approuver une fourchette de ratios de capital-actions ordinaire de 45 à 50 %, dans laquelle son ratio réel fluctuerait pendant les années où son taux de rendement et sa structure ne feraient pas l'objet d'examen détaillés. M. Evans a déclaré que cette fourchette correspond aux risques d'affaires auxquels IPL est exposée.

## TMPL

TMPL a indiqué que ses risques d'affaires se sont accrus depuis les années 1980 et qu'ils sont supérieurs à ceux des sociétés exploitant un gazoduc et à ceux d'IPL, mais inférieurs à ceux de Trans-Nord et des sociétés non réglementées moyennes. Quant aux risques liés au marché, TMPL a affirmé qu'elle fait face à la concurrence d'autres modes de transport, comme les pétroliers, les barges et les chemins de fer, qui peuvent assurer le transport des approvisionnements provenant des mêmes sources que TMPL ou d'autres sources. En outre, TMPL a indiqué que pour les expéditeurs, ces modes de rechange ne posent pas de risques sur le plan de la qualité des produits.

Le marché de Vancouver est le plus complexe des marchés de TMPL parce que les produits qui y sont expédiés ont leur source d'approvisionnement de rechange et que chaque produit est associé à un moyen de transport de remplacement. Ce marché, qui était un marché principal pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, est maintenant un marché alternatif pour les produits raffinés de l'Ouest canadien. Depuis la fermeture de deux raffineries en 1993, les livraisons totales de pétrole brut à Vancouver par le réseau de TMPL ont chuté de 17 %, et un marché d'exportation solide pour les produits pétroliers a été remplacé par les importations croissantes de produits.

TMPL a affirmé que ses risques à court terme tiennent surtout au mouvement des produits raffinés à destination de Vancouver. S'il devait y avoir un problème de raffinerie ou une pénurie de produits à Edmonton, les expéditeurs chercheraient à acheminer les produits disponibles vers les marchés sans accès à la mer, tout en alimentant le marché de Vancouver avec des importations faites par voie maritime.

Le marché de Kamloops fait également face aux risques de perturbations aux raffineries d'Edmonton, lesquelles perturbations peuvent réduire les volumes livrés par TMPL. Les terminaux de Kamloops ne sont pas dotés des installations de traitement et de nettoyage dont sont munis les terminaux de Vancouver, et c'est pour cette raison qu'au cours des trois derniers étés, les expéditeurs ont transporté certains produits en provenance d'Edmonton par voie ferrée et non par pipeline.

TMPL a affirmé que les exportations via le terminal de Westridge sont touchées par la compétitivité du marché global du pétrole. Les exportations de pétrole brut canadien se font uniquement au comptant quand de meilleurs revenus provenant des marchés traditionnels ne sont pas possibles.

TMPL a affirmé que le gouvernement de la C.-B. envisageait l'adoption d'une nouvelle formule d'essence qui est en vigueur en Californie. Si cela se concrétisait, le risque de TMPL serait considérable si les raffineries d'Edmonton ne sont pas configurées pour produire cette qualité d'essence.

En ce qui a trait au marché de Washington, le risque principal réside dans le maintien de la compétitivité du pétrole brut canadien par rapport pétrole provenant du versant nord de l'Alaska («VNA») et de sources extracôtières. Les quatre grandes raffineries de l'État de Washington qui sont raccordées à TMPL se trouvent sur la côte et peuvent s'approvisionner par pétroliers provenant d'à peu près n'importe où.

TMPL a indiqué qu'elle était exposée à des risques sur le plan de la réglementation étant donné ses taux de dépréciation et ses obligations vis-à-vis la récupération négative. Même si la méthode de réglementation peut être jugée juste et raisonnable en ce moment, le régime de réglementation peut changer avant que les investissements ne soient recouverts. TMPL a affirmé qu'elle assume les risques d'ordre réglementaire liés à la présente instance, y compris la fréquence de l'examen de la structure du

capital et du RCO, la mise en place possible d'un mécanisme de rajustement des taux de rendement et les effets de ces facteurs sur les modalités de rajustement des droits en vigueur.

Selon TMPL, la méthode actuelle de réglementation ne donne aucune garantie que la société sera en mesure de recouvrer ses coûts du capital à long terme. Si les conditions du marché sont telles que les produits ne sont pas expédiés, le capital investi ne sera pas recouvré, quel que soit le régime de réglementation.

TMPL a comparé les risques des gazoducs et des oléoducs et a conclu que ceux des oléoducs sont plus élevés en raison de facteurs tels que la baisse plus rapide que prévu d'approvisionnements originaires du BSOC, l'influence plus importante des facteurs internationaux sur l'offre et les prix, la vulnérabilité aux fermetures de raffineries, des examens environnementaux plus poussés et l'absence de contrats de transport ou de frais liés à la demande à long terme.

TMPL a indiqué que son capital-actions soutient sa capacité d'emprunt car elle peut réunir des fonds par l'émission de titres d'emprunt. La taille du capital-actions est un facteur dont les investisseurs et les agences d'évaluation du crédit tiennent compte quand ils déterminent si les couvertures d'intérêt des sociétés pipelinières répondent aux critères des agences d'évaluation du crédit. À l'heure actuelle, le capital-actions de TMPL n'excède pas de beaucoup le critère de taille de 100 millions de dollars. En outre, TMPL n'émet pas souvent des titres à long terme et n'a pas le même statut que certains services publics plus importants.

### **3.3 Points de vue des intervenants**

#### **3.3.1 ACPP**

L'ACPP a exprimé son point de vue en présentant une analyse à deux volets. Dans le cadre du premier volet, elle a classé les divers risques d'affaires définis par les parties à la présente audience d'une façon qui permettait, selon elle, une analyse plus fondamentale de ces risques. Le deuxième volet de l'analyse a été axé sur l'évolution de l'industrie et de la réglementation au fil des ans.

L'ACPP était d'avis que les points de vue présentés par les sociétés ne tenaient pas compte des incidences des mécanismes de réglementation et du marché des produits de base. Se fondant sur son cadre d'analyse conceptuelle, l'ACPP a conclu que les sociétés pipelinières sont protégées contre les risques par le processus de réglementation. Le risque lié au marché de produits est assumé séparément par les intervenants de ce marché. L'ACPP a conclu que les risques d'affaires des sociétés ne sont pas vraiment élevés et qu'à moins d'une catastrophe imprévue et improbable, elles ne font face à aucun risque sérieux en ce qui touche le rendement du capital et le capital investi.

Les sociétés devraient être compensées seulement pour les autres risques. De l'avis de l'ACPP, ces risques sont minimes, soit parce qu'ils ont peu de chances de se produire, soit en raison de la faible incidence qu'ils peuvent avoir sur la capacité à long terme des sociétés d'obtenir un rendement sur le capital investi et de recouvrer celui-ci.

Dans la deuxième partie de son analyse, l'ACPP a fait remarquer qu'étant donné que le marché n'est plus réglementé, nombre de facteurs ont changé et ces changements cumulés ont fait en sorte que les risques d'affaires des sociétés ont diminué sensiblement. L'ACPP a affirmé que les risques sont beaucoup moindres aujourd'hui que lors de l'établissement des structures du capital actuelles. L'ACPP a fait remarquer que ces changements ne se reflètent pas encore par des rajustements à la baisse des ratios du capital-actions ordinaire approuvés dans le cadre des décisions en matière de réglementation.

Comparant les risques d'affaires des gazoducs et des oléoducs, l'ACPP a fait remarquer que rien n'exige le maintien de l'écart appréciable existant entre les ratios présumés du capital-actions des deux groupes. Selon l'ACPP, cet écart s'explique par le droit de propriété historique et l'évolution de ces réseaux.

À propos de l'accès aux capitaux, l'ACPP a fait observer que les sociétés jouissent d'une certaine latitude quand elles établissent les calendriers de leurs projets et de leurs démarches auprès des marchés financiers. Elles ont la possibilité de conclure des arrangements de courte durée si les conditions du marché pour le financement de la dette à long terme ne sont pas favorables à un moment donné. En outre, le fait que les pipelines soient réglementés donne aux sociétés la possibilité de demander un support réglementaire si les conditions des marchés financiers sont défavorables.

D'après MM. Booth et Berkowitz, les exigences relatives à la marge de manoeuvre financière et à l'accès aux marchés financiers signifient essentiellement que la dette d'un service public réglementé devrait avoir une cote d'action de qualité, soit une cote BBB ou une cote supérieure. Par conséquent, ils recommanderaient que les sociétés recourent davantage au capital d'emprunt étant donné qu'en général, elles ont des cotes de solvabilité supérieures à celles qui sont requises pour maintenir leur intégrité financière.

Selon l'ACPP, si ses recommandations étaient adoptées, cela ne signifierait pas que les sociétés se verraient refuser un accès raisonnable aux marchés financiers à un coût raisonnable. L'ACPP a affirmé que toute hausse potentielle du coût de la dette sera plus que compensée par la baisse du coût du capital-actions. M. Cantwell, représentant de l'ACPP, a indiqué que les recommandations de cette dernière peuvent signifier un abaissement d'un cran pour chacune des sociétés pipelinières. M. Cantwell a déclaré que cette mesure n'entraînerait pas l'attribution de cotes inférieures aux cotes ou niveaux de qualité des investissements qui ferait en sorte que les sociétés visées n'auraient plus accès aux marchés des capitaux canadiens et américains.

En outre, MM. Booth et Berkowitz ont affirmé que, dans les conditions actuelles du marché, il est improbable qu'une modification de la cote des obligations, le cas échéant, ait un impact sur l'accès aux capitaux. À leur avis, le coût du capital d'emprunt est déterminé sur le marché des capitaux par l'interaction normale de l'offre et de la demande.

MM. Booth et Berkowitz ont fait remarquer que les actions privilégiées peuvent avoir un rôle à jouer dans le financement des services publics réglementés. Pour les sociétés qui ont atteint leur niveau maximum de financement par le biais de dettes, l'utilisation des actions privilégiées est préférable à celle du capital-actions ordinaire.

En ce qui a trait au capital-actions disponible pour étayer l'actif non réglementé des sociétés réglementées, l'ACPP a affirmé que dans le cas de Westcoast et d'IPL, il semble y avoir un interfinancement explicite car les activités non réglementées semblent avoir des ratios du capital-actions ordinaire beaucoup plus bas que ceux de leurs activités réglementées respectives.

### **Sociétés exploitant un gazoduc**

D'après l'ACPP, aucun intervenant n'a vraiment mis en doute la disponibilité de réserves importantes de gaz en provenance du BSOC. L'ACPP a ajouté que les estimations du potentiel ultime de gaz établies par l'Office ont augmenté à chacune des six dernières études, tandis que les estimations des réserves restantes sont demeurées relativement stables. À la lumière des plus récentes projections de l'offre dressées par l'Office, l'ACPP a conclu que les pipelines visés seront utilisés dans une mesure



raisonnable pendant leur vie économique respective et que l'infrastructure en place peut même s'avérer insuffisante pour répondre à la demande prévue d'ici l'an 2010. Selon l'ACPP, plusieurs sociétés ont déposé des éléments de preuve sur l'ample approvisionnement en gaz provenant du BSOC à l'appui de demandes récentes visant les installations.

Pour démontrer la capacité et la volonté de l'industrie canadienne du gaz d'occuper une place de choix sur les marchés déréglementés du gaz, l'ACPP a fait état de la croissance importante des exportations de gaz et de la volonté des expéditeurs d'appuyer des projets d'agrandissement d'envergure appréciable. En outre, l'ACPP a soutenu que le risque lié au marché qui est assumé par les sociétés pipelières a été réduit par la déréglementation au Canada (qui a mené à l'adoption de méthodes de calcul des excédents de gaz axées sur le marché), par la déréglementation aux États-Unis (qui a abouti à l'ordonnance 636 de la FERC) et par l'ALÉ et l'ALÉNA (qui ont supprimé les obstacles politiques aux échanges commerciaux).

L'ACPP a indiqué que les risques des sociétés exploitant un gazoduc ont été atténués par : l'inclusion des ajouts aux installations dans la base tarifaire pour fins d'établissement des droits ; l'utilisation de la méthode de conception des droits selon la formule fixes-variables («FV») ; le recours aux détournements, aux cessions et à d'autres moyens qui garantissent des facteurs de charge plus élevés, et la création d'un marché secondaire pour la capacité pipelière.

### **TransCanada**

L'ACPP a soutenu que la concurrence livrée aux services de transport de TransCanada est faible étant donné : la capacité de transport insuffisante ; le fait que la conception du réseau de NOVA limite le passage d'un pipeline à l'autre ; l'absence de solutions de rechange réelles aux services de TransCanada (ce qui suggère que les expéditeurs du service à court terme renouvelleront leurs contrats au lieu de recourir aux services d'autres pipelines, ce qui a pour effet de réduire le risque de cancellation ou de non-renouvellement) et la diversité des expéditeurs attribuable au nouveau contexte commercial.

En outre, les producteurs canadiens doivent absolument recourir aux pipelines desservant le BSOC. Pour obtenir une capacité pipelière de rechange ou nouvelle, il faut absolument passer des contrats de service de longue durée, et les clients canadiens de TransCanada continueront de recourir très peu aux services de transport et aux sources d'approvisionnement des États-Unis en raison du taux de change, de la complexité des contrats de transport en amont ainsi que de la compétitivité des approvisionnements et des réseaux de transport canadiens qui desservent les marchés intérieurs.

L'ACPP a souligné que, dans la preuve déposée par TransCanada à l'audience GH-2-94, cette société a reconnu que les coûts des approvisionnements en provenance du BSOC, jumelée à ses tarifs de transport, garantiraient l'utilisation de son réseau dans une mesure raisonnable à long terme.

### **Westcoast**

L'ACPP a soutenu que les risques liés au marché assumés par Westcoast sont faibles étant donné sa base solide et sûre d'expéditeurs et de producteurs dans les quatre zones. L'ACPP a fait observer que même, si Westcoast a fait valoir que ses risques à ce titre sont plus élevés, les producteurs de la C.-B. cherchent encore à avoir accès aux marchés et sont disposés à appuyer des projets importants d'agrandissement des installations en signant des contrats de service garanti. En outre, l'ACPP a laissé entendre que le gaz canadien livré par le réseau de Westcoast sera encore privilégié par rapport au gaz importé des États-Unis. Elle a ajouté que même si la concurrence est un peu plus forte dans la région

du Nord-Ouest du Pacifique, les producteurs de la C.-B. ont un avantage sur le plan du transport par rapport aux livraisons du réseau de Northwest. L'ACPP s'attend à ce que les producteurs de la C.-B. continuent de réagir à toute concurrence accrue.

L'ACPP a fait état d'un rapport publié par la société de placement Smith Barney Shearson qui soutient que les découvertes les plus prolifiques en Amérique du Nord se font en C.-B., là où l'on commence à peine à recourir à des méthodes perfectionnées d'exploration comparativement à des régions telles que le Sud-Ouest des États-Unis et l'Alberta. Le statut de première société de traitement et de transport en importance en C.-B. fait de Westcoast l'un des principaux bénéficiaires de ces réserves abondantes.

L'ACPP a soutenu que Westcoast profite de projets tels l'agrandissement proposé de Fort St. John et le projet d'expansion de Grizzley Valley en ce que ces projets augmentent la flexibilité et la diversification des installations de Westcoast, ce qui a pour effet de réduire les risques opérationnels.

### **Foothills**

L'ACPP a fait valoir que Foothills a connu des baisses appréciables du coût de son service de transport et qu'elle est donc bien placée pour fournir des services de transport concurrentiels. L'ACPP a fait remarquer que les embranchements est et ouest du réseau de la société sont encore exploités à des facteurs de charge élevés. L'ACPP a indiqué que la méthode de conception des droits en fonction du coût du service permet encore à Foothills de gagner son taux de rendement autorisé et que les mécanismes de réglementation en place la protègent contre tout risque d'affaires appréciable.

MM. Booth et Berkowitz ont indiqué que Foothills peut avoir besoin d'un meilleur accès aux marchés financiers en raison du montant considérable qu'elle doit refinancer pour convertir le financement actuel par un syndicat financier en financement traditionnel au moyen d'obligations. Ils ont laissé entendre que si la structure du capital qu'ils proposent compliquait l'accès au marché des obligations, la société pourrait utiliser des actions privilégiées en remplacement de quelques prêts, mais seulement à titre provisoire.

### **ANG**

L'ACPP a constaté qu'ANG continue d'exploiter son pipeline en fonction de contrats de service de transport d'une durée de 15 et de 30 ans, passés avec des expéditeurs solvables, et que les contrats de transport initiaux que détenait antérieurement A&S ont été assumés par les nouveaux expéditeurs pour les dernières douze années restantes du terme des contrats. L'ACPP a fait remarquer également que les facteurs de charge d'ANG ont augmenté de façon soutenue.

L'ACPP n'a pas accepté l'évaluation faite par ANG des effets de la restructuration de ses contrats. Elle a souligné le fait qu'ANG a demandé à l'Office l'autorisation d'agrandir ses installations en se fondant sur les contrats inconditionnels de service de transport garanti à long terme et qu'à ce moment-là, elle n'a fait aucune mention d'un accroissement consécutif du risque d'affaires qui justifierait un ratio du capital-actions ordinaire plus élevé.

### **TQM**

À propos des risques d'ordre politique et réglementaire de TQM, l'ACPP a laissé entendre que, sans égard à l'issue du dossier politique et à l'ordre de gouvernement dont TQM relèvera, l'industrie trouvera un moyen de concurrencer au Québec étant donné l'importance de ce marché. Cependant, l'ACPP juge fort improbable que l'Office modifie le traitement réglementaire de TQM. L'ACPP a

indiqué que le risque politique du Québec est assumé par l'ensemble du pays et qu'il ne s'agit pas d'un phénomène nouveau. L'ACPP a aussi souligné que les témoins-experts s'entendaient pour dire que les taux d'intérêt actuels reflètent déjà les risques accrus liés à l'incertitude politique au Québec.

### **Sociétés exploitant un oléoduc**

L'ACPP a affirmé que l'accès au marché du pétrole brut américain est maintenant plus sûr depuis la signature de l'ALÉ. En effet, cet accord a supprimé les risques d'imposition de taxes à l'importation ; a fourni une certaine garantie sur le plan des exportations ; a assuré la protection contre toute perturbation des réseaux traditionnels d'approvisionnement et a limité l'utilisation du motif de la sécurité nationale comme instrument de la politique énergétique américaine.

L'ACPP a fait observer qu'IPL et TMPL ont indiqué que la concurrence sur les marchés de destination a accru leurs risques d'affaires. Selon l'ACPP, ces pipelines assurent la seule liaison existante avec leurs marchés respectifs pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. Les producteurs de brut canadien sont des preneurs de prix et ont démontré leur capacité de concurrencer avec succès sur les marchés en pratiquant des prix internationaux, redressés des coûts de transport.

L'ACPP a fait valoir qu'IPL et TMPL ont parachevé dernièrement des projets d'agrandissement importants qui devraient indiquer que le pétrole brut canadien peut rivaliser et rivalise avec succès sur les marchés respectifs des oléoducs.

Suite à son examen des estimations des réserves faites par l'ONÉ et l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta ainsi que de ses propres estimations, l'ACPP a conclu à l'existence de volumes importants de réserves de pétrole pour appuyer l'infrastructure pipelinière en place dans l'avenir prévisible. L'ACPP a maintenu que les risques liés à l'offre de pétrole ne font pas l'objet d'un différend sérieux, et que ce point de vue est corroboré par la preuve déposée par les sociétés pipelinières aux audiences récentes sur les projets d'agrandissement. Ces projections supposent que les installations d'IPL et TMPL seront encore utilisées bien après leurs dates actuelles de troncature.

### **IPL**

L'ACPP a soutenu que le niveau de débit sur le réseau d'IPL a été totalement insensible au prix du pétrole brut même si, selon IPL, les fluctuations des cours du pétrole déterminent si le pétrole brut de l'Ouest canadien sera la source d'approvisionnement privilégiée par le marché. À la lumière de l'affirmation d'IPL selon laquelle le volume de pétrole brut expédié par son réseau dépend de la demande des raffineries, l'ACPP a déclaré que le réseau d'IPL a fonctionné à capacité nonobstant la rationalisation poussée des raffineries au cours des dernières années.

Actuellement, le niveau élevé d'utilisation de la capacité du réseau d'IPL est assuré parce que le réseau est raccordé aux meilleurs marchés pour le pétrole brut canadien et que la capacité des autres canalisations canadiennes de transport de pétrole brut est relativement faible. En outre, IPL n'assume aucune répercussion financière due à la baisse de l'offre pourvu qu'elle en tienne compte dans ses prévisions. Même lorsqu'elle n'en a pas tenu compte, elle peut présenter une demande de rajustement de catégorie 1 si le RCO s'avère inférieur de plus de 2 % au taux approuvé. Quant à la modification possible de la gamme des diverses catégories de pétrole brut, l'ACPP a montré qu'elle pourrait se traduire par des gains insuffisants ou excessifs. IPL pourrait solliciter un rajustement de ses droits si, elle devait transporter une catégorie de pétrole plus lourd et que son taux de rendement s'avérait inférieur de plus de 2 % au taux approuvé par l'Office.

## TMPL

L'ACPP a réfuté le point de vue de TMPL selon lequel la diversification des produits, la dépendance accrue à l'égard des raffineries d'Edmonton et la concurrence des importations ont accru les risques de la société. Les politiques de réglementation de l'ONÉ protègent les sociétés contre ces risques car les droits sont établis en fonction du débit prévu et non de la capacité pipelinrière.

D'après l'ACPP, TMPL n'a pas tenu compte du fait que la diversification lui a permis d'enregistrer une croissance sensible de sa base tarifaire, résultat très intéressant du point de vue des investisseurs.

L'ACPP a indiqué que TMPL a su réagir à l'évolution des conditions du marché en transportant une variété de produits. L'ACPP a affirmé que TMPL peut être exposée à une certaine concurrence inter-modale, mais qu'elle constitue essentiellement un monopole pour ce qui est de la livraison de pétrole brut de l'Ouest canadien dans la région sud de la C.-B. ainsi que des marchés d'exportation auxquels elle a accès.

L'ACPP a présenté un rapport de la SCÉC selon lequel TMPL devrait poursuivre son expansion compte tenu de la reprise des activités dans les champs de pétrole de l'Ouest canadien et de la demande accrue de services de transport de la part des producteurs albertains. Quant aux revenus nets aux producteurs plus faibles provenant des marchés desservis par TMPL, l'ACPP a soutenu que le prix du pétrole brut du VNA devrait croître suite à la chute de la production de l'Alaska, de sorte que le marché de l'État de Washington est au moins aussi attrayant que celui du Midwest sur le plan des rentrées nettes du point de vue des expéditeurs albertains.

### 3.3.2 COFI/Methanex/Cominco

Dans le cadre de la partie de l'audience portant sur la structure du capital, COFI/Methanex/Cominco ont déposé des éléments de preuve visant uniquement Westcoast. COFI/Methanex/Cominco ont contesté le point de vue de Westcoast selon lequel les risques liés aux marchés de la société sont appréciables, et ils ont soutenu que ces risques sont assumés par les expéditeurs et les clients de la société, et non par celle-ci. De même, COFI/Methanex/Cominco ont contesté l'affirmation de Westcoast voulant que la société soit exposée au risque appréciable associé au nombre de contrats de service à court terme parce que, selon ces intervenants, l'équilibre de l'offre et de la demande sous-tendant ces contrats de service est solide, ce qui garantit la reconduction des contrats.

Dans le cadre de l'analyse du risque couru par Westcoast sur le plan de l'approvisionnement, M. Waters a cité le rapport annuel de 1993 de la société. Selon ce rapport, l'offre de gaz est très forte, notamment dans le nord-est de la C.-B. où les réserves établies s'établissent actuellement à quelque  $7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$  tandis que les réserves potentielles ultimes pourraient totaliser jusqu'à  $50 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ . On reconnaît que c'est dans cette zone que les réserves sont les plus considérables et que le taux de productibilité par puits est le plus élevé sur le continent. Selon ce même rapport, l'accroissement potentiel des livraisons de gaz vers l'Est est un débouché plutôt qu'un risque car il permettrait une plus grande diversification des opérations de traitement du gaz et des marchés de Westcoast.

COFI/Methanex/Cominco ont déclaré qu'en général, les droits perçus sont justes et raisonnables quand ils permettent à un service public de recouvrer ses coûts, y compris un rendement équitable du capital investi. Si, dans les faits, un service public peut fonctionner efficacement avec une proportion plus faible de capital-actions ordinaire, qui constitue la forme de financement la plus coûteuse, cette capacité devrait se refléter dans les taux qu'il perçoit et ne pas servir à accroître le rendement des actionnaires. COFI/Methanex/Cominco ont déclaré que la direction de Westcoast devrait juger

acceptables les risques d'investissement résultant d'un ratio du capital-actions ordinaire de l'ordre de 25 % ne compromettant pas la viabilité financière de Westcoast Energy Inc., l'entité consolidée. COFI/Methanex/Cominco ont conclu qu'avec un ratio équivalent du capital-actions ordinaire, les risques d'investissement de Westcoast ne seraient pas supérieurs à ceux des autres composantes de Westcoast Energy Inc. Par conséquent, ils ont soutenu que le ratio présumé du capital-actions ordinaire de Westcoast devrait être abaissé. M. Waters a indiqué que la structure du capital qu'il recommandait ne devrait pas donner lieu à l'abaissement de la cote de solvabilité actuelle de la société.

### **3.3.3 Ontario/ACIG**

L'Ontario et l'ACIG étaient les cocommanditaires de la preuve de M. Cannon pour la partie de l'audience portant sur la structure du capital. M. Cannon a présenté un modèle financier qui est décrit à la section 3.4 et avec lequel il a estimé la structure appropriée du capital pour les sociétés pipelinières.

### **3.3.4 Autres intervenants**

#### **MÉA**

Le ministère de l'Énergie de l'Alberta («MÉA») a fait valoir que le risque global lié aux marchés de TransCanada a diminué depuis la déréglementation et que la société mène des activités lucratives au pays et à l'étranger.

Le MÉA a soutenu qu'un accroissement du nombre d'expéditeurs a atténué le risque couru par Foothills sur le plan des marchés parce que les expéditeurs en question desservent des marchés plus diversifiés. Même s'il convient que les marchés desservis par Foothills sont étayés par des contrats de courte durée, le MÉA a soutenu que ces marchés eux-mêmes sont des marchés à long terme et que les installations de Foothills ne risquent pas d'être sous-exploitées. Le MÉA a soutenu que, même si Foothills court un certain risque parce que son réseau ne comporte pas de doublement, les risques globaux ne sont pas supérieurs à ceux des autres réseaux pipeliniers parce qu'ils sont atténués par les dispositions du tarif de la société.

Le MÉA a indiqué qu'en ce qui a trait à IPL, les producteurs canadiens n'ont pas d'autres marchés possibles offrant des rentrées nettes comparables et qu'ils accepteront donc des baisses de prix pour remplacer les approvisionnements de brut concurrent et conserver leur part de marché sur les marchés lucratifs des États-Unis qui sont desservis par IPL.

Le MÉA a soutenu que les autres services de transport ne présentent aucun risque significatif pour la viabilité à long terme de TMPL. Ces modes de transport ne constituent pas une solution de rechange économique viable aux installations de TMPL. En réalité, ces solutions de remplacement sont essentiellement des «soupapes de sécurité» utilisées comme portes de sortie en cas de perturbations de l'approvisionnement ou des opérations pipelinières.

#### **Québec**

Le Procureur général du Québec (le «Québec») a soutenu que le risque couru par TransCanada sur le plan de l'approvisionnement est minime. Quant à la baisse potentielle du débit et à la majoration consécutive des droits, Québec a laissé entendre que la méthode de réglementation actuellement en place protège les sociétés pipelinières parce qu'en bout de ligne, ce sont les expéditeurs qui paient les

droits. Québec a ajouté que la réglementation n'est pas appelée à changer et qu'il n'y a pas lieu de spéculer sur d'autres méthodes de réglementation.

Québec a fait valoir qu'il est encore trop tôt pour tirer des conclusions sur l'évolution du risque d'affaires à long terme de TransCanada étant donné la restructuration récente des marchés du gaz. Québec a également indiqué que le risque financier de TransCanada est minime.

En ce qui a trait à TQM, Québec a laissé entendre que la compétitivité du gaz naturel au Québec dépend de nombreux facteurs, dont le caractère raisonnable des droits perçus par TQM. Le Québec doute qu'une augmentation du ratio du capital-actions ordinaire se traduirait par un accroissement de la compétitivité du gaz naturel dans la province. À la lumière de la hausse de 37 % des livraisons de la société entre 1989 et 1993, et compte tenu de l'approbation récente du projet de traversée du fleuve Saint-Laurent, le Québec ne partage pas le point de vue pessimiste de TQM au sujet du marché québécois du gaz naturel. Le Québec a affirmé que TQM profite des avantages d'une réglementation stable qui n'est pas appelée à changer.

En dernier lieu, Québec a affirmé qu'il n'y a pas lieu de spéculer sur la conjoncture politique provinciale et a demandé que l'Office ne tienne pas compte de ce facteur dans ses délibérations.

### **3.4 Rapport entre la structure de capital et le coût du capital**

Pour se conformer à une exigence en matière de dépôt de documents pour la présente audience, plusieurs parties ont déposé des éléments de preuve concernant le rapport entre la structure du capital et le coût du capital.

M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane ont indiqué qu'étant donné que les organismes de réglementation canadiens ont autorisé des structures du capital se rapprochant raisonnablement de la structure optimale, et que peu d'actions des services publics sur le marché boursier, il n'existe pas de base de données canadiennes pour la quantification empirique de l'incidence des modifications des structures de capital sur le coût du capital. Il faut donc se fier à des modèles financiers théoriques.

M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane ont conclu que ces modèles financiers, même s'ils sont adaptés à la réalité de la réglementation des services publics canadiens, ne peuvent pas servir de fondement pour déterminer la structure de capital optimale d'une société pipelinère. Cependant, ils peuvent permettre de vérifier l'incidence de variables, telles que l'émission d'actions privilégiées, les taux d'imposition alternatifs et divers niveaux d'endettement, sur le coût total du capital et, par ricochet, sur les droits. D'après leurs études, dans un environnement de plus en plus concurrentiel, on devrait cesser de réglementer les taux de rendement pour établir une structure de capital optimale dans une fourchette donnée. Pour les quatre sociétés exploitant un gazoduc (exception faite de TQM), ils estiment que la fourchette optimale (y compris le capital-actions privilégié) est de 35 à 40 % et que les ratios d'endettement correspondants se situent entre 60 et 65 %.

Se fondant sur le modèle qu'ils jugent approprié, MM. Booth et Berkowitz ont recommandé que pour chaque 1 % additionnel de la dette, le taux autorisé du RCO augmente d'environ 7 points de base. Ils ont indiqué que ce redressement dépend du niveau initial du capital d'emprunt de la société et se situe entre 4 et 8 points de base.

MM. Booth et Berkowitz ont conclu que ces estimations correspondent approximativement aux majorations du RCO qui sont exigées par les investisseurs. Cependant, ils ont fait remarquer que ces estimations ne sont pas rigoureusement exactes étant donné qu'elles sont fondées sur des formules

d'estimation qui n'ont pas encore été éprouvées. En outre, ils ont souligné que ces formules ne tiennent pas compte des avantages, autres que les avantages fiscaux, qui sont rattachés au financement par capital d'emprunt, ni des effets des déboires financiers.

M. Cannon a présenté un modèle pour examiner le rapport entre les ratios du capital-actions ordinaire des services publics et les coûts correspondants du capital-actions ordinaire dans le contexte des marchés de capitaux canadiens. Ce modèle est fondé sur le principe voulant que le coût du capital soit relié aux écarts dans les taux de rendement. Il a avancé une hypothèse importante, à savoir qu'il ne faut tenir compte que des risques à court terme étant donné que les risques à long terme ne sont pas affectés par la structure du capital.

Les résultats des expériences de simulation de M. Cannon ont indiqué l'existence d'un rapport en «forme de U» entre le coût moyen pondéré du capital et le niveau d'endettement utilisé. D'après M. Cannon, ce résultat n'est pas étonnant étant donné les très faibles risques à court terme des sociétés pipelinières. Comme ce sont les risques à court terme qui sont amplifiés par le niveau d'endettement (ratio plus bas du capital-actions), l'accroissement du capital d'emprunt en remplacement du capital-actions donne lieu à une très petite amplification de ces très faibles risques. D'après l'analyse faite par M. Cannon de l'écart type du taux de RCO, même avec un ratio de 22 %, TransCanada court moins de risques que toute autre entreprise non réglementée à faible risque dans son échantillon.

M. Waters a indiqué qu'en raison de l'existence d'un nombre de facteurs du «monde réel», ces modèles financiers n'indiquent pas avec précision le rapport existant entre le RCO et le ratio du capital-actions ordinaire des sociétés pipelinières. Jusqu'à maintenant, les essais empiriques visant à décrire plus clairement ce rapport n'ont pas donné de résultats probants.

M. Waters a conclu que chaque fois qu'il faut tenir compte de l'impôt sur le revenu, les ratios inutilement élevés du capital-actions ordinaire représentent un coût élevé pour les clients sous forme d'impôt supplémentaire. Par conséquent, M. Waters a recommandé que le ratio du capital-actions ordinaire soit établi aussi bas que possible, dans une fourchette raisonnable.

## **3.5 Opinion de l'Office**

### **3.5.1 Principes généraux**

L'Office est d'avis que l'établissement de la structure du capital d'une société pipelinière débute par une analyse du risque d'affaires de celle-ci. Cette démarche repose sur des principes financiers et a été appuyée par les témoins-experts à la présente audience. D'autres facteurs, tels que les besoins en matière de financement, la taille de la société pipelinière et sa capacité d'accès à divers marchés financiers, sont également pris en compte de façon à tracer un portrait complet, aussi fidèle que possible, des risques courus par une société.

L'Office a systématiquement évalué les divers facteurs de risque de chacune des sociétés, mais il n'a pu exprimer, sur une base quantitative, le poids à accorder à ces facteurs. Selon nous, le calcul du risque d'affaires est en grande partie une question de jugement; l'analyse est donc le mieux exprimée en termes qualitatifs. Dans ces conditions, nous ne jugeons pas réaliste de préciser les incidences sur les ratios du capital-actions avec un niveau de précision d'environ un ou deux pour-cent. L'Office reconnaît que certaines parties peuvent voir des avantages dans des variations de cet ordre. Néanmoins, il juge ni possible ni significatif de chercher à calculer le ratio requis avec un tel degré de précision.

Quant à l'argument selon lequel la réglementation protège les sociétés pipelinières contre les risques, l'Office croit que sa réglementation donne aux sociétés une certaine garantie de recouvrement des coûts dont ne jouissent pas les sociétés industrielles non réglementées. Cependant, l'Office estime qu'on ne doit pas faire totalement abstraction des réalités des forces du marché dans le cadre de l'examen des risques d'affaires des sociétés pipelinières.

Contrairement aux points de vue avancés par certaines parties à l'audience, l'Office est d'avis qu'il n'est pas avisable d'imposer un niveau d'endettement excessif à un pipeline afin d'identifier le niveau minimal acceptable du capital-actions ordinaire.

### **3.5.2 Sociétés exploitant un gazoduc**

Dans le cadre de son évaluation du risque d'affaires des sociétés exploitant un gazoduc, l'Office a jugé que certains facteurs étaient plus importants que d'autres. Au sujet des risques d'exploitation, l'Office juge que l'exploitation d'une canalisation simple à haute pression et la présence de conduites de collecte et d'installations de traitement du gaz brut acide représentent des facteurs de risque importants. En outre, dans le cadre de son évaluation des risques liés aux marchés, l'Office a jugé que le degré de diversification, la qualité et la compétitivité des marchés desservis par un gazoduc, ainsi que la durée moyenne des contrats des expéditeurs, constituaient les facteurs de risque les plus appréciables. L'Office a également tenu compte du risque politique associé aux marchés d'exportation.

D'autres facteurs de risque ont été examinés dans le cadre de la présente audience, mais selon la preuve déposée, on devrait leur accorder moins de poids. Parmi ces facteurs, il y a la méthode de réglementation propre à chaque société exploitant un gazoduc, et la suffisance de l'approvisionnement dont celle-ci dispose. L'Office est d'avis que ces facteurs, à ce moment-ci, ont seulement une incidence marginale sur le risque global des sociétés exploitant un gazoduc. Il juge que le risque en matière d'approvisionnement est approximativement le même pour toutes les sociétés étudiées durant l'audience.

#### **TransCanada**

L'Office conclut que TransCanada est une société à faible risque qui court moins de risques que les sociétés industrielles non réglementées. L'Office estime que les risques de TransCanada n'ont pas diminué depuis leur plus récente évaluation dans le cadre d'une audience sur les droits.

L'Office estime que la capacité d'accès de TransCanada aux marchés financiers avec un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 % au cours des 15 dernières années (sauf en 1982 et 1983 où un ratio présumé de 28 % a été approuvé) démontre la pertinence d'un ratio présumé de 30 %.

Quant au capital-actions privilégié, l'Office conclut qu'étant donné les taux actuels du coût de la dette, il convient pour TransCanada de garder des actions privilégiées dans sa structure du capital à l'heure actuelle.

#### **Westcoast**

Contrairement aux autres réseaux pipeliniers réglementés par l'Office qui comportent exclusivement des installations de transport de gaz résiduel, les installations de collecte et de traitement de Westcoast comptent pour une part appréciable de sa base tarifaire globale. Le gaz brut transporté par les conduites de collecte de Westcoast contient de l'hydrogène sulfuré qui accroît les risques pour la sécurité ainsi que la complexité technique de l'exploitation du gazoduc. En outre, trois des cinq usines



de traitement que Westcoast exploite actuellement sont des usines à grande échelle dont les pannes ou les défaillances ont des répercussions proportionnelles à la taille des installations. L'Office juge que les risques d'ordre opérationnel et matériel de Westcoast justifient un ratio du capital-actions ordinaire supérieur à celui des autres sociétés exploitant un gazoduc.

L'Office sait que selon les prévisions, le ratio du capital-actions ordinaire consolidé de Westcoast sera inférieur de beaucoup au ratio présumé de 35 %. Cependant, l'Office n'est pas persuadé que la preuve relative à un ratio consolidé différent du ratio présumé indique nécessairement l'existence d'un interfinancement des activités. L'Office est d'avis qu'il faut d'abord déterminer si le financement de l'actif non réglementé par l'Office entraîne des coûts plus élevés de la dette qui sont assumés par la partie réglementée. À la lumière de la preuve déposée, l'Office ne peut conclure qu'il existe de l'interfinancement dans le cas de Westcoast.

En ce qui a trait aux actions privilégiées, l'Office conclut qu'étant donné le coût actuel de la dette, il y a lieu pour Westcoast de garder des actions privilégiés dans sa structure de capital à l'heure actuelle.

### **Foothills**

Pour tirer une conclusion sur les risques courus par Foothills, l'Office a tenu compte du fait que cette société est davantage tributaire des marchés d'exportation, surtout celui très compétitif du Midwest, ce qui expose la société à des risques plus grands du point de vue réglementaire et politique, et qu'elle exploite une canalisation simple à haute pression. D'autre part, l'Office a tenu compte de la forte probabilité de recouvrement des coûts de la société grâce à la méthode de réglementation du coût du service mensuel, mise en place par l'Office, et la proportion appréciable du coût de service de Foothills qui est incluse dans le coût du service d'autres pipelines.

### **ANG**

L'Office a examiné le fait qu'ANG livre environ 95 % des volumes qu'elle transporte aux marchés d'exportation. Une part importante du débit d'ANG est acheminée au marché californien qui est considéré comme étant un marché concurrentiel assorti d'une capacité pipelinière excédentaire. Cependant, l'Office est d'avis que ce facteur est compensé par le fait que le marché californien a été, et devrait demeurer, l'un des meilleurs marchés à long terme pour le gaz canadien.

D'autre part, l'Office a tenu compte de la méthode de réglementation du coût du service mensuel d'ANG, qui donne une meilleure garantie de recouvrement des coûts de la société que la méthode de l'année d'essai à venir. Il a aussi tenu compte de la durée relativement plus longue des contrats de transport passés par la société.

L'Office juge que la question de l'interfinancement n'est pas suffisamment importante pour justifier la modification de la structure présumée du capital d'ANG.

### **TQM**

L'Office est d'avis que TQM est caractérisée par des possibilités limitées de croissance de ses marchés, la vive concurrence livrée par les sources d'énergie de remplacement et les facteurs de charge relativement bas du gazoduc. En outre, l'Office constate que TQM exploite une seule canalisation, ce qui accroît ses risques par rapport aux sociétés exploitant des canalisations multiples. D'autre part, le fait que TransCanada soit le seul expéditeur sur le réseau de TQM (de sorte que les droits de TQM

sont intégrés dans le coût de service de TransCanada) réduit le coût unitaire élevé de TQM et donne à la société une meilleure garantie de recouvrement de la totalité de ses coûts.

### **3.5.3 Sociétés exploitant un oléoduc**

En ce qui a trait aux risques d'affaires des sociétés exploitant un oléoduc, l'Office est d'avis que la qualité et la compétitivité des marchés desservis par un pipeline sont les deux facteurs les plus importants à examiner dans le cadre de son analyse.

À propos des risques sur le plan de l'offre de pétrole brut, l'Office juge que la base des ressources, qu'il s'agisse des réserves établies ou des ressources découvertes et non découvertes, est suffisamment vaste et diversifiée pour répondre à la demande des pipelines existants au-delà de leurs dates actuelles de troncature, dans la plupart des cas. L'Office prévoit notamment que la baisse future de l'offre de pétrole classique en provenance du BSOC sera généralement compensée par une offre accrue de pétrole non classique. Ce point de vue est corroboré par la preuve déposée par IPL et TMPL dans leurs demandes récentes visant des projets d'agrandissement.

Par suite de la déréglementation des prix du pétrole brut et de l'élimination des mesures de contrôle des exportations en 1985, les cours du pétrole brut canadien ont pu fluctuer en fonction de la conjoncture sur les marchés nord-américain et internationaux du pétrole brut, et les exportations vers les États-Unis se sont faites plus facilement.

L'Office a pris en compte le fait que les oléoducs sont exploités presque à capacité, qu'ils ont été agrandis récemment et que les perspectives de l'offre du pétrole du BSOC sont plus optimistes que lors de l'évaluation précédente des risques d'affaires des sociétés exploitant un oléoduc.

L'Office est d'avis que les risques courus par les sociétés exploitant un oléoduc sont faibles comparativement à ceux des sociétés industrielles, mais supérieurs aux niveaux les plus faibles de la gamme des risques.

L'Office conclut que le ratio présumé du capital-actions ordinaire approprié pour TMPL est 45 %. Quant aux risques auxquels fait face TMPL, l'Office a pris en compte le risque découlant de la concurrence du trafic maritime. Il a aussi tenu compte du fait que TMPL exploite un pipeline acheminant des produits diversifiés.

#### **Décision**

**L'Office reconnaît que les sociétés exploitant un gazoduc ont quelques caractéristiques individuelles distinctives, qui sont décrites dans les paragraphes précédents. Tout compte fait, cependant, l'Office est d'avis que les risques d'affaires de TransCanada, Foothills, ANG et TQM s'équivalent, tout compte fait, de sorte qu'on peut attribuer à ces sociétés le même ratio du capital-actions ordinaire. Par conséquent, l'Office approuve un ratio du capital-actions ordinaire de 30 % pour TransCanada, Foothills, ANG et TQM. L'Office estime que Westcoast court plus de risques que les quatre autres sociétés exploitant un gazoduc, et il approuve un ratio du capital-actions ordinaire de 35 % pour cette société. L'Office approuve également le maintien d'actions privilégiées dans les structures du capital de TransCanada et de Westcoast.**

**L'Office conclut que ratio approprié du capital-actions ordinaire présumé pour TMPL est 45 %.**

## Chapitre 4

# Mécanisme de rajustement et examen du coût du capital

### 4.1 Mécanisme de rajustement

Le tableau 4-1 présente un résumé des recommandations faites par les témoins-experts à la présente audience concernant une méthode simplifiée de rajustement du taux approuvé de RCO.

**Tableau 4-1**  
**Résumé des recommandations relatives au mécanisme de rajustement**

	TransCanada Westcoast, Foothills et ANG	TQM	IPL et TMPL	ACPP	Ontario et ACIG	COFI/Methanex/ Cominco
Méthode de prévision du rendement des obligations	Moyenne des prév. du rend. des oblig. de 10 ans du gouv. du Canada sur une période de 12 mois et de 3 mois, prévisions publiées dans le numéro d'octobre de <u>Consensus Forecasts</u> , plus écart actuel entre les rend. des oblig. de 10 ans et de 30 ans au troisième trimestre	Moyenne des rend. des oblig. de 30 ans du Canada en septembre, octobre et novembre de l'année en cours	Moyenne des prév. du rend. des oblig. de 10 ans sur une période de 12 mois (août, septembre et octobre) et de 3 mois (octobre) qui sont publiées dans <u>Consensus Forecasts</u> , plus écart actuel entre les oblig. de 10 ans et à long terme	Moyenne des prév. du rend. des oblig. de 10 ans sur une période de 12 mois (juin, août et octobre) et de 3 mois (octobre), publiées dans <u>Consensus Forecasts</u> , plus 25 points de base	<u>Consensus Forecasts</u> ou autre prévision basée sur Consensus si existante	D'accord avec le mécanisme proposé par TransCanada, Westcoast, Foothills et ANG
Facteur de rajustement	1,0 si le rend. des oblig. se situe entre 7-10 %; 0,5 à l'ext. de cette fourchette	0,5 à 1,0	1,0 si la fourchette de rend. des oblig. est 7,5-9,5 %; 2/3 à l'ext. de cette fourchette	0,8 à 1,0	0,75 à 1,0	0,5 si les rend. des oblig. sont sup. à 10 %; 1,0 s'ils sont inf. à 10 %.
Changement minimum dans la prévision	Plus ou moins 25 points de base				Plus ou moins 25 points de base	D'accord avec le mécanisme proposé par TransCanada, Westcoast, Foothills et ANG
Limites d'appl. du mécanisme	Rend. des oblig. à l'ext. de la fourchette 7-12 %; durée max. de 3 à 5 ans	Rend. des oblig. plus ou moins 250 points de base par rapport aux niveaux actuels		Rend. des oblig. sup. ou inf. de 200 points de base aux niveaux actuels, ou trois ans	Trois ans	D'accord avec le mécanisme proposé par TransCanada, Westcoast, Foothills et ANG

M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane ont conclu que le seul mécanisme de rajustement à utiliser doit être fondé sur la méthode de la prime de risque. Dans le cadre de l'examen du rapport historique entre les taux d'intérêt et les primes de risque, ils ont constaté que pour chaque écart de 1 % des taux d'intérêt, la prime de risque change d'environ 0,5 % dans le sens opposé. Cependant, comme l'Office a abaissé les taux de rendement de pair avec les taux d'intérêt ces dernières années (soit de 1991 à 1994), ces témoins ont fait valoir que le mécanisme de rajustement devrait permettre un traitement symétrique dans les limites d'une certaine fourchette. Compte tenu de ce facteur, M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane ont recommandé un mécanisme en vertu duquel le redressement du taux approuvé du RCO serait égal à l'écart des taux d'intérêt si ces derniers se situaient encore entre 7 et 10 %. À l'extérieur de cette fourchette, les taux approuvés de rendement seraient redressés de la moitié de l'écart des taux d'intérêt prévus.

Pour la prévision des taux d'intérêt de l'année d'essai, M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane ont recommandé d'utiliser la moyenne des prévisions du rendement des obligations de 10 ans du gouvernement du Canada sur des périodes de 3 mois et de 12 mois, prévisions qui sont publiées dans le numéro d'octobre de Consensus Forecasts, plus l'écart actuel des rendements des obligations de 10 ans et de 30 ans observé au troisième trimestre de l'année en cours. Cette donnée serait comparée aux taux d'intérêt prévus utilisés l'année précédente, et les écarts supérieurs à 25 points de base serviraient alors à déterminer le facteur de redressement des taux approuvés de rendement. En dernier lieu, M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane ont recommandé que ce mécanisme soit appliqué pendant une période maximale de trois à cinq ans avant qu'un examen n'ait eu lieu. Cependant, si les rendements des obligations à long terme du gouvernement du Canada se situaient à l'extérieur de cette fourchette, ils estiment qu'une audience sur les principes du coût du capital devrait être tenue.

M. Morin a recommandé que l'Office adopte un mécanisme qui rajusterait automatiquement le taux approuvé de RCO en fonction de l'évolution des conditions du marché. Ce mécanisme serait fondé sur la méthode de la prime de risque et le rendement moyen des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada, en septembre, octobre et novembre, servirait de prévision des taux d'intérêt de l'année à venir. La prime de risque utilisée serait de 4 % au minimum et serait abaissée ou majorée de 50 points de base pour chaque hausse ou baisse de 1 % des taux d'intérêt. Un rajustement de 20 points de base serait appliqué à la prime de risque pour tenir compte des frais d'émission. M. Morin a recommandé qu'avant de mener un examen, ce mécanisme soit appliqué pendant trois ans et selon une fourchette de taux d'intérêt correspondant aux taux actuels plus ou moins 250 points de base.

M. Evans a recommandé également un mécanisme de rajustement fondé sur la prime de risque. Pour ce mécanisme, on utiliserait la moyenne des prévisions de Consensus Forecasts sur une période de 12 mois, en août, septembre et octobre, et de la prévision, sur une période de 3 mois en octobre, du rendement des obligations de 10 ans du gouvernement du Canada, moyenne à laquelle on additionnerait l'écart des rendements des obligations de 10 ans et des obligations à long terme du gouvernement du Canada (selon les données de la Banque du Canada). Les taux approuvés de rendement seraient redressés de pair avec l'écart des taux d'intérêt si ces derniers se situaient encore entre 7,5 et 9,5 % tandis qu'un coefficient de 2/3 serait appliqué si les taux d'intérêt prévus étaient à l'extérieur de cette fourchette.

IPL et TMPL ont toutes deux demandé que l'Office modifie les modalités actuelles de rajustement des droits pour les canalisations de pétrole et de produits. Actuellement, les modifications du coût de la dette et du capital-actions d'une société sont examinées selon la méthode de rajustement des droits de catégorie 3 et nécessitent normalement la tenue d'une audience orale. Les deux sociétés ont demandé que l'Office revoit ce processus de façon que les modifications à apporter au coût de la dette et du taux approuvé de RCO selon le mécanisme de rajustement soient examinées selon les modalités de

rajustement des droits de catégorie 2, dans quel cas la tenue d'une audience orale est normalement superflue.

MM. Booth et Berkowitz ont recommandé que les taux approuvés de rendement soient rajustés chaque année si l'écart des taux d'intérêt prévus se situe entre 50 et 200 points de base. Cette prévision serait établie en faisant la moyenne des prévisions de Consensus Forecasts, sur une période de 12 mois en juin, août et octobre et sur une période de 3 mois en octobre, du rendement des obligations du gouvernement du Canada, plus un écart de 25 points de base. Si l'écart des taux d'intérêt était inférieur, aucun rajustement ne serait fait, et s'il était supérieur, une audience serait tenue. Le rajustement appliqué serait égal à 80 % de l'écart des taux d'intérêt prévus. Ce mécanisme de rajustement serait en place pendant trois ans.

M. Cannon a affirmé que même s'il préférerait que son mécanisme de rajustement fasse appel aux méthodes des gains comparables et de la prime de risque, il ne pourrait trouver aucune façon simplifiée et généralement acceptée de le faire. Par conséquent, il a recommandé l'utilisation de la méthode de la prime de risque. Pour la prévision des taux d'intérêt, M. Cannon a recommandé l'utilisation des prévisions de Consensus Forecasts ou d'une autre prévision basée sur un consensus, le cas échéant. Si l'écart entre les taux d'intérêt prévus pour l'année d'essai et les taux établis à l'audience est supérieur à 25 points de base, le mécanisme recommandé par M. Cannon ferait en sorte que les taux approuvés de rendement seraient rajustés de cet écart multiplié par un facteur de 0,75. De l'avis de M. Cannon, une nouvelle audience sur le coût du capital devrait être tenue tous les trois ans.

M. Waters s'est dit d'accord avec le mécanisme de rajustement proposé par M. Sherwin et M<sup>me</sup> McShane, mais il s'oppose à l'application d'un coefficient de rajustement de 0,5 quand les taux d'intérêt sont inférieurs à 7 %. M. Waters a affirmé que si les taux d'intérêt sont inférieurs en raison des conditions du marché, les organismes de réglementation ne devraient pas tenter de corriger le marché.

M. Parcell, au nom de C.W. Amos, a exprimé son point de vue, à savoir qu'aucune méthode ne permet de mesurer adéquatement l'évolution du coût du capital au fil des ans. Son analyse du rapport entre les taux d'intérêt et les taux de RCO a montré que les fluctuations des taux d'intérêt ne constituent pas la seule variable explicative à examiner. M. Parcell a recommandé que l'Office adopte un mécanisme de rajustement en vertu duquel l'Office serait tenu de mener des analyses annuelles à l'aide de diverses méthodes pour déterminer les changements dans le coût du capital. Ces études pourraient alors mener à des modifications du taux approuvé de RCO des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office.

## **4.2 Réexamen du coût du capital**

Toutes les parties à la présente audience ont exprimé des points de vue semblables au sujet de la fréquence des examens du coût du capital des sociétés pipelinières. Elles ont convenu que si un mécanisme de rajustement était mis en place, il ne serait pas nécessaire de tenir une audience sur le coût du capital pendant trois à cinq ans, à moins de perturbations imprévues dans les marchés financiers. IPL a laissé entendre que des examens intérimaires devraient être menés seulement en fonction des plaintes, et elle a fourni une liste des circonstances qui pourraient amener une partie à demander la tenue d'une audience intérimaire.

### 4.3 Opinion de l'Office

La plupart des parties ont recommandé des mécanismes de rajustement fondés strictement sur la méthode de la prime de risque. Cependant, un témoin a recommandé un mécanisme de rajustement en vertu duquel l'Office serait tenu de mener des études sur la modification du coût du capital en recourant à diverses méthodes de calcul du coût du capital. L'Office estime que ce genre de mécanisme de rajustement ne concorde pas avec le but visé qui est énoncé dans l'ordonnance d'audience, soit l'amélioration du processus d'établissement des droits. L'Office convient de la pertinence d'un mécanisme de rajustement fondé sur la méthode de la prime de risque. Par conséquent, l'Office a décidé de mettre en place un mécanisme de rajustement du taux de RCO qui est fondé sur les écarts des rendements prévus des obligations à long terme du gouvernement du Canada.

Chaque année, l'Office déterminera le rendement prévu des obligations pour l'année d'essai à venir en consultant le numéro de novembre de Consensus Forecasts (Consensus Economics Inc., Londres, Angleterre). Il fera la moyenne des prévisions, établies sur des périodes de 3 mois et de 12 mois, du rendement des obligations de 10 ans du gouvernement du Canada et, à cette moyenne, il ajoutera l'écart moyen entre les rendements des obligations de 10 ans et de 30 ans du gouvernement du Canada. L'Office calculera cette provision en utilisant les rendements des obligations de 10 ans et de 30 ans du gouvernement du Canada qui sont publiés tous les jours dans le *Financial Post*, en octobre de l'année en cours.

L'Office n'est pas intéressé par la perspective de redresser le taux approuvé de RCO de pair avec l'écart des taux d'intérêt prévus. Il a tenu compte de l'avis exprimé par plusieurs parties à l'effet que, lorsque les taux d'intérêt fluctuent, la prime de risque change. L'Office croit qu'un mécanisme de rajustement fondé sur cette proposition devrait fournir des résultats équitables et s'avérer durable au cours de la période visée d'au moins trois ans. Les témoins-experts à la présente audience ont estimé ce ratio entre 0,5 et 0,8. L'Office juge approprié un mécanisme de rajustement assorti d'un coefficient de redressement de 0,75 pour les écarts des rendements prévus des obligations.

Le mécanisme de rajustement du taux de RCO des sociétés pipelinières sera fondé sur le calcul suivant. Du rendement prévu des obligations pour l'année d'essai à venir calculé précédemment, l'Office soustraira le rendement prévu des obligations utilisé au cours de l'année d'essai précédente. Pour déterminer le rajustement à appliquer au taux de RCO approuvé de chaque société pipelinière du groupe 1, l'Office multipliera la différence entre ces deux prévisions par 0,75 et arrondira le résultat aux 25 points de base près. L'Office informera alors publiquement chacune de ces sociétés pipelinières de son nouveau taux de RCO autorisé et lui ordonnera de déposer de nouveaux droits pour l'année d'essai à venir.

Les sociétés exploitant un oléoduc ont demandé à l'Office de modifier les modalités actuelles de rajustement de leurs droits de façon que les modifications du coût de la dette et du coût du capital-actions ordinaire découlant du mécanisme de rajustement puissent être examinées selon les modalités de rajustement des droits de catégorie 2. L'Office est d'avis que les rajustements des droits qui découlent du redressement du taux de RCO peuvent se faire hors du cadre des modalités de rajustement des droits de catégories 1, 2 et 3 définies par l'Office dans sa décision de décembre 1990. Étant donné que le mécanisme de rajustement a fait l'objet d'un examen approfondi à la présente audience, il ne sera pas nécessaire d'examiner plus à fond les rajustements de droits résultant de ce mécanisme de rajustement. Par conséquent, l'Office ne conclut pas à la nécessité d'appliquer une méthode officielle de rajustement des droits quand les droits sont modifiés par suite de l'application du mécanisme de rajustement. L'Office n'est pas persuadé que les modalités de rajustement des droits de catégorie 2 et 3 doivent être modifiées pour tenir compte de la décision prise dans la présente instance.

Le tableau suivant montre les résultats produits par le mécanisme de rajustement avec une fourchette représentative de taux d'intérêt. Les extrémités inférieure et supérieure de la fourchette de prévisions qui figurent sur ce tableau ne représentent pas des valeurs limites au-delà desquelles le mécanisme de rajustement ne s'appliquera pas.

**Tableau 4-2**  
**Résultats représentatifs produits par le mécanisme de rajustement**

Taux d'intérêt prévu	Taux de RCO	Arrondissement au taux de rendement approuvé	Prime de risque de l'avoir des actionnaires implicite
7,00 %	10,56 %	10,50 %	3,56 %
7,50 %	10,94 %	11,00 %	3,44 %
8,00 %	11,31 %	11,25 %	3,31 %
8,50 %	11,69 %	11,75 %	3,19 %
9,00 %	12,06 %	12,00 %	3,06 %
<b>9,25 %</b>	<b>12,25 %</b>	<b>12,25 %</b>	<b>3,00 %</b>
9,50 %	12,44 %	12,50 %	2,94 %
10,00 %	12,81 %	12,75 %	2,81 %
10,50 %	13,19 %	13,25 %	2,69 %
11,00 %	13,56 %	13,50 %	2,56 %
11,50 %	13,94 %	14,00 %	2,44 %
12,00 %	14,31 %	14,25 %	2,31 %
12,50 %	14,69 %	14,75 %	2,19 %
13,00 %	15,06 %	15,00 %	2,06 %

L'Office s'attend à ce que ce mécanisme de rajustement soit valide pour une vaste gamme de taux d'intérêt. Par conséquent, l'Office ne juge pas nécessaire de définir une fourchette de taux de rendement des obligations à l'extérieur de laquelle le mécanisme ne fonctionnerait pas. L'Office ne fixe pas de durée d'application limite pour le mécanisme et ne prévoit pas réévaluer le taux de RCO dans le cadre d'une audience officielle avant au moins trois ans. L'Office a confiance que le mécanisme de rajustement adopté assurera un équilibre approprié entre les intérêts des actionnaires des sociétés pipelinières et ceux des expéditeurs.

L'Office s'attend aussi à ce que la structure de capital établie à la présente audience pour chaque société pipelinière soit valide pendant plusieurs années. L'Office envisagera la possibilité de réévaluer les structures de capital, probablement sur une base individuelle, si la structure de capital d'une société, l'organisation de l'entreprise ou les fondements financiers de celle-ci changent sensiblement. L'Office ne privilégie pas les réévaluations routinières de la structure de capital. C'est pour ces raisons que l'Office n'a fixé aucune date précise ni aucun critère pour la réévaluation des structures de capital. Pour les raisons indiquées ci-dessus, toute réévaluation de la structure de capital doit se faire à la

demande de la société pipelinière, de ses expéditeurs ou d'une autre partie intéressée. Le cas échéant, il reviendra à l'Office d'évaluer le bien-fondé de cette requête.

### **Décision**

**L'Office a décidé qu'après l'année d'application des droits de 1995, les taux approuvés du rendement du capital-actions ordinaire seront rajustés tous les ans à l'aide de la méthode de la prime de risque qui est décrite ci-dessus.**

**L'Office a également déterminé qu'il n'y a pas lieu d'établir au préalable des délais ni autres limites tant pour le mécanisme de rendement que pour les structures du capital faisant l'objet du chapitre 3.**



## Chapitre 5

# Dispositif

---

Les chapitres précédents, ainsi que l'ordonnance TG/TO-1-95, constituent nos décisions et nos motifs de décision relativement à la présente instance.

L'Office réserve son jugement sur toutes les décisions visant IPL.

R. Priddle  
membre président

K.W. Vollman  
membre

A. Côté-Verhaaf  
membre

R.L. Andrew  
membre

Calgary (Alberta)  
Mars 1995

## Appendix I

# Ordonnance TG/TO-1-95

---

### Ordonnance TG/TO -1 95

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi») et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À l'audience RH-2-94 tenue conformément à la partie IV de la Loi durant laquelle ont été étudiés la structure du capital entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1995 et le taux de rendement du capital-actions ordinaire pour l'année d'essai 1995 de toutes les sociétés pipelières du groupe 1 relevant de la compétence de l'Office, à l'exception de Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. et Cochin Pipeline Ltd. (les «demandeurs»).

Devant l'Office le 16 mars 1995.

ATTENDU QUE les demandeurs ont déposé auprès de l'Office, le 20 juin 1994, leurs mémoires sur le coût du capital, dans leur version modifiée, pour obtenir des ordonnances établissant la structure du capital et le rendement du capital-actions ordinaire appropriés qu'ils pouvaient inclure dans les droits applicables au service offert à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1995;

ATTENDU QUE Pipelines Trans-Nord Inc. («Trans-Nord») a présenté un règlement au début de la phase orale de l'audience, et que l'Office a accepté le règlement après avoir entendu les opinions de toutes les parties à ce sujet;

ATTENDU QUE Trans-Nord a ensuite été libérée de toute autre participation à l'audience à titre de demandeur, mais qu'elle a choisi de conserver le statut d'intervenant pour le reste de l'audience;

ATTENDU QU'une audience publique a commencé le 24 octobre 1994, conformément à l'ordonnance d'audience RH-2-94, dans sa version modifiée, à Calgary (Alberta), au cours de laquelle l'Office a entendu la preuve et les plaidoiries des demandeurs et de toutes les parties;

ATTENDU QUE Pipeline Interprovincial Inc. («IPL») et l'Association canadienne des producteurs pétroliers («l'ACPP») ont déposé, le 1<sup>er</sup> février 1995, une demande conjointe dans laquelle elles demandaient à l'Office de réserver la partie de la décision RH-2-94 concernant les questions propres à IPL jusqu'à ce que l'Office ait étudié un projet de règlement sur les droits;

ATTENDU QUE l'Office, dans une lettre datée du 9 février 1995, a fourni à toutes les parties la possibilité d'exprimer leurs opinions sur la demande conjointe avant de rendre une décision à ce sujet;

ATTENDU QUE l'Office, après avoir entendu toutes les parties au sujet de la demande conjointe, a libéré IPL, le 3 mars 1995, de l'application de l'ordonnance d'audience RH-2-94 et de toute autre participation dans l'audience à titre de demandeur;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office relativement aux mémoires des demandeurs sont énoncées dans ses motifs de décision en date de mars 1995, et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ QUE :

1. Alberta Natural Gas Company Ltd («ANG»), Foothills Pipe Lines Ltd. («Foothills»), TransCanada PipeLines Inc. («TransCanada»), Trans Mountain Pipe Line Company Ltd («TMPL»), Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. («TQM») et Westcoast Energy Inc. («Westcoast») appliquent, aux fins de comptabilité, de calcul des droits et d'établissement des tarifs, les décisions énoncées dans les motifs de décision en date de mars 1995 et dans la présente ordonnance.
2. ANG observe une structure présumée du capital constituée de 30 % d'actions ordinaires à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1995 et un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25 % pour l'année d'essai 1995.
3. Foothills observe une structure présumée du capital constituée de 30 % d'actions ordinaire à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1995 et un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25 % pour l'année d'essai 1995.
4. TransCanada observe une structure présumée du capital constituée de 30 % d'actions ordinaires à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1995 et un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25 % pour l'année d'essai 1995.
5. TMPL observe une structure présumée du capital constituée de 45 % d'actions ordinaires à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1995 et un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25 % pour l'année d'essai 1995.
6. TQM observe une structure présumée du capital constituée de 30 % d'actions ordinaires à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1995 et un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25 % pour l'année d'essai 1995.
7. Westcoast observe une structure présumée du capital constituée de 35 % d'actions ordinaires à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1995 et un rendement du capital-actions ordinaire de 12,25% pour l'année d'essai 1995.
8. L'Office national de l'énergie ajustera le rendement du capital-actions ordinaire de chaque demandeur assujéti à l'application de la présente ordonnance le 1<sup>er</sup> janvier 1996 et de nouveau le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année ultérieure, conformément à ce qui suit :
  - a) le rendement prévu des obligations pour l'année d'essai sera la moyenne de rendement prévu, sur une période de 3 mois et de 12 mois, des obligations d'épargne de 10 ans du Canada, publiée dans le numéro de novembre de *Consensus Forecasts* (Consensus Economics Inc., Londres, Angleterre), plus l'écart actuel du rendement des obligations de 10 ans à 30 ans du Canada, obtenu en calculant l'écart quotidien moyen entre les rendements des obligations de 10 ans et de 30 ans du Canada, publié dans le *Financial Post* (Financial Post) en octobre de l'année en cours;
  - b) du rendement prévu des obligations calculé en a) sera soustrait le rendement prévu utilisé au cours de l'année d'essai précédente, et la différence entre ces deux prévisions sera multipliée par un coefficient de 0,75 afin de déterminer le rajustement à apporter au rendement du capital-actions ordinaire;

- c) le produit calculé en b) sera ajouté au rendement du capital-actions ordinaire applicable dans l'année d'essai précédente;
- d) la somme résultant de c) sera arrondie aux 25 points de base près.
- e) chaque demandeur déposera un tarif des droits révisé conformément au calcul que l'Office publiera le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année civile.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

J. S. Richardson

## Appendix II

# Résumé des témoignages sur le rendement du capital-actions ordinaire

---

**Tableau a2-1**  
**Résumé des témoignages sur le rendement du capital-actions ordinaire**

**Résumé des témoignages sur le rendement du capital-actions ordinaire**

**Gains comparables**

	Dr. Sherwin & Ms. McShane	Dr. Evans	Dr. Morin	Drs. Booth & Berkowitz	Dr. Cannon	Dr. Waters
Cycle économique	1985 - 1993	1984 - 1993	1983 - 1993		1985 - 1993	
Taille de l'échantillonnage	24 soc. industr.	21-20 soc. industr.	23 soc. industr.	s/o*****	27 soc. industr.	s/o*****
Résultats des essais	11,50 - 12,00 %	13,50 - 14,00 %	11,53 %			
Aj. risque moindre serv. publics	0,00 %	-1,25 %	0,00 %			
<b>Juste rendement</b>	<b>11,50 - 12,00 %</b>	<b>12,25 - 12,75 %</b>	<b>11,53 %</b>		<b>10,65 - 11,15 %</b>	
Pondération	15,00 %	25,00 %	égal tous essais		40,00 %	

**Valeur actualisée nette (VAN)**

	Dr. Sherwin & Ms. McShane	Dr. Evans	Dr. Morin	Drs. Booth & Berkowitz	Dr. Cannon	Dr. Waters			
Échantillonnage	24 soc. industr.	21-20 soc. industr.	23 soc. industr.	6 serv. tél.	12 serv. publics	12 serv. publics	11 serv. publics	27 soc. industr.	20 non serv. publics
Rendement des dividendes	2,50 %	2,25 %	3,19 %	5,74 %	5,57 - 5,85 %	5,71 %	6,0 - 6,2 %	2,3 - 2,7 %	5,90 %
Croissance	8,70 %	9,00 - 9,75 %	9,20 %	4,79 %	4,52 - 5,50 %***	3,83 %***	3,0 - 4,0 %	7,5 - 7,9 %	4,00 %
Coût des capitaux VAN	11,20 %	11,25 - 12,00 %	12,39 %	10,53 %	10,09 - 11,35 %	9,54 %	9,0 - 10,2 %	9,8 - 10,6 %	9,90 %
Aj. risque moindre serv. publ.	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,20 - 0,15 %	-0,50 %	
Coût des capitaux (ess.)	11,20 %	11,25 - 12,00 %	12,39 %	10,53 %	10,09 - 11,35 %	9,54 %	8,8 - 10,05 %	9,3 - 10,1 %	
RCP VAN pour IPL et TMPL		11,50 - 11,75 %**							
Aj. flex. fin.	1,05 %*	1,00 - 1,15 %	0,17 %	0,28 %			0,60 - 0,65 %	0,60 - 0,65 %	
<b>Juste rendement</b>	<b>12,25 %</b>	<b>12,50 - 12,90 %</b>	<b>12,56 %</b>	<b>10,81 %</b>	<b>10,09 - 11,35 %</b>	<b>9,54 %</b>	<b>9,40 - 10,70 %</b>	<b>9,9 - 10,75 %</b>	<b>9,90 %</b>
Pondération	10,00 %	5,00 %	égal tous essais	25,00 %	25,00 %	pond. 10,00 %	pond. 10,00 %	sans pond	

**Prime de risque**

	Dr. Sherwin & Ms. McShane	Dr. Evans	Dr. Morin	Drs. Booth & Berkowitz	Dr. Cannon	Dr. Waters	
			résultats combinés	privilégiées	obligations	résultats combinés	
Prime de risque du marché	5,0 - 5,5 %	6,00 %	5,9 - 6,9 %	-	3,5 - 4,0 %****	4,50 - 5,00 %****	4,50 %
Prime risq. serv. public repère	3,50 %			1,83 - 2,53 %	1,58 - 2,20 %	1,56 - 2,51 %	2,25 %
Prime risque IPL, TMPL		3,75 %					
Prime de risque TQM			3,90 - 4,53 %				
Taux l. t. Canada - 1995	8,50 - 9,00 %	8,50 - 9,00 %	9,25 %	7,68 - 8,02 %	8,25 - 8,75 %	8,00 - 8,50 %	8,25 - 8,75 %
Coût des capitaux (ess.)	12,0 - 12,50 %	12,25 - 12,75 %	13,15 - 13,78 %	9,51 - 10,55 %	9,83 - 10,95 %	9,56 - 11,01 %	10,50 - 11,0 %
Flexibilité financière	1,10 - 1,20 %	1,05 - 1,25 %	0,20 %	aj. int. 0,25 %	0,00 %	0,60 - 0,65 %	0,50 %
<b>Juste rendement</b>	<b>13,10 - 13,70 %</b>	<b>13,30 - 14,0 %</b>	<b>13,35 - 13,98 %</b>	<b>9,76 - 10,80 %</b>	<b>9,83 - 10,95 %</b>	<b>10,20 - 11,65 %</b>	<b>11,0 - 11,50 %</b>
Pondération	75,00 %	70,00 %	égal tous essais	25,00 %	25,00 %	40 % pond.	exclusive reliance
				milieu. 10,28 %	milieu 10,39 %		
<b>Recommandation générale</b>	<b>13,00 %</b>	<b>13,00 - 13,50 %</b>	<b>13,00 %</b>	<b>10,50-11,00 %</b>	<b>10,75-11,25 %</b>	<b>11,0 - 11,50 %</b>	

emphase11,0 %

\* Ajustement tacite en matière de flexibilité financière par M. Sherwin et MME McShane

\*\* M. Evans préconise de s'attacher au milieu de l'estimation du coût des capitaux (ess.)  
\*\*\* Le taux de croissance des dividendes est calculé par MM. Booth et Berkowitz comme la différence entre le résultat final et le rendement des dividendes.  
\*\*\*\* La prime de risque du marché est ajustée par MM. Booth et Berkowitz, et M. Cannon, en fonction de la puissance d'achat ou du risque lié à l'échéance.  
\*\*\*\*\* Technique non appliquée

Nota : La présentation des chiffres du tableau a été uniformisée; il se peut donc que les chiffres ne se retrouvent pas tels quels dans la preuve produite à l'audience.