



Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**TransCanada PipeLines  
Limited**

**GH-2-97**

**Novembre 1997**

---

**Installations**

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

relativement à

### **TransCanada PipeLines Limited**

Demande datée du 13 mai 1997, dans sa version modifiée, visant les installations de 1998

**GH-2-97**

**Novembre 1997**

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1997  
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1997-13F  
ISBN 0-662-82390-7

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du:**

Bureau des publications  
Office national de l'énergie  
311, sixième avenue s.-o.  
Calgary (Alberta) T2P 3H2  
C. électr. : orders@neb.gc.ca  
Télécopieur : (403) 292-5503  
Téléphone : (403) 299-3562

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

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1997  
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1997-13E  
ISBN 0-662-26172-0

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

The Publications Office  
National Energy Board  
311 Sixth Avenue S.W.  
Calgary, Alberta T2P 3H2  
E-Mail: orders@neb.gc.ca  
Fax: (403) 292-5503  
Phone: (403) 299-3562

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

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

# Table des matières

<b>Liste des tableaux</b> .....	iii
<b>Liste des figures</b> .....	iii
<b>Abréviations</b> .....	iv
<b>Glossaire</b> .....	vi
<b>Exposé et comparutions</b> .....	vii
<b>Aperçu</b> .....	ix
<b>1. Introduction</b> .....	1
1.1 NEXUS, phase I, et «audience sur les quatre questions» .....	1
1.2 Demande visant les installations de 1998 .....	1
1.3 Contrats visant le service et la capacité sur le réseau de TQM .....	2
<b>2. Utilisation des terres et questions environnementales et socio-économiques</b> .....	4
2.1 Choix du tracé et besoins en terrains .....	4
2.1.1 Choix du tracé .....	4
2.1.2 Besoins en terrains .....	4
2.1.3 Nouveaux tracés et déviations .....	5
2.1.4 Exigences de la Loi concernant le tracé des nouvelles installations pipelinières ...	7
2.2 Préoccupations publiques .....	8
2.3 Questions environnementales .....	9
2.3.1 Rapport d'examen environnemental préalable .....	9
2.3.2 Ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario .....	10
2.3.3 Environnement Canada .....	10
<b>3. Offre et demande globales de gaz</b> .....	12
3.1 Approvisionnement global en gaz .....	12
3.2 Marchés intérieurs à long terme .....	13
3.3 Marchés d'exportation à long terme .....	13
<b>4. Services de transport particuliers</b> .....	15
4.1 Prévision des besoins de TransCanada .....	15
4.2 Nouveaux services sur les marchés intérieurs .....	16
4.2.1 Simplot Canada Limited (zone de livraison du Manitoba («ZLM»)) .....	16
4.2.2 Gaz Métropolitain & Company, Limited Partnership (zone de livraison de l'Est («ZLE»)) .....	17
4.2.3 Petro-Canada Oil and Gas (zone de livraison du Centre («ZLC»)) .....	17
4.3 Nouveaux services à l'exportation .....	19
4.3.1 Westcoast Gas Services Inc. (Emerson II) .....	19
4.3.2 ProGas Limited (Emerson II) .....	20
4.3.3 Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. (Emerson II) .....	21
4.3.4 Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. (Niagara Falls) .....	22

4.3.5	Coastal Gas Marketing Company (Emerson I)	23
4.3.6	United States Gypsum Company (Chippawa)	23
4.3.7	Renaissance Energy Ltd. (Niagara)	24
4.3.8	Renaissance Energy Ltd. (East Hereford)	24
4.3.9	Coastal Gas Marketing Company (St. Clair)	25
4.3.10	TransCanada Gas Services (East Hereford)	26
4.3.11	United States Gypsum Company (Niagara)	26
4.3.12	Androscoggin Energy LLC (East Hereford)	27
4.3.13	Rock-Tenn Company (Philipsburg)	28
4.3.14	RDO Foods Co. (Emerson I)	28
4.3.15	J.R. Simplot Company (Emerson I)	29
4.3.16	CoEnergy Trading Company (East Hereford)	29
4.4	Approvisionnement réservé au projet	34
<b>5.</b>	<b>Installations</b>	<b>38</b>
5.1	Installations particulières	38
5.2	Caractère approprié de la conception	38
5.2.1	Contrats de service et de capacité de transport sur le réseau de TQM	39
5.3	Compte de report relatif au contrat de service supplémentaire sur TQM	47
5.4	Obtention par contrat du service de transport M12 sur Union lié à la conversion du SGO	47
5.5	Réforme de compresseurs	48
5.6	Exemption de l'application des dispositions de la Loi concernant l'autorisation de mise en service	49
<b>6.</b>	<b>Faisabilité économique</b>	<b>50</b>
<b>7.</b>	<b>Dispositif</b>	<b>53</b>

## Liste des tableaux

2-1	Installations proposées par TransCanada pour 1998 - Besoins en terrains . . . . .	6
4-1	Prévision de TransCanada concernant les livraisons quotidiennes maximales en hiver et les livraisons annuelles <sup>(1)(2)</sup> . . . . .	16
4-2	Demande visant les installations de 1998-1999 . . . . .	18
5-1	Description et coût estimatif des installations projetées . . . . .	41

## Liste des figures

5-1	Emplacement des installations projetées . . . . .	40
-----	---	----

## Abréviations

$10^{12}\text{m}^3$	billion de mètres cubes
$10^{12}\text{pi}^3$	billion de pieds cubes
$10^3\text{m}^3/\text{j}$	millier de mètres cubes par jour
$10^3\text{pi}^3$	millier de pieds cubes
$10^6\text{m}^3$	million de mètres cubes
$10^6\text{pi}^3/\text{j}$	million de pieds cubes par jour
$10^9\text{m}^3$	milliard de mètres cubes
$10^9\text{pi}^3$	milliard de pieds cubes
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AEC	AEC Oil & Gas Partnership
Androscoffin	Androscoffin Energy LLC
Apache	Apache Canada Ltd.
Bay State	Bay State Gas Company
Beau Canada	Beau Canada Exploration Ltd.
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CCPO	Comité de coordination des pipelines de l'Ontario
Centra Manitoba	Centra Gas Manitoba Inc.
certificat	certificat d'utilité publique
CNR	Canadian Natural Resources
Coastal	Coastal Gas Marketing Company
CoEnergy	CoEnergy Trading Company
Consumers	The Consumers' Gas Company Ltd.
ECTR	Enron Capital & Trade Resources Corp.
Empire	Empire State Pipeline Company
Engage US	Engage Energy US, L.P.
Enron	Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.
EP	entente préalable
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Gaz Métro	Gaz Métropolitain & Company, Limited Partnership
Geomatics	Geomatics International Inc.
GJ	gigajoule
Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Company Limited Partnership
Gulf	Gulf Canada Ressources Limitée
Husky	Husky Oil Operations Ltd.
International Paper	International Paper Company
J.R. Simplot	J. R. Simplot Company
km	kilomètre
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
M&NE	Maritimes & Northeast Pipeline Company, L.L.C.
MÉA	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
MEÉO	Ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario
mm	millimètre
MW	mégawatt
National Fuel	National Fuel Gas Supply Corporation
Northern Utilities	Northern Utilities Inc.
NOVA	NOVA Gas Transmission Ltd.

NO <sub>x</sub>	oxydes d'azote
Office, ONÉ	Office national de l'énergie
Petro-Canada	Petro-Canada Oil and Gas
PGQ	le Procureur général du Québec
Pinnacle	Pinnacle Resources Ltd.
PJ	pétajoule
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
PPLR	plan, profil et livre de renvoi
ProGas U.S.A.	ProGas U.S.A., Inc.
ProGas	ProGas Limited
RDO	RDO Foods Co.
REI	Renaissance Energy (U.S.) Inc.
Renaissance	Renaissance Energy Ltd.
Rigel	Rigel Oil & Gas Ltd.
Rio Alto	Rio Alto Exploration Ltd.
RNCG	<i>Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs</i>
Rock-Tenn	Rock-Tenn Company
SGO	service garanti offert
Simplot	Simplot Canada Limited
Sproule	Sproule Associates Limited
STS	service de transport assorti de stockage
Suncor	Suncor Inc.
Talisman	Talisman Energy Inc.
TCGS	TransCanada Gas Services (a division of TransCanada Energy Ltd.)
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
TG	transport garanti
TGSI	TransCanada Gas Services Inc.
TPT	transport par des tiers
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TransGas	TransGas Limited
Union	Union Gas Limited/Centra Gas Ontario Inc.
US Gypsum	United States Gypsum Company
VCP	vanne de canalisation principale
Vermont Gas	Vermont Gas Systems, Inc.
Viking	Viking Gas Transmission Company
Wascana	Wascana Energy Inc.
Wausau Papers	Wausau Papers of New Hampshire, Inc.
WGSJ	Westcoast Gas Services Inc.
WGSJ (America)	Westcoast Gas Services (America), Inc
WGSJ (USA)	Westcoast Gas Services (U.S.A.), Inc.
ZLC	zone de livraison du Centre
ZLE	zone de livraison de l'Est
ZLM	zone de livraison du Manitoba



## Glossaire

(L'explication de certains termes employés dans les présents motifs, qui apparaissent rarement dans les rapports de l'Office ou peuvent s'appliquer seulement à TransCanada, est fournie pour la commodité du lecteur).

GH-1-97	Ordonnance d'audience relative à la demande de prolongement vers PNGTS de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.
GHW-1-97	Ordonnance d'audience GHW-1-97 relativement à diverses demandes de licences autorisant l'exportation de gaz naturel.
GHW-2-97	Ordonnance d'audience GHW-2-97 relativement à diverses demandes de licences autorisant l'exportation de gaz naturel.
Directives	<i>Directives concernant les exigences de dépôt</i> de l'Office.
Règlement incitatif	Le Règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des recettes, intervenu entre les parties relativement aux composantes des besoins en recettes de TransCanada (sauf pour les questions relatives au coût du capital, pour lesquelles une décision a été rendue dans l'instance RH-2-94), qui s'appliquent de 1996 à 1999.
M12	Service garanti offert par Union Gas Limited.
NEXUS, phase 1	Demande de TransCanada visant les installations de 1997-1998, déposée à l'origine le 13 mai 1997 et révisée par la suite pour devenir la demande visant les installations de 1998 (c.-à-d. GH-2-97).
Partie III	La partie de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> qui porte sur la construction et l'exploitation des pipelines.
Partie IV	La partie de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> qui porte sur le transport, les droits et les tarifs.
RH-1-97	Ordonnance d'audience relativement à la demande de TransCanada visant les droits exigibles à partir du 1 <sup>er</sup> janvier 1997.
RH-3-97	Ordonnance d'audience visant à établir une instance pour l'examen des droits de renouvellement de contrats et des exigences de la politique d'agrandissement de TransCanada.

## Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande, présentée par TransCanada PipeLines Limited en date du 13 mai 1997 et révisée par la suite, pour obtenir des ordonnances concernant un certificat d'utilité publique autorisant la construction d'installations additionnelles le long de sa canalisation principale;

AUX TERMES de l'ordonnance d'audience de l'Office national de l'énergie GH-2-97.

ENTENDUE à Calgary, en Alberta, les 22, 23, 24, 25 et 26 septembre et le 1<sup>er</sup> octobre 1997.

DEVANT :

K.W. Vollman	membre président
R. Priddle	membre
R. Revel	membre

COMPARUTIONS :

P.R. Jeffrey B. Andriachuk	TransCanada PipeLines Limited
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
A.S. Hollingworth D. Wood	Androscoffin Energy LLC; Bay State Gas Company; The Mead Corporation; Northern Utilities Inc.; et Portland Natural Gas Transmission System
D.A. Holgate	CoEnergy Trading Company
F. Cass	Consumers' Gas Company Ltd. (The)
C.B. Woods	Duke Energy Marketing Limited Partnership
L.G. Keough	Enron Capital & Trade Resources Canada
P. Cochrane	Foothills Pipe Lines Ltd.
L.-A. Leclerc	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
R.R. Moore	Pétrole Impériale Ressources Limitée
N.J. Gretener L.E. Smith	J.R. Simplot Company; Simplot Canada Limited Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
S. Boucher-Chen	Pan-Alberta Gas Ltd.
S.L. McDonough	PanCanadian Petroleum Limited

M. Voinorosky	ProGas Limited
P.M. Cradock	Renaissance Energy Ltd.
F.G. Hébert	Gaz Métropolitain & Company, Limited Partnership
F. Basham	Talisman Energy Inc.
G.W. Henderson	TransCanada Gas Services, a Division of TransCanada Energy Limited
G. Cameron	Union Gas Limited and Centra Gas Ontario Inc.
R. Syrnyak	Wascana Energy Inc.
C.J.C. Page	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
H.R. Huber	Province de la Nouvelle-Écosse
L.A. Boychuk	Avocats de l'Office
P. Enderwick	

## Aperçu

*(Note : L'aperçu est pour la seule commodité du lecteur; il ne fait pas partie de la décision ou des motifs de décision, que le lecteur est prié de consulter pour obtenir le détail de la décision)*

### La demande

Dans sa demande visant les installations de 1998, déposée à l'origine le 13 mai 1997 dans le cadre de NEXUS, phase 1, et modifiée par la suite, TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») a sollicité un certificat d'utilité publique (le «certificat») aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi») l'autorisant à construire des installations le long de son réseau de gazoducs en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec (les «installations de 1998»). La compagnie a sollicité l'autorisation de construire au total 308,4 km de pipeline, onze nouveaux compresseurs, des refroidisseurs complémentaires à sept stations, des collecteurs, des installations de comptage à cinq stations et des dispositifs relatifs à la compression comprenant des compresseurs de réserve et des blocs compresseurs. Le coût estimatif des installations est de 824,9 millions \$ (\$ de 1997). Le droit connexe, applicable à la zone de l'Est, à un facteur de charge de 100 % et sans tenir compte du combustible, serait de 90,7 cents le gigajoule («GJ»), soit le même que celui du scénario de base. La construction des installations devrait se dérouler en 1998, pour une date de mise en service du 1<sup>er</sup> novembre 1998 (à l'exception des refroidisseurs complémentaires aux cinq stations, qui devraient entrer en service d'ici au 15 décembre 1998).

### Autres autorisations réglementaires

TransCanada a demandé à l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») de mener une évaluation des effets environnementaux des installations de 1998 aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la «LCÉE») et de ses règlements d'application. Elle a demandé à l'Office l'autorisation d'obtenir une capacité ou un service de transport supplémentaire entre Lachenaie et East Hereford, au Québec. Aux termes de l'article 58 de la Loi, TransCanada a aussi demandé d'être exemptée de l'application des dispositions des paragraphes 31(c) et 31(d) et des articles 33 et 47 de la Loi en ce qui a trait aux installations de doublement.

### Grandes lignes de la décision de l'Office

En ce qui a trait à la demande de TransCanada, présentée aux termes des articles 52 et 58 de la Loi, l'Office est convaincu que les installations projetées sont requises aux fins de l'utilité publique et le demeureront, et il est disposé à délivrer un certificat, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Il a établi que l'agrandissement projeté était économiquement faisable, car les installations seront vraisemblablement utilisées à un niveau raisonnable durant leur vie économique et que les frais liés à la demande seront versés. Le certificat que délivrerait l'Office comprendra les conditions voulues pour que seules les installations nécessaires pour répondre à l'ensemble des besoins en service garanti seront construites et que la construction se déroulera d'une manière acceptable, sur le plan technique et environnemental.

Pour ce qui est de la requête présentée à l'Office par TransCanada à l'effet qu'elle soit autorisée à obtenir par contrat le service de TPT sur le prolongement vers PNGTS proposé du réseau de TQM, l'Office est convaincu que les considérations techniques mises de l'avant par TransCanada, assorties des conditions voulues, sont raisonnables et peuvent être approuvées aux fins de la partie III de la Loi. L'Office approuve donc la requête de TransCanada dans le contexte de la conception projetée des

installations de 1998. Cette approbation est donnée sous réserve de toutes les approbations que l'Office pourrait délivrer concernant le projet de prolongement vers PNGTS de TQM, et ne s'étend pas aux questions liées à la partie IV ou à celles dûment examinées par l'Office dans l'instance GH-1-97 ou dans toute autre instance.

## Chapitre 1

# Introduction

---

### 1.1 NEXUS, phase I, et «audience sur les quatre questions»

Le 13 mai 1997, TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») a déposé, en vertu des articles 52 et 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), une demande qui a été appelée «NEXUS, phase 1». Cette demande faisait partie d'un plan pluriannuel qui comprenait le projet de construction et d'exploitation séparée de la canalisation 100-7 à une pression supérieure à celle des autres installations de son réseau. Le 20 juin 1997, l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») a diffusé un avis d'audience dans lequel il a invité les parties intéressées à répondre à quatre questions concernant la portée du projet de TransCanada, la méthode de conception des droits, la pertinence d'un examen des questions liées à la concurrence entre pipelines, et la démarche de traitement de la demande par l'Office (l'«audience sur les quatre questions»). Le 27 juin 1997, l'Office, en vertu de l'article 15 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la «LCÉE»), a envoyé à TransCanada une demande de renseignements sur la portée du projet.

Dans sa lettre du 27 juin 1997, TransCanada a indiqué qu'après avoir examiné l'ampleur des coûts d'immobilisations associés à sa demande, elle avait décidé d'agrandir son réseau de manière classique et qu'elle avait l'intention de déposer une demande modifiée. Le 8 juillet 1997, l'Office a suspendu l'audience sur les quatre questions jusqu'à nouvel ordre. Le 8 juillet également, TransCanada a répondu à la demande de renseignements de l'Office concernant l'établissement de la portée de l'examen environnemental préalable aux termes de la LCÉE, dans le cadre de sa demande modifiée à venir. Dans sa réponse, elle a indiqué que sa demande modifiée viserait des installations indépendantes qui permettraient de répondre à ses besoins globaux et que les installations définies dans la demande constitueraient toute la portée du projet selon la définition donnée dans la LCÉE.

### 1.2 Demande visant les installations de 1998

Dans sa demande modifiée visant les installations de 1998, déposée le 14 juillet 1997 et modifiée subséquemment, TransCanada a sollicité, aux termes de la partie III de la Loi, un certificat d'utilité publique (le «certificat») l'autorisant à construire des installations sur son réseau de canalisations de gaz naturel en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec, afin de répondre à ses besoins globaux prévus. Aux termes de l'article 58 de la Loi, TransCanada a demandé d'être exemptée de l'application des dispositions des alinéas 31c) et 31d) et des articles 33 et 47 de la Loi relativement aux installations de doublement proposées. Elle a aussi demandé que l'Office mène une évaluation des effets environnementaux des installations proposées aux termes de la LCÉE.

TransCanada a indiqué que l'agrandissement proposé lui permettrait :

- de répondre aux besoins prévus en vertu des contrats existants;
- de convertir  $4\,255\,10^6\text{m}^3$  ( $150,2\,10^9\text{pi}^3$ ) de quantité contractuelle annuelle de service de transport offert (le «SGO») en  $11\,658\,10^3\text{m}^3$  ( $411,6\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour de transport garanti («TG»);

- de fournir un total de  $9\,959\,10^3\text{m}^3$  ( $351,6\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour dans le cadre d'un nouveau service de transport garanti à partir d'Empress (Alberta) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998, dont  $1\,656\,10^3\text{m}^3$  ( $58,5\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour, ou 16,6 %, seraient destinés aux clients canadiens et le reste, soit  $8\,303\,10^3\text{m}^3$  ( $293,1\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour, ou 83,4 %, serait acheminé aux clients à l'exportation;
- de fournir un total de  $1\,841\,10^3\text{m}^3$  ( $65\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour dans le cadre d'un nouveau service de transport garanti sur courte distance de St. Clair à East Hereford, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998.

TransCanada a demandé l'autorisation de construire 308,4 km de pipeline, 11 nouveaux compresseurs totalisant 249,4 MW de puissance, des refroidisseurs complémentaires à sept stations, des collecteurs, des installations de comptage à cinq stations et des installations de compression comprenant des appareils de relèvement et des blocs compresseurs. Le coût total de ces installations est estimé à 824,9 millions \$ (\$ de 1997). La construction est prévue pour 1998, et toutes les installations devraient être mises en service d'ici le 1<sup>er</sup> novembre 1998, exception faite des refroidisseurs complémentaires qui devraient être en service au plus tard le 15 décembre 1998. TransCanada a estimé qu'après l'ajout des installations nécessaires pour fournir la capacité permettant de répondre aux besoins globaux prévus pour l'année d'exploitation 1998-1999, le droit applicable à la zone de l'Est, sans combustible, à un facteur de charge de 100 %, serait de 90,7 cents le gigajoule («GJ»), soit le même que dans le scénario de base.

### **1.3 Contrats visant le service et la capacité sur le réseau de TQM**

Le 1<sup>er</sup> août 1997, TransCanada a demandé que l'Office tienne une audience publique distincte au sujet de la demande de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. («TQM») visant le prolongement vers PNGTS, en même temps que l'audience GH-2-97, pour examiner des parties de la demande de TQM. L'Office a rejeté cette requête le 8 août pour des questions d'ordre logistique et administratif. Le 12 août 1997, TransCanada a déposé un modificatif à sa demande qui comprenait une requête particulière visant l'approbation de l'ajout d'une capacité ou d'un service de transport (transport par des tiers ou «TPT») sur le prolongement vers PNGTS proposé, aux termes de l'article 5.1 du *Règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des recettes* (le «Règlement incitatif»).

Le 21 août 1997, après avoir reçu des lettres des compagnies Maritimes & Northeast Pipeline Company, L.L.C. («M&NE») et Union Gas Limited and Centra Gas Ontario Inc. («Union») datées du 19 août 1997, l'Office a sollicité des commentaires sur la modification du 12 août 1997 présentée par TransCanada. Après avoir reçu les commentaires sur la demande d'autorisation du TPT présentée par TransCanada, l'Office, dans une lettre datée du 2 septembre 1997, a avisé les parties à l'instance GH-2-97 que, selon lui, la question du TPT sur le réseau de TQM était examinée comme il se doit dans le cadre de la question 2, la pertinence de la conception des installations proposées, incluse à l'annexe III des instructions relatives à l'instance GH-2-97. Il a en outre avisé les parties que les questions liées à la méthodologie de conception des droits ne seraient pas examinées dans le cadre de l'audience GH-2-97 et qu'elles pourraient l'être au cours d'une audience subséquente en tant que question relevant de la partie IV de la Loi. Aussi, pour tenir compte des préoccupations éventuelles au sujet de la répartition des coûts, l'Office a modifié la liste préliminaire des questions pour y inclure la question de la pertinence d'établir un compte de report pour les coûts engagés par TransCanada afin d'obtenir des services ou une capacité de transport supplémentaires sur le réseau de TQM.

En outre, en leur signifiant une copie de sa lettre du 17 septembre 1997 adressée à Union, l'Office a avisé les parties à l'instance GH-2-97 qu'il examinerait uniquement les questions nécessaires pour lui permettre de s'acquitter de ses responsabilités en vertu de la partie III de la Loi. Il a indiqué qu'il n'examinerait pas à ce moment-ci les questions qui sont correctement soulevées en vertu de la partie VI de la Loi et il a souligné que la conception des droits et les questions tarifaires liées au prolongement vers PNGTS de TQM avaient été définies dans les instructions relatives à l'instance GH-1-97.



## Chapitre 2

# Utilisation des terres et questions environnementales et socio-économiques

---

## 2.1 Choix du tracé et besoins en terrains

### 2.1.1 Choix du tracé

Dans sa demande visant les installations de 1998, TransCanada a sollicité l'autorisation de construire un total de 308,4 km de conduites en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario, comprenant 12 doubléments et un nouveau tronçon. Le nouveau tronçon, appelé raccourci Winchester, comportera l'installation de 27,9 km de pipeline sur une nouvelle servitude entre la VCP 1219 + 16,1 km et la VCP 1401. L'emplacement et la longueur de chaque doublément, ainsi que les besoins afférents en terrains (servitudes permanentes et chantier temporaire), sont indiqués au tableau 2-1. TransCanada a présenté un schéma indiquant les besoins en terrains pour chaque doublément.

Là où les nouvelles installations ne pouvaient pas être aménagées sur les emprises existantes en raison des contraintes de celles-ci, TransCanada a proposé qu'elles soient situées sur des terrains adjacents aux emprises existantes à condition que les préoccupations liées à l'environnement, à l'ingénierie, à la construction et à la sécurité soient prises en compte. Tous les doubléments proposés sont adjacents aux emprises existantes de la compagnie, exception faite du raccourci Winchester susmentionné et des déviations aux doubléments le long des VCP 20 à VCP 21 et VCP 21 à VCP 22, à la rivière Assiniboine (VCP 25 + 30 km à VCP 27 + 1,6 km) et à la baie Vermilion (VCP 52 + 6,1 km à VCP 52 + 25,1 km).

### 2.1.2 Besoins en terrains

#### Installations des stations (fief simple)

TransCanada a indiqué que tous les nouveaux compresseurs seraient construits sur des terrains lui appartenant en fief simple.

#### Servitudes

TransCanada a besoin de servitudes de 15 à 30 mètres de largeur le long des doubléments proposés.

#### Chantier temporaire

TransCanada a besoin d'un chantier temporaire de 5 à 20 mètres de largeur pour la manoeuvre des engins lourds, le stockage de la terre végétale et du sous-sol et la protection de l'environnement et des intérêts des propriétaires fonciers pendant la construction. Cela est conforme à son *Pipeline Construction Specifications (1993)* (Devis de construction pipelinière (1993)).

TransCanada a fourni un exposé raisonné pour ses besoins particuliers en terrains et pour chaque doublement. L'emplacement et la longueur de chaque doublement, ainsi que les besoins afférents en terrains, sont indiqués au tableau 2-1.

### **2.1.3 Nouveaux tracés et déviations**

#### **Raccourci Winchester, VCP 1219 + 16,1 km à VCP 1401**

Le raccourci Winchester comportera l'installation de 27,9 km de pipeline de 1 067 mm, sur une nouvelle servitude de 30 mètres de largeur entre la VCP 1219 + 16,1 km et la VCP 1401. Ce pipeline traverse les cantons de Mountain, Winchester, Matilda et Williamsburg dans les Comtés unis de Stormont, Dundas et Glengarry, dans l'est de l'Ontario. Il traversera essentiellement des terres agricoles dotées d'un vaste réseau de drainage superficiel et souterrain, ainsi que des terres humides. Le production laitière est une activité courante dans la région tout comme une certaine production bovine. Il y a encore des vestiges des communautés de plantes naturelles, notamment dans les vastes régions de terres humides. Il faudra franchir de 15 à 23 cours d'eau, selon l'alignement du tracé définitif du raccourci.

#### **Doublement VCP 20 à VCP 21 (Saskatchewan)**

L'étroite proximité d'une église et du pipeline proposé constituait, selon Geomatics International Inc. («Geomatics»), un sujet éventuel de préoccupation nécessitant une analyse plus poussée. TransCanada a examiné le site et a proposé une courte déviation pour éviter d'affecter l'église et ses dépendances. La déviation, d'une longueur d'environ 450 mètres, quitterait la canalisation principale immédiatement en aval de la VCP 20 et s'étendrait en direction sud-est sur une distance de 130 mètres, traversant une route de section principale juste au sud de la voie d'accès à l'église. Elle tournerait ensuite en direction est, passant par la pointe sud d'un petit boisé, sur une distance d'environ 120 mètres avant de tourner en direction nord-est pour rejoindre la canalisation principale à la VCP 20 + 0,4 km.

#### **Doublement VCP 21 à VCP 22 (Saskatchewan)**

L'étroite proximité d'une église historique (église anglicane St. Andrew) et du pipeline proposé constituait, selon Geomatics, un sujet éventuel de préoccupation nécessitant une analyse plus poussée. TransCanada a examiné le site et a proposé une déviation d'environ 650 mètres pour éviter d'affecter l'église et ses dépendances. Cette déviation quitterait la canalisation principale à environ VCP 21 + 4,7 km et s'étendrait en direction sud-est sur une distance d'environ 150 mètres, puis elle tournerait vers l'est sur une distance d'environ 330 mètres avant de tourner en direction nord-est pour rejoindre la canalisation principale près de la VCP 21 + 5,3 km.

#### **Déviation de la rivière Assiniboine, VCP 25 + 30 km à VCP 27 + 1,6 km (Manitoba)**

TransCanada a proposé de construire un doublement entre la VCP 25, juste à l'ouest de la frontière entre la Saskatchewan et le Manitoba, et la VCP 30 située à environ 25 km au nord de Brandon, au Manitoba. Pour éviter d'avoir à franchir deux fois la rivière Assiniboine, TransCanada a proposé un réalignement du doublement projeté au sud du croisement existant, à travers un passage relativement droit de la rivière. Le réalignement, qui aurait environ 3,9 km de longueur, franchirait la rivière Assiniboine et deux cours d'eau saisonniers.

**Tableau 2-1**  
**Installations proposées par TransCanada pour 1998 - Besoins en terrains**

emplacement	longueur (km)	servitude permanente		chantier temporaire	
		largeur (mètres)	longueur (km)	largeur (mètres)	longueur (km)
<b>Saskatchewan - 7<sup>e</sup> doublement</b>					
VCP 13 à VCP 13 + 23,6 km	23,6	20	23,6	20	23,6
VCP 20 à VCP 20 + 23,1 km	23,1	20/30	23,1	10/20	23,1
VCP 21 à VCP 21 + 26,4 km	26,4	20/30	26,4	10/20	26,4
VCP 25 à VCP 25 + 2,9 km (frontière Saskatchewan-Manitoba)	2,9	20	2,9	20	2,9
<b>Manitoba - 7<sup>e</sup> doublement</b>					
VCP 25 + 2,9 km à VCP 25 + 32,4 km	29,5	20/30	29,5	10/20	29,5
VCP 27 à VCP 27 + 24,9 km	24,9	20/30	24,9	10/20	24,9
VCP 28 à VCP 28 + 26,4 km	26,4	20	26,4	20	26,4
<b>Ontario - 4<sup>e</sup> doublement</b>					
VCP 52 à VCP 53A	32,9	15,30	32,9	10	23,9
VCP 55 à VCP 55 + 15,2 km	15,2	15/30	15,2	10	13,7
VCP 67 à VCP 67 + 22,8 km	22,8	15/20	22,8	10/20	22,8
<b>Ontario - 2<sup>e</sup> doublement (raccourci North Bay)</b>					
VCP 1209 à VCP 1209 + 18,8 km	18,8	30	18,8	20	18,8
VCP 1210 à VCP 1210 + 22,5 km	22,5	30	22,5	20	22,5
<b>Ontario - raccourci Winchester</b>					
VCP 1219 + 16,1 km à VCP 1219 + 44,0 km (VCP 1401)	27,9	30	27,9	10	27,9
<b>Ontario - 2<sup>e</sup> doublement (prolongement Dawn)</b>					
VCP 501 à VCP 501 + 11,5 km	11,5	20/45,72	11,5	5/20	11,5
<b>TOTAL</b>	<b><u>308,4</u></b>		<b><u>308,4</u></b>		<b><u>297,9</u></b>

## **Déviation de la baie Vermilion, VCP 52 + 16,1 km à VCP 52 + 25,1 km (Ontario)**

TransCanada a proposé une déviation de 9,0 km, quittant et rejoignant la canalisation principale à la VCP 52 + 16,1 km et la VCP 52 + 25,1 km, respectivement. Le doublement de 32,9 km est situé à environ 67 km au nord-est de Kenora et à 27 km au nord-ouest de Dryden. La canalisation principale existante passe à moins de 200 mètres au nord de la collectivité de Vermilion Bay, entre la VCP 52 + 18,2 km et la VCP 52 + 21,6 km. Plusieurs résidences, entreprises et motels sont situés très près de l'emprise dans cette région. Les servitudes supplémentaires nécessaires pour le doublement proposé des VCP 52 et VCP 53A, si elles avaient été parallèles et adjacentes à la servitude existante, auraient eu pour effet d'empiéter encore sur la collectivité et auraient nécessité le déplacement de plusieurs structures. La largeur requise de la servitude permanente proposée est de 30 mètres pour la nouvelle emprise.

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

L'Office est d'accord avec les raisons données par TransCanada à l'appui de l'aménagement des nouvelles installations de doublement dans les limites des servitudes existantes ou sur des terrains adjacents à celles-ci, avec le chantier temporaire connexe. Il juge acceptables les tracés généraux proposés par TransCanada pour ces doublements, y compris les déviations sur les doublements des VCP 20 à VCP 21 et VCP 21 à VCP 22, de la rivière Assiniboine et de la baie Vermilion. Il est également d'accord avec le tracé général proposé pour le raccourci Winchester.

En raison des effets éventuels sur les propriétaires fonciers touchés, l'Office tient compte soigneusement de la superficie des terres requises pour la construction du pipeline, que ce soit pour les servitudes ou le chantier temporaire. Il juge que les besoins prévus en terrains pour les servitudes et le chantier temporaire sont raisonnables et justifiés dans la présente demande.

### **2.1.4 Exigences de la Loi concernant le tracé des nouvelles installations pipelinaires**

Si l'Office approuve le tracé général proposé pour une section particulière de pipeline et délivre un certificat à l'égard de celle-ci, la compagnie pipelinère doit déposer devant l'Office, avant le début des travaux de la construction, les plan, profil et livre de renvoi («PPLR») qui, entre autres, décrivent le tracé détaillé du tronçon.

À cet égard, TransCanada a demandé que les installations visées par la demande soient exemptées, en vertu de l'article 58 de la Loi, de l'application des dispositions des paragraphes 31(c) et 31(d) et de l'article 33 de la Loi. Si cette exemption lui était accordée, TransCanada ne serait pas tenue de déposer ses PPLR pour fins d'approbation par l'Office.

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

Avant de décider d'exempter les installations projetées de TransCanada de l'application des dispositions des paragraphes 31(c) et 31(d), et de l'article 33 de la Loi, l'Office doit tenir compte des droits des propriétaires fonciers avoisinants qui pourraient être touchés par les travaux de construction proposés. Il est d'avis qu'étant donné que les installations seront aménagées sur les servitudes existantes ou sur de nouvelles

servitudes adjacentes à celles-ci, ou encore requises pour les déviations demandées, le projet de construction ne devrait pas nuire à long terme à ces propriétaires.

L'Office est soucieux de veiller à ce que les droits des propriétaires des terres que TransCanada projette d'acquérir soient protégés comme le prévoit la Loi. Cependant, il est également conscient des problèmes que TransCanada pourrait avoir si elle ne réussit pas à obtenir tous les droits fonciers requis. Il est donc disposé à diffuser une ordonnance en vertu de l'article 58 de la Loi, sous réserve de la condition suivante : la dérogation accordée ne s'appliquera pas à un doublement particulier mentionné dans l'ordonnance tant que TransCanada n'a pas convaincu l'Office qu'elle a obtenu tous les droits fonciers requis le long du doublement en question. Si tous les droits fonciers ne sont pas acquis le long d'un doublement particulier, TransCanada peut procéder à la construction d'un ou de plusieurs segments du doublement si, avant la construction, elle démontre à la satisfaction de l'Office que les droits des propriétaires fonciers, selon les stipulations de la Loi, ne seront pas lésés par la construction.

L'Office estime que le libellé de cette condition, proposé par TransCanada et inclus à la fin de l'annexe II des présents motifs de décision, protège les droits des propriétaires fonciers, y compris le droit à une audience sur le tracé détaillé, tout en laissant à TransCanada la latitude d'entamer la procédure relative au droit de passage.

L'Office est convaincu que la demande d'exemption présentée par TransCanada est raisonnable, pour les doublements du pipeline existant. Il est donc disposé à l'accorder et à recommander au gouverneur en conseil de délivrer un certificat. Toutefois, l'exemption ne visera pas le raccourci Winchester qui exige l'acquisition de nouveaux droits fonciers le long d'une nouvelle emprise.

### **Décision**

**L'Office accordera à TransCanada une exemption à l'égard de l'application des dispositions des paragraphes 31(c) et 31(d) et à l'article 33 de la Loi, sous réserve de la condition de l'ordonnance d'exemption énoncée à l'annexe II des présents motifs de décision. L'exemption ne visera par le nouveau tronçon de la canalisation principale appelé raccourci Winchester.**

## **2.2 Préoccupations publiques**

### **M. F. Susin et voisins**

M. F. Susin, en son nom et pour le compte des ses voisins qui vivent près de la station de compression Douglastown 1703, a soulevé des préoccupations concernant l'accroissement de la pression à laquelle le pipeline serait exploité, les risques d'accroissement des émissions liés à l'augmentation de la pression de service, et les risques d'accroissement du bruit consécutifs à l'agrandissement des installations de compression. Dans sa lettre du 15 septembre 1997 adressée à TransCanada et à M. Susin, l'Office a indiqué qu'il limiterait son examen aux questions ayant trait directement aux installations demandées, y compris les questions liées à la sécurité. Certaines des préoccupations exprimées ont été jugées comme débordant le cadre de la présente audience car elles

avaient trait aux ajouts aux installations, y compris celles à la station 1703, qui ont été examinés et approuvés lors d'audiences antérieures de l'Office.

Au cours de la présente instance, TransCanada s'est engagée à donner suite aux préoccupations de M. Susin en communiquant directement avec ce dernier hors du cadre de l'audience GH-2-97, et elle a proposé d'organiser une journée portes ouvertes à la station 1703 dans le but de régler les questions en suspens. Elle a accepté de signifier à l'Office toutes les communications découlant de ces entretiens.

TransCanada a reconnu que même si le pipeline serait exploité à une pression supérieure par suite de la construction des installations demandées, la pression de service ne dépasserait pas la limite admissible approuvée. TransCanada a affirmé que la station 1703 et les installations d'aval connexes ont été mises à l'essai à une pression équivalant à au moins 1,4 fois la pression maximale de service et que ces exigences satisfont aux codes pertinents ou les dépassent, assurant la sécurité des résidents des environs et celle des employés de TransCanada qui travaillent à ces stations. TransCanada a déclaré qu'elle cherchait à prévenir les fuites au moyen de vérifications menées dans le cadre de l'entretien régulier conformément à ses procédures et méthodes d'exploitation déposées devant l'Office.

### *Opinion de l'Office*

Dans le cadre de la présente instance, l'Office a examiné uniquement les questions liées directement aux installations projetées. Il constate que TransCanada est disposée à maintenir des communications directes avec M. Susin concernant les préoccupations qui ont été jugées comme débordant le cadre de l'instance GH-2-97. Il constate aussi que TransCanada est disposée à le tenir au fait des résultats des entretiens ultérieurs tenus avec M. Susin et ses voisins, et il s'attend à recevoir une copie de toutes les communications pertinentes. Si les préoccupations soulevées ne sont pas réglées par la discussion, l'Office est disposé à les examiner dans un processus d'examen de plaintes hors du cadre de la présente instance, comme il l'a indiqué dans sa lettre du 15 septembre 1997.

## **2.3 Questions environnementales**

### **2.3.1 Rapport d'examen environnemental préalable**

L'Office a rédigé un rapport d'examen environnemental préalable aux termes de la LCÉE et selon sa propre démarche de réglementation. Il a transmis le rapport aux fins de commentaires aux organismes fédéraux qui avaient fourni des avis spécialisés sur les installations projetées, aux parties qui en avaient fait la demande ainsi qu'au demandeur.

L'Office a examiné le rapport et les commentaires reçus conformément à l'ordonnance d'audience GH-2-97, et il est d'avis que, si les mesures d'atténuation proposées et les mesures énoncées dans les conditions ci-jointes sont appliquées, les installations dont TransCanada projette la construction pour 1998 ne devraient pas avoir d'effets négatifs importants sur l'environnement. Cette décision est prise aux termes de l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE, et elle a été prise avant toute décision aux termes de la partie III de la Loi à l'égard des installations visées par la demande.

Les commentaires reçus, ainsi que l'opinion de l'Office, constituent respectivement les annexes I et II du rapport, dont on peut se procurer copie auprès du Bureau de soutien de la réglementation de l'Office.

### **2.3.2 Ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario**

Le ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario (le «MEÉO»), au nom du Comité ontarien de coordination des pipelines (le «COCP»), a présenté un ensemble d'engagements à prendre pour la protection de l'environnement durant la construction des installations projetées en Ontario. TransCanada s'est dite d'accord avec ces engagements au cours de l'instance GH-2-97. La liste des engagements constitue une annexe du rapport d'examen environnemental préalable.

#### *Opinion de l'Office*

Même si l'Office appuie les ententes entre les organismes de réglementation et les compagnies pipelinières, il fait remarquer qu'un engagement entre les parties ne le fait pas intervenir. Toutefois, dans les cas où l'intérêt public est servi, l'Office peut faire état de l'objet de ces engagements dans le rapport d'examen environnemental préalable. Au cours de la présente instance, comme il a été mentionné ci-dessus, TransCanada a accepté de prendre des engagements envers le COCP.

### **2.3.3 Environnement Canada**

Environnement Canada a étudié le rapport d'examen environnemental préalable et offert ses commentaires à l'égard des mesures de protection de l'environnement et d'atténuation proposées par TransCanada. Les commentaires et les réponses figurent à l'annexe I du rapport.

TransCanada a répondu à toutes les préoccupations d'Environnement Canada, sauf pour ce qui est de la protection de la zone d'intérêt naturel et scientifique (ZINS) du ruisseau Clay et de l'emploi de certaines graminées et légumineuses dans les mélanges de semences pour le rétablissement de la végétation.

En ce qui a trait à la ZINS du ruisseau Clay, TransCanada a formulé trois options pour minimiser l'impact des travaux de construction du prolongement Dawn dans cette zone :

- utiliser le côté nord de l'emprise pour réduire le nombre de baissières qui sont traversées, minimiser le nombre d'arbres arrivés à maturité qui sont coupés, et réduire l'impact global des travaux de construction sur la diversité biologique du boisé du ruisseau Clay;
- faire une déviation au-delà de la partie principale du boisé au nord de l'emprise;
- si l'une et l'autre option ne sont pas acceptables, ne pas dégager le chantier temporaire dans le boisé du ruisseau Clay.

Environnement Canada a évalué ces options et recommandé de situer l'emprise additionnelle dans les limites de l'emprise actuelle et du rigolet Coyle. Dans sa réponse, TransCanada a déclaré qu'elle discutait des options disponibles pour la ZINS du ruisseau Clay avec le MEÉO, le Lambton Stewardship Network, Environnement Canada et les propriétaires fonciers touchés.

Pour rétablir la végétation sur les pourtours de la fondrière Winchester, qui sera affectée par les travaux de construction du raccourci Winchester, TransCanada a proposé d'utiliser un mélange de semences renfermant du roseau alpiste. Environnement Canada s'est dit préoccupé de l'emploi, dans cette zone, du roseau alpiste qu'elle jugeait l'une des principales espèces envahissantes des terres humides. Environnement Canada s'est aussi dit préoccupé des traitements des semences qui pourraient empoisonner la faune, surtout si les légumineuses sont plantées dans des zones propices à l'érosion. TransCanada l'a rassuré en déclarant que ses mélanges de semences sont conçus par des écologistes qualifiés pour protéger l'environnement et la faune.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note que TransCanada prévoit de traiter des options qui s'offrent pour la protection de la ZINS du ruisseau Clay avec le MEÉO, le Lambton Stewardship Network, Environnement Canada et les propriétaires fonciers touchés. En ce qui a trait aux mélanges de semences qui seront employés pour rétablir la végétation, il est d'avis qu'il conviendrait, dans les circonstances, que TransCanada poursuive ses discussions avec Environnement Canada pour résoudre toutes les préoccupations en suspens.

Les résultats des discussions devraient être consignés dans un résumé des discussions avec les groupes d'intérêt spéciaux et les organismes de réglementation dont il est question à la condition 10 du certificat, figurant à l'annexe II des présents motifs de décision.



## Chapitre 3

# Offre et demande globales de gaz

---

### 3.1 Approvisionnement global en gaz

TransCanada s'est appuyée sur l'étude préparée par Sproule Associates Limited («Sproule») intitulée *The Future Natural Gas Supply Capability of the Western Canada Sedimentary Basin 1996-2018* (La capacité future d'approvisionnement en gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien), datée de mai 1997, pour établir sa preuve relative à l'approvisionnement global en gaz.

La capacité d'approvisionnement repose sur des facteurs tels que la demande, le prix, le coût, le gaz disponible dans les gisements actuels et le gaz éventuellement puisé dans les additions aux réserves. Tous ces facteurs servent à calculer la capacité de production et le rendement des investissements en amont.

Sproule a préparé des analyses de sensibilité autour d'autres projections des additions futures aux réserves, lesquels constituent actuellement, selon Sproule, la question d'intérêt la plus cruciale dans l'évaluation de la capacité de production future dans l'Ouest canadien. Pour le scénario de base, Sproule a adopté une équation d'addition aux réserves qui va du taux historique de 25 ans de  $28 \cdot 10^3 \text{ m}^3$  le mètre ( $298 \cdot 10^3 \text{ pi}^3$  par pied) de forage de gaz pour baisser graduellement à zéro, à l'estimation de ressource ultime de  $9,3 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  ( $329 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ). Dans l'analyse de sensibilité 1, Sproule a présumé que la tendance historique de 25 ans sur le plan des additions aux réserves se maintiendrait à  $28 \cdot 10^3 \text{ m}^3$  le mètre ( $298 \cdot 10^3 \text{ pi}^3$  le pied) de forage de gaz tandis que dans l'analyse de sensibilité 2, l'équation des additions aux réserves adoptée a retenu la même structure exponentielle que celle utilisée dans les rapports précédents, ce qui représente une formule plus prudente.

Selon l'analyse du scénario de base pour les ressources classiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le «BSOC»), l'offre et la demande convergent en 2015, et la production est inférieure à la demande de  $3,4 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,1 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) en 2018. Dans l'analyse de sensibilité 1, le seuil d'inflexion de l'offre et de la demande est atteint au-delà de 2018 comparativement à 2007 dans l'analyse de sensibilité 2. Selon les estimations, la production annuelle de pointe dans le scénario de base était de  $212 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $7,5 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) tandis que dans les analyses de sensibilité 1 et 2, elle était respectivement de  $218 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $7,7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) et  $198 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $7,0 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ).

Le rapport de Sproule renfermait également une analyse des ressources potentielles de méthane provenant des filons houillers des plaines de l'Alberta. Le potentiel non restreint de cette ressource dans les plaines de l'Alberta était estimé à  $18,9 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  ( $668,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) de gaz en place tandis que le potentiel restreint sur le plan technique était estimé à  $6,1 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  ( $214,3 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ). À un prix constant de  $1,90 \text{ \$/GJ}$  ( $2 \text{ \$/}10^3 \text{ pi}^3$ ), Sproule a estimé que les réserves potentielles de méthane provenant des filons houillers des plaines de l'Alberta seraient de quelque  $225 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $8 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ). De l'avis de Sproule, les réserves potentielles de cette ressource dans les avant-monts de l'Alberta et en Colombie-Britannique sont au moins égales à celles des plaines de l'Alberta.

Aucun intervenant n'a exprimé de préoccupation au sujet des estimations de Sproule concernant la capacité d'approvisionnement.

### *Opinion de l'Office*

Même si la prévision de la capacité d'approvisionnement est une tâche essentiellement incertaine, comme le démontre l'éventail des résultats obtenus dans les analyses de sensibilité de Sproule, l'Office est convaincu de manière générale qu'il y aura un approvisionnement en gaz suffisant pour assurer une utilisation adéquate du réseau de TransCanada, y compris des installations projetées. L'Office fait remarquer que Sproule a fourni une analyse détaillée des réserves potentielles de méthane provenant des filons houillers des plaines de l'Alberta et du potentiel de cette ressource comme source d'approvisionnement future pour compléter le gaz classique du BSOC.

## **3.2 Marchés intérieurs à long terme**

Selon les prévisions de TransCanada, la demande de gaz dans l'Est canadien (Manitoba, Ontario et Québec) croîtra à un taux annuel moyen de 2,2 % pendant la période de prévision, passant de 1 335 pétajoules («PJ») en 1995 à 1 834 PJ en 2010. TransCanada a estimé que la demande de gaz en Ontario et au Québec excédera les besoins contractuels de capacité d'environ  $7,8 \cdot 10^9 \text{m}^3$  ( $275 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ) en 2005. Dans sa preuve, TransCanada a indiqué que l'écart continue de croître entre la demande et la capacité de transport actuellement sous contrat sur le réseau de TransCanada en ce qui a trait aux besoins des marchés de l'Ontario et du Québec. Il faudra donc construire des installations en sus de celles qui sont projetées et (ou) augmenter les importations de gaz américain pour répondre aux besoins prévus.

### *Opinion de l'Office*

L'Office juge raisonnable la prévision de la demande de gaz de l'Est canadien établie par TransCanada. Il fait remarquer qu'aucune partie n'a contesté cette prévision ni mis en doute la capacité de TransCanada de concurrencer les autres gazoducs sur ces marchés.

## **3.3 Marchés d'exportation à long terme**

Pour démontrer le caractère à long terme de la demande de gaz sur les marchés à l'exportation du Midwest et du Nord-Est des États-Unis («É.-U.»), TransCanada s'est fondée sur les prévisions préparées par DRI/McGraw Hill, le Gas Research Institute et l'Administration de l'information sur l'énergie du département américain de l'Énergie. Elle a souligné que selon ces prévisions, la croissance annuelle de la demande de gaz pendant la période de prévision allant de 1995 à 2010 se situera entre 0,61 et 1,79 % dans le Midwest et entre 0,98 et 1,64 % dans le Nord-Est des É.-U. Elle a conclu que ces prévisions montrent l'existence de marchés américains à long terme et, par conséquent, la nécessité de ses services de transport.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est satisfait de la preuve de TransCanada concernant la demande de gaz à long terme sur les marchés du Midwest et du Nord-est des É.-U. Il constate qu'aucune partie n'a contesté la preuve déposée par TransCanada concernant la capacité du gaz

d'origine canadienne de rivaliser avec les autres sources d'approvisionnement en gaz sur ces marchés. Selon l'Office, on peut raisonnablement s'attendre à ce que le gaz canadien transporté sur le réseau de TransCanada réponde en partie à l'accroissement prévu de la demande de gaz sur ces marchés américains.

## Chapitre 4

# Services de transport particuliers

---

### 4.1 Prévision des besoins de TransCanada

TransCanada a indiqué que la capacité qui sera fournie par les installations projetées lui permettra essentiellement de répondre aux besoins prévus dans les contrats de service de transport en vigueur ainsi qu'aux nouveaux besoins en services de transport garanti, au pays et à l'étranger. Elle lui permettra également de convertir  $4\,255\,10^6\text{m}^3$  ( $150,2\,10^9\text{pi}^3$ ) de SGO en TG, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Ces besoins additionnels totalisent  $18\,160\,10^3\text{m}^3$  ( $641,1\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour (voir le tableau 4-2).

TransCanada a indiqué que cette capacité additionnelle, lorsque jumelée à la capacité existante, à la capacité résultant de l'aménagement d'installations déjà autorisées mais pas encore construites ainsi qu'aux services à fournir sur les réseaux de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership («Great Lakes»), Union et TQM, lui permettra de répondre à ses besoins globaux prévus.

TransCanada a fourni des prévisions des livraisons quotidiennes maximales en hiver et des livraisons annuelles prévues sous contrat pour les années contractuelles débutant le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et le 1<sup>er</sup> novembre 1998 (voir le tableau 4-1). Elle a indiqué que sa prévision des livraisons quotidiennes maximales en hiver était fondée sur ses contrats de service de transport existants et sur les ententes préalables signées avec des expéditeurs éventuels. Sa prévision des livraisons annuelles repose sur les résultats d'un sondage et sur les entretiens qu'elle a eus avec les expéditeurs actuels et éventuels. Dans sa prévision des exportations, TransCanada tient pour acquis que les licences et les contrats d'exportation en vigueur seront prolongés au-delà des dates d'expiration actuelles.

Comparativement à la prévision des besoins que TransCanada a déposée à l'audience GH-3-96 dans la version modifiée de sa demande visant les installations de 1997-1998, les livraisons quotidiennes maximales en hiver selon le scénario de base<sup>1</sup> de 1997-1998 de TransCanada ont progressé de  $1\,197\,10^3\text{m}^3$  ( $42,3\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour. Cet accroissement reflète, en partie, la modification ou la restructuration demandée des contrats et le lancement de nouveaux projets, y compris le contrat de transport sur courte distance d'un an de Gaz Métropolitain & Company, Limited Partnership («Gaz Métro») visant  $425\,10^3\text{m}^3$  ( $15\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1997, et le changement de point de livraison, de Niagara Falls à East Hereford, par Renaissance Energy Ltd. («Renaissance») pour  $95\,10^3\text{m}^3$  ( $3,4\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour.

TransCanada a indiqué que sa prévision des besoins suivant le scénario de base est raisonnable et qu'elle sera mise à jour à mesure que des renseignements plus courants seront disponibles. En outre, elle apportera les corrections voulues quand elle déposera auprès de l'Office sa demande d'autorisation des installations aux fins des travaux de construction.

---

<sup>1</sup> Les besoins du scénario de base comprennent les services de transport actuellement offerts et ceux pour lesquels les installations requises pour lancer le service ont été approuvées, mais ne sont pas encore construites.

**Tableau 4-1**  
**Prévision de TransCanada concernant**  
**les livraisons quotidiennes maximales en hiver et les livraisons annuelles<sup>(1)(2)</sup>**

a) livraisons quotidiennes maximales en hiver

année contractuelle	marchés intérieurs		marchés d'exportation		total	
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
1997-1998	107,2	3 784	101,2	3 572	208,4	7 356
1998-1999	114,6	4 045	111,6	3 940	226,2	7 985

b) livraisons annuelles

année contractuelle	marchés intérieurs		marchés d'exportation		total	
	(10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	(10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	(10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
1997-1998	35,6	1 257	35,7	1 260	71,3	2 517
1998-1999	36,3	1 281	39,4	1 391	75,7	2 672

(1) Source: Demande de TransCanada visant les installations de 1998, onglet *Requirements* (besoins), sous-onglet 1, tableaux 3A et 3B, version modifiée du 10 septembre 1997.

(2) Comprend le TG, le SGO et le STS, mais exclut les besoins en combustible de la compagnie, les pertes et le gaz utilisé à d'autres fins.

## 4.2 Nouveaux services sur les marchés intérieurs

Les installations projetées sont étayées par trois projets sur les marchés intérieurs dont la demande totale en service totalise 1 656 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (58,5 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) par jour (voir le tableau 4-2).

### 4.2.1 Simplot Canada Limited (zone de livraison du Manitoba («ZLM»))

Le 21 février 1997, Simplot Canada Limited («Simplot») a signé une entente préalable («EP») de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de 50 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (1,8 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'au point d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et des installations de distribution de Centra Gas Manitoba Inc. («Centra Manitoba»), près de Brandon (Manitoba).

Ce gaz supplémentaire sera utilisé comme charge d'alimentation dans les procédés industriels d'une plus grande usine d'ammoniac, qui remplacera deux usines d'ammoniac en place à compter vraisemblablement du 1<sup>er</sup> novembre 1997. Simplot a indiqué que cet accroissement des besoins en service de transport à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1997 représente une croissance normale des marchés et s'impose également pour rehausser les améliorations apportées sur le plan de la production de fertilisants, de l'efficacité énergétique, et de la technologie de lutte contre la pollution.

Simplot dispose par contrat de la capacité requise pour le transport en amont sur les réseaux de NOVA Gas Transmission Ltd. («NOVA») et de TransGas Limited («TransGas»). Le transport en aval sera assuré par Centra Manitoba, qui a construit récemment une conduite additionnelle d'un diamètre de

305 mm pour desservir l'installation de Simplot. Cet agrandissement peut répondre aux besoins accrus de Simplot en service de transport.

Les pratiques contractuelles de Simplot repose sur un portefeuille varié caractérisé par des achats au comptant et des contrats à court et à long terme, et la compagnie recourt au stockage de gaz naturel pour soutenir la charge de base et comme mesure d'appoint. Pour répondre à ses besoins accrus, Simplot prévoit passer des contrats d'achat d'une durée de un à cinq ans avec des fournisseurs en Alberta et en Saskatchewan en recourant aux appels d'offres. Elle achètera une partie du gaz dont elle a besoin en lançant un appel d'offres tous les mois auprès d'au moins 40 fournisseurs.

#### **4.2.2 Gaz Métropolitain & Company, Limited Partnership (zone de livraison de l'Est («ZLE»))**

Le 21 février 1997, Gaz Métro a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $1\,181,3\ 10^3\text{m}^3$  ( $41,7\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'aux points d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et des points de livraison de la ZLE de Gaz Métro, et jusqu'aux points d'interconnexion des installations de TQM et des points de livraison de la ZLE de Gaz Métro.

Le gaz servira à répondre à la croissance normale de la demande dans la zone de desserte de Gaz Métro, principalement dans les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel.

Les fournisseurs de Gaz Métro passeront des contrats de transport en amont sur le réseau de NOVA tandis que le service de transport en aval sera fourni par Gaz Métro.

Gaz Métro utilise son portefeuille de contrats d'approvisionnement en gaz pour répondre à ses besoins et continuera de le faire pour satisfaire à ses besoins accrus. En outre, pour faire face à tout accroissement de ses besoins, elle peut se prévaloir de son entente polyvalente avec Pan-Alberta Gas Limited.

#### **4.2.3 Petro-Canada Oil and Gas (zone de livraison du Centre («ZLC»))**

Le 21 février 1997, Petro-Canada Oil and Gas («Petro-Canada») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $141,6\ 10^3\text{m}^3$  ( $5\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Elle a également conclu une deuxième EP de dix ans, datée également du 21 février 1997, qui entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1998 et vise la livraison de  $283,3\ 10^3\text{m}^3$  ( $10,0\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'aux réseaux pipeliniers des compagnies The Consumers' Gas Company Ltd. («Consumers») et Union.

Le gaz servira à fournir  $141,6\ 10^3\text{m}^3$  ( $5\ 10^6\text{pi}^3$ ) par jour de gaz combustible en raison de l'agrandissement du Centres d'huile de Mississauga appartenant à Petro-Canada, qui est située dans la zone de desserte de Consumers. De même, il servira à fournir  $283,3\ 10^3\text{m}^3$  ( $10,0\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz combustible par jour à une installation de cogénération qui sera située près de la raffinerie d'Oakville de Petro-Canada, dans la zone de desserte d'Union.

**Tableau 4-2**  
**Demande visant les installations de 1998-1999**

expéditeur	volume (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	volume (10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j)	zone de livraison
<b>A. volumes de conversion de SGO</b>			
Consumers' Gas	3 248	114,7	Consumers, centre
Consumers' Gas - SGO	338	11,9	Consumers, sud-ouest
Union Gas	2 774	97,9	Union, sud-ouest
<b>total</b>	<b>6 360</b>	<b>224,5</b>	
<b>B. nouveaux services de TG<sup>1</sup></b>			
Simplot Canada	50	1,8	Manitoba
Petro-Canada	142	5,0	Consumers, centre
Petro-Canada	283	10,0	Union, centre
Gaz Métro	1 181	41,7	Gaz Métro, est
<b>total - marchés intérieurs</b>	<b>1 656</b>	<b>58,5</b>	
Coastal Gas Marketing	1 400	49,4	St. Clair
Coastal Gas Marketing	864	30,5	Emerson I
RDO Foods	85	3,0	Emerson I
J.R. Simplot	100	3,5	Emerson I
Westcoast Gas Services	743	26,2	Emerson II
ProGas Limited	750	26,5	Emerson II
Enron Capital & Trade	904	31,9	Emerson II
U.S. Gypsum Company	84	3,0	Chippawa
Enron Capital & Trade	256	9,1	Niagara Falls
Renaissance	650	22,9	Niagara Falls
U.S. Gypsum Company	202	7,1	Niagara Falls
Rock-Tenn	61	2,2	Philipsburg
TransCanada Gas Services	850	30,0	East Hereford
Androscoggin Energy	895	31,6	East Hereford
CoEnergy Trading	425	15,0	East Hereford
CoEnergy Trading - courte distance	1 841	65,0	East Hereford
Renaissance	34	1,2	East Hereford
<b>total - marchés à l'exportation</b>	<b>10 144</b>	<b>358,1</b>	
<b>total - nouveaux services</b>	<b>11 800</b>	<b>416,6</b>	
<b><u>total</u></b>	<b><u>18 160</u></b>	<b><u>641,1</u></b>	

<sup>1</sup> Début le 1<sup>er</sup> novembre 1998 pour une durée de dix ans.

Le transport en amont sur le réseau de NOVA existe car Petro-Canada détient des contrats de service garanti avec NOVA. Petro-Canada a également affirmé qu'au besoin, elle obtiendra un service de transport supplémentaire auprès de NOVA. Le transport en aval sera assuré par Consumers et Union.

Petro-Canada puisera le gaz dans ses propres réserves pour répondre aux besoins de ces projets. Selon la preuve relative à la capacité de production et aux réserves de Petro-Canada, celle-ci dispose d'un approvisionnement suffisant pour répondre aux besoins de ses marchés, y compris ceux indiqués dans la présente demande.

### **4.3 Nouveaux services à l'exportation**

Les installations projetées sont étayées par seize projets d'exportation, car douze expéditeurs-exportateurs sollicitent un service garanti supplémentaire totalisant  $10\,144\,10^3\text{m}^3$  ( $358,1\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour (voir le tableau 4-2).

#### **4.3.1 Westcoast Gas Services Inc. (Emerson II)**

le 21 février 1997, Westcoast Gas Services Inc. («WGSI») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $743,0\,10^3\text{m}^3$  ( $26,2\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'au point d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et de Great Lakes, à Emerson (Manitoba).

WGSI et sa filiale américaine, Westcoast Gas Services (U.S.A.) Inc. («WGSI (USA)»), oeuvrent activement dans le secteur de la commercialisation et de la vente de gaz naturel au Canada et aux États-Unis auprès d'un large éventail de marchés. Pour fournir la capacité demandée de TransCanada, WGSI a conclu, le 1<sup>er</sup> avril 1994, un accord de transaction de gaz de dix ans (confirmation de transaction de gaz #1864 datée du 30 octobre 1996) avec WGSI (USA) pour la vente de  $713,9\,10^3\text{m}^3$  ( $25,2\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour, plus le combustible, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz servira à approvisionner le portefeuille global de la compagnie, qui est constitué des contrats mensuels, annuels, saisonniers et de longue durée actuellement en place.

Depuis le 1<sup>er</sup> juin 1997, Engage Energy US, L.P. («Engage US») est l'ayant-droit de Westcoast Gas Services (America), Inc. («WGSI (America)») et de WGSI (USA). À compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998, Engage Energy Canada, L.P. livrera le gaz visé à Emerson, où Engage US en prendra possession à la fois comme récipiendaire de produit et expéditeur inscrit auprès de Great Lakes.

Westcoast met actuellement en marché plus de  $85\,10^6\text{m}^3$  ( $3\,10^9\text{pi}^3$ ) de gaz naturel par jour au Canada et aux É.-U., dont plus de  $21\,10^6\text{m}^3$  ( $0,74\,10^9\text{pi}^3$ ) sont commercialisés aux É.-U., dans les régions du Midwest et des Grands Lacs. Les ventes de gaz ont augmenté dans ces deux régions (elles étaient de  $15\,10^6\text{m}^3$  ( $0,53\,10^9\text{pi}^3$ ) par jour en 1995), et Westcoast prévoit que les marchés à court terme et à long terme continueront de croître à un rythme semblable tout au long de l'année contractuelle 1998-1999. Même si la capacité demandée n'est pas actuellement affectée aux marchés garantis à long terme, Westcoast s'attend à ce qu'elle soit pleinement utilisée.

TransCanada a demandé à NOVA d'assurer le transport en amont et, dans une lettre datée du 31 octobre 1996, NOVA a signifié son intention de fournir le service demandé. Le transport en aval sera assuré par WGSI (America) en vertu d'une EP de dix ans signée le 1<sup>er</sup> mars 1996 avec Great



Lakes et visant le transport garanti de  $708 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $25 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour, plus le combustible, entre la frontière internationale à Emerson (Manitoba) et St. Clair (Michigan). Toute la capacité de transport garanti réservée sur les réseaux de TransCanada et de Great Lakes sera attribuée aux fournisseurs (indiqués ci-dessous) et remplacée en vertu d'une disposition des lettres d'entente d'achat de gaz ou les confirmations de transaction de gaz entre WGSi et les fournisseurs. Une autre disposition de ces ententes/confirimations d'achat de gaz garantira que TransCanada pourra recouvrer tous les coûts liés à la capacité inutilisée. Cette disposition constitue une «structuration avec marge de garantie» pour les arrangements de transport en vertu desquels, si le fournisseur ne remplit pas les engagements prévus à une entente d'achat de gaz, il doit donner à WGSi la possibilité de céder et de remettre à WGSi les composantes respectives de TransCanada et de Great Lakes du service de transport.

Le 26 septembre 1996, WGSi a signé une lettre d'entente d'achat de gaz de dix ans avec Apache Canada Ltd. («Apache») pour environ  $142 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour, plus le combustible, et le 30 septembre 1996, il en a signé une autre avec Talisman Energy Inc. («Talisman») pour environ  $283 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $10,010^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour, plus le combustible. En outre, le 29 novembre 1996, elle a signé une entente de transaction de gaz d'une durée de dix ans avec Beau Canada Exploration Ltd. («Beau Canada») et une autre avec Rigel Oil & Gas Ltd. («Rigel»), chacune visant environ  $142 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour, plus le combustible. L'approvisionnement en gaz devant être fourni à Rigel sera suffisant pour lui permettre de respecter ses engagements contractuels envers WGSi pendant sept ans à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2001. En vertu d'une lettre d'entente datée du 22 mai 1997 et visant des services de transport, WGSi cédera à Union  $141 \cdot 10^3 \text{m}^3$  par jour, ou l'équivalent de la quantité contractuelle quotidienne de Rigel, de sa capacité totale de TG pour les trois premières années. Union comptera sur son portefeuille d'approvisionnement en gaz, complété au besoin par d'autres ententes d'approvisionnement, pour satisfaire les besoins de ses marchés pendant les trois années de la cession.

Apache, Beau Canada, Rigel et Talisman utiliseront leurs portefeuilles d'approvisionnement global pour fournir les volumes requis. WGSi s'est fiée sur la preuve relative à l'approvisionnement en gaz déposée à l'audience GHW-1-97 pour répondre aux exigences de dépôt de l'Office en matière d'approvisionnement. L'Office a examiné à fond les arrangements d'approvisionnement en gaz liés au projet lors de la récente audience GHW-1-97, et il a jugé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

### **4.3.2 ProGas Limited (Emerson II)**

Le 21 février 1997, ProGas Limited («ProGas») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $750,4 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $26,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'aux installations pipelinières de Great Lakes, à Emerson (Manitoba).

Dans un premier temps, ProGas U.S.A., Inc. («ProGas U.S.A.»), une filiale à part entière de ProGas, vendra le gaz, en vertu de contrats de court à moyen terme d'une durée maximale de deux ans, à des distributeurs locaux, des commercialisateurs, des utilisateurs ultimes des secteurs industriel et commercial, ainsi qu'à des producteurs d'électricité. Même en l'absence d'engagements actuels à long terme pour étoffer sa demande de service, ProGas a indiqué que TransCanada accepterait sa demande pour les raisons suivantes : ProGas est en mesure de démontrer un approvisionnement en gaz suffisant pour utiliser pleinement la capacité demandée; les décideurs et l'industrie en général reconnaissent que la structure de l'industrie et les méthodes de passation des contrats évoluent, et le projet à l'étude possède une structure avec marge de garantie unique qui garantit le recouvrement des coûts de

transport pipelinier. En outre, ProGas a fait valoir que ProGas U.S.A. et ProGas ont été autorisées par leurs producteurs à déduire tous les frais de transport engagés au Canada et aux É.-U. avant de payer leurs producteurs.

ProGas est partie à un certain nombre de contrats de vente de gaz sur une base garantie à long terme aux É.-U. qui lui permettraient d'écouler les volumes en question. Cependant, elle préfère utiliser le volume requis pour les ventes à court et à moyen terme. ProGas a indiqué qu'elle vend actuellement  $6\,400\,10^3\text{m}^3$  ( $226\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour sur une base garantie à Emerson et expédie également sur une base interruptible des volumes à Emerson et en aval par les réseaux de Great Lakes et de Viking Gas Transmission Company («Viking»), en plus de détourner des volumes à partir d'autres points d'exportation pour les vendre à Emerson ou en aval. ProGas ne prévoit pas déplacer des approvisionnements en gaz canadien ou américain mais, selon ses prévisions, la demande accrue aux É.-U. fournira le marché pour cette capacité supplémentaire.

ProGas dispose de la capacité de transport en amont requise sur le réseau de NOVA, en vertu d'ententes de transport garanti. Le transport en aval sera assuré sur le réseau de Great Lakes en vertu de deux EP de dix ans signées entre Great Lakes et ProGas U.S.A., toutes deux datées du 29 février 1996. Les EP entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1998 et visent le transport de  $283,3\,10^3\text{m}^3$  ( $10,0\,10^6\text{pi}^3$ ) et de  $424,9\,10^3\text{m}^3$  ( $15,0\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour respectivement, plus le combustible.

ProGas a passé des contrats d'achat de gaz de durées variées avec de multiples producteurs. Elle puisera le gaz qui étoffe sa demande actuelle de service de transport sur TransCanada dans ses réserves assujetties à des contrats de l'Alberta et de la Saskatchewan. La capacité d'approvisionnement de ProGas excède ses besoins, y compris la capacité additionnelle demandée pour la période visée. Ces arrangements d'approvisionnement seront également examinés dans le cadre de la prochaine audience de l'Office sur les licences d'exportation de gaz (GHW-2-97).

### **4.3.3 Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. (Emerson II)**

Le 21 février 1997, Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. («Enron») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $904,1\,10^3\text{m}^3$  ( $31,9\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'aux installations de Great Lakes, à Emerson (Manitoba).

Le gaz sera acheté par la filiale américaine d'Enron, Enron Capital & Trade Resources Corp. («ECTR»), en vertu d'un contrat-cadre de dix ans et sera inclus dans le portefeuille d'approvisionnement global de la compagnie. Ce gaz représente une petite partie du portefeuille global d'Enron qui est utilisé pour respecter divers engagements totalisant quelque  $283\,10^6\text{m}^3$  ( $10,010^9\text{pi}^3$ ) par jour.

Le 1<sup>er</sup> juin 1994, Enron et ECTR ont conclu une entente-cadre d'achat et de vente en TG d'une durée de dix ans puis, le 30 septembre 1996, elles ont signé une lettre de confirmation visant  $849,9\,10^3\text{m}^3$  ( $30\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour, plus le combustible.

Enron a demandé à NOVA d'assurer le transport en amont et, dans une lettre datée du 18 décembre 1996, NOVA a signifié son intention de fournir le service demandé. Le service de transport en aval sera fourni sur le réseau de Great Lakes en vertu d'une EP de service garanti d'une

durée de dix ans signée par Great Lakes et ECTR, le 1<sup>er</sup> mars 1996, pour la livraison à St. Clair (Michigan).

Enron a conclu des ententes d'approvisionnement en gaz d'une durée de dix ans avec Beau Canada, Canadian Natural Resources («CNR»), Pinnacle Resources Ltd. («Pinnacle») et Crestar Energy Inc. pour environ 142 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (5 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>), 425 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (15 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>), 142 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (5 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) et 142 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (5 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) de gaz par jour respectivement, plus le combustible (lettres de confirmation : la première datée du 27 mars 1996, les deux autres du 29 mars 1996 et du 29 août 1997).

ECTR a demandé à l'Office une dérogation aux exigences particulières en matière de dépôt de renseignements détaillés qui sont énoncées dans les Directives de l'Office. Elle a demandé que l'Office accepte l'incorporation de sa preuve relative à l'approvisionnement en gaz déposée à l'instance GHW-1-97 comme preuve d'approvisionnement suffisant pour la présente instance. Les fournisseurs d'ECTR utiliseront leurs approvisionnements globaux pour fournir les volumes requis. L'Office a examiné à fond les arrangements d'approvisionnement en gaz liés au projet lors de la récente audience GHW-1-97, et il a jugé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

#### **4.3.4 Enron Capital & Trade Resources Canada Corp. (Niagara Falls)**

Le 21 février 1997, Enron a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de 256,4 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (9,1 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'aux installations pipelinières de National Fuel Gas Supply Corporation («National Fuel»), à Niagara Falls (Ontario).

ECTR achètera le gaz et l'utilisera dans le cadre de son portefeuille d'approvisionnement global. De manière générale, elle s'attend à ce que le gaz naturel visé soit utilisé pour desservir le marché du Nord-Est des É.-U. où ECTR s'est engagée à livrer plus de 11 330 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (400 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) de gaz par jour dans le cadre d'une gamme de contrats d'approvisionnement.

Enron a demandé à NOVA d'assurer le transport en amont par son réseau et, dans une lettre datée du 18 décembre 1996, NOVA a signifié son intention de fournir le service demandé. Le transport en aval sera assuré sur le réseau de National Fuel en vertu d'une EP de service garanti de longue durée signée par National Fuel et ECTR le 25 août 1997 et modifiée le 2 septembre 1997, pour la livraison du volume requis à Leijy (Pennsylvanie).

Enron a signé avec CNR une entente-cadre de vente et d'achat de gaz en TG (datée du 26 août 1993 et reconduite le 30 janvier 1997) visant environ 256,4 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (9,1 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) de gaz par jour.

ECTR a demandé à l'Office une dérogation aux exigences particulières en matière de dépôt de renseignements détaillés qui sont énoncées dans les Directives de l'Office. ECTR a demandé que l'Office accepte l'incorporation de sa preuve relative à l'approvisionnement en gaz déposée à l'audience GHW-1-97 comme preuve d'approvisionnement suffisant pour la présente audience. CRN utilisera son approvisionnement global pour fournir les volumes requis. L'Office a examiné à fond les arrangements d'approvisionnement en gaz liés au projet lors de la récente audience GHW-1-97, et il a jugé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

Enron et ECTR ont conclu une entente-cadre de vente et d'achat de gaz en TG datée du 1<sup>er</sup> juin 1994, et ils ont signé une lettre de confirmation, le 30 janvier 1997, pour  $256,4 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $9,1 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour.

#### **4.3.5 Coastal Gas Marketing Company (Emerson I)**

Le 21 février 1997, Coastal Gas Marketing Company («Coastal») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $715,0 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $25,2 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) et  $148,7 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $5,3 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'aux installations pipelinières de Viking, à Emerson (Manitoba).

Coastal utilisera le gaz, dans le cadre de son portefeuille d'approvisionnement, pour desservir ses marchés existants et nouveaux du Midwest américain, de la côte du golfe du Mexique, du Sud-Est et du Texas. Actuellement, elle achète et vend plus de  $108 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $3,8 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ) de gaz naturel par jour au Canada et aux É.-U., dont plus de  $23 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $800 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) sont mis en marché dans les régions du Midwest et de la côte du golfe du Mexique. L'utilisation de son vaste portefeuille de marchés donne à Coastal la latitude voulue pour optimiser son approvisionnement en gaz et son actif de transport d'une manière efficace et rentable.

Coastal a demandé à NOVA d'assurer le transport en amont par son réseau et, dans une lettre datée du 29 octobre 1996, NOVA a signifié son intention de fournir le service demandé. Le transport en aval sera assuré sur le réseau de Viking en vertu d'une EP de quinze ans signée entre Viking et Coastal le 6 septembre 1996.

Coastal a conclu des ententes d'approvisionnement en gaz à long terme avec CNR, Pinnacle, Rio Alto Exploration Ltd. («Rio Alto»), Tri Link Resources Ltd., Ranger Oil Limited et Enerplus Energy Marketing, pour un total de  $864,0 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $30,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz devant être livrés à Empress (Alberta). Ces arrangements sont tous datés du 31 août 1996 et entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1998. Les producteurs utiliseront leurs approvisionnements globaux pour fournir les volumes requis. L'Office a examiné à fond les arrangements d'approvisionnement liés au projet lors de la récente audience GHW-1-97, et il a jugé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

#### **4.3.6 United States Gypsum Company (Chippawa)**

Le 21 février 1997, United States Gypsum Company («US Gypsum») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $83,9 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $3,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'aux installations pipelinières de TransCanada et d'Empire State Pipeline Company («Empire»), à Chippawa (Ontario).

US Gypsum et ses filiales utiliseront le gaz pour exploiter une usine de placoplâtre située à Oakfield (New York). Les volumes restants desserviront leurs autres usines à Gypsum (Ohio), Stony Point (New York) et Bridgeport (Alabama).

Le fournisseur de gaz de US Gypsum, Husky Oil Operations Ltd. («Husky»), signera un contrat avec NOVA pour le transport en amont du gaz, et le transport en aval sera assuré sur le réseau d'Empire en vertu d'une entente signée entre Empire et US Gypsum, datée du 2 septembre 1997. Cette entente entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.

Le 18 février 1997, US Gypsum a conclu une entente d'approvisionnement en gaz à long terme avec Husky pour la livraison d'un total de  $83,9 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $3,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à Empress (Alberta), à compter du 1er novembre 1998. Husky utilisera son approvisionnement global pour fournir les volumes requis par les demandes de service de transport de US Gypsum via les points d'exportation de Chippawa et de Niagara (voir la section 4.3.11).

TransCanada a demandé que la preuve relative à l'approvisionnement de US Gypsum soit incorporée par renvoi extrait de l'audience GHW-1-97. US Gypsum a indiqué que cela répondait aux exigences des Directives de l'Office. L'Office a examiné à fond les arrangements d'approvisionnement liés au projet lors de la récente audience GHW-1-97, et il a jugé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

#### **4.3.7 Renaissance Energy Ltd. (Niagara)**

Le 21 février 1997, Renaissance Energy Ltd. («Renaissance») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $650,0 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $22,9 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1er novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'aux installations pipelinières de National Fuel, à Niagara Falls (Ontario).

Le gaz sera vendu à sa filiale, Renaissance Energy (U.S.) Inc. («REI»), qui le mettra sur le marché à Leijy (Pennsylvanie) auprès d'une clientèle de base formée de distributeurs locaux et de consommateurs industriels et commerciaux.

Renaissance dispose de la capacité requise pour le transport en amont sur le réseau de NOVA, en vertu d'ententes de service de transport garanti. Le service de transport en aval sera fourni sur le réseau de National Fuel en vertu d'une EP d'une durée de dix ans signée par National Fuel et Renaissance le 31 mai 1996 pour un service garanti devant être fourni pendant la période hivernale, soit du 1er novembre au 31 mars. Renaissance comptera sur ses ententes de courte durée, sur la capacité libérée et sur le transport interruptible sur le réseau de National Fuel pour le reste de l'année.

Le 1er janvier 1993, Renaissance a passé avec REI un contrat d'approvisionnement en gaz canadien qui sera en vigueur jusqu'au 31 octobre 2010 et qui vise le volume de gaz commandé par REI.

Renaissance a indiqué que son portefeuille d'approvisionnement global possède des réserves suffisantes et la capacité de production voulue pour répondre à ses besoins, y compris les volumes indiqués. Ces arrangements d'approvisionnement seront examinés dans le cadre d'une audience future de l'Office sur les licences d'exportations de gaz.

#### **4.3.8 Renaissance Energy Ltd. (East Hereford)**

Le 21 février 1997, Renaissance a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $33,6 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $1,2 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1er novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point proposé d'interconnexion des installations pipelinières de TQM et de Portland Natural Gas Transmission System («PNGTS»), à East Hereford (Québec).

Renaissance vendra le gaz à Wausau Papers of New Hampshire, Inc. («Wausau Papers») en vertu d'une lettre d'entente d'approvisionnement en gaz à long terme datée du 24 avril 1997. Cette entente d'une durée maximale de dix ans vise une quantité quotidienne maximale de  $4\,600 \cdot 10^6 \text{Btu}$  ou environ

130 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (4,6 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>)<sup>1</sup>. Wausau Papers est en voie de convertir au gaz naturel, qui est un combustible moins polluant, sa fabrique de papier qui fonctionne actuellement au mazout. Renaissance utilisera la capacité existante de TransCanada pour fournir les autres 96,3 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (3,4 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) par jour dont Wausau Papers a besoin, en changeant le point de livraison de Niagara Falls (Ontario) par East Hereford (Québec). TransCanada a indiqué qu'elle sera en mesure de faire face à ce changement, soulignant qu'aucun autre expéditeur ne sera affecté.

Renaissance dispose de la capacité de transport requise en amont sur le réseau de NOVA, en vertu d'ententes de service de transport garanti. Le service de transport en aval sera fourni par PNGTS sur une base garantie, en vertu d'une EP d'une durée de vingt ans signée par PNGTS et Wausau Papers le 31 juillet 1996.

Renaissance a indiqué que son portefeuille d'approvisionnement possède des réserves suffisantes et la capacité de production voulue pour répondre à ses besoins, y compris le volume total requis pour alimenter le marché en aval d'East Hereford. Ces arrangements d'approvisionnement en gaz seront également examinés dans le cadre d'une audience future de l'Office sur les licences d'exportation de gaz.

#### **4.3.9 Coastal Gas Marketing Company (St. Clair)**

Le 21 février 1997, Coastal a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de 1 400,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (49,4 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et de Great Lakes, à St. Clair (Michigan).

Coastal utilisera le gaz, dans le cadre de son portefeuille d'approvisionnement, pour alimenter ses marchés existants et nouveaux au Michigan et dans le Nord-Est des É.-U. Actuellement, elle achète et vend plus de 108 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (3,8 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>) de gaz naturel par jour au Canada et aux É.-U., dont plus de 42 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (1,5 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>) sont mis en marché au Michigan et dans le Nord-Est des É.-U essentiellement auprès de distributeurs locaux, de producteurs d'électricité et d'utilisateurs ultimes du secteur industriel. Selon Coastal, l'utilisation de son vaste portefeuille de marchés lui donne la latitude voulue pour optimiser son approvisionnement en gaz et son actif de transport d'une manière efficace et rentable.

Coastal a demandé à NOVA d'assurer le transport en amont par son réseau et, dans une lettre datée du 29 octobre 1996, NOVA a signifié son intention de fournir le service demandé. Le transport en aval sera assuré sur le réseau de Great Lakes, en vertu d'une entente de service garanti d'une durée de dix ans signée par Great Lakes et Coastal le 25 octobre 1996.

Coastal a conclu des ententes d'approvisionnement en gaz de dix ans avec CNR, Pinnacle, Rio Alto, Tarragon Oil and Gas Limited et Petro-Canada pour un total de 1 400,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (49,4 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>) de gaz par jour devant être livrés à Empress (Alberta). Les producteurs utiliseront leurs approvisionnements globaux pour fournir les volumes requis. L'Office a examiné à fond les arrangements d'approvisionnement liés au projet lors de la récente audience GHW-1-97, et il a jugé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

---

<sup>1</sup> Dans les présents motifs de décision, on présume qu'un million de Btu équivaut à un million de pieds cubes.

#### **4.3.10 TransCanada Gas Services (East Hereford)**

Le 28 avril 1997, TransCanada Gas Services («TCGS»), une division de TransCanada Energy Ltd., a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $849,8 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $30,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion proposé des installations pipelinaires de TQM et de PNGTS, à East Hereford (Québec).

TCGS vendra le gaz à TransCanada Gas Services Inc. («TGSi»), une filiale américaine. TGSi prévoit vendre le gaz à des distributeurs locaux, des clients industriels et des producteurs d'électricité desservis par PNGTS. Elle a indiqué que selon les prévisions de la demande de gaz naturel dans cette zone devant être desservie par PNGTS, le potentiel de croissance est appréciable, notamment dans le secteur de la production de l'électricité, car la consommation de gaz naturel en Nouvelle-Angleterre continue d'être en retard sur celle du reste des É.-U. Le gaz naturel représente 18 % de la consommation énergétique en Nouvelle-Angleterre comparativement à 25 % dans le reste des É.-U. Sur le marché de la production d'électricité de la Nouvelle-Angleterre, le gaz naturel représente 9 % des combustibles confondus, comparativement à 13 % dans le reste des É.-U.

TGSi a réservé de la capacité sur le réseau de PNGTS en se fondant sur son évaluation des besoins futurs en gaz naturel de la région, ainsi que sur la certitude que ces besoins ne peuvent pas être satisfaits par l'infrastructure existante. TGSi s'appuie sur les statistiques du département américain de l'Énergie selon lesquelles la demande quotidienne moyenne actuelle dans les environs immédiats de PNGTS est d'environ  $28 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $1 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ) par jour. À ce jour, TGSi a passé une EP de vente à long terme d'une durée de cinq ans, datée du 15 septembre 1997, avec Groveton Paper Board, Inc. Cette entente vise environ  $85,0 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $3,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour.

TGSi a demandé à NOVA d'assurer le transport en amont sur son réseau et, dans une lettre datée du 27 septembre 1996, NOVA a signifié son intention de fournir le service demandé. Le transport en aval sera assuré sur le réseau de PNGTS en vertu d'une EP de vingt ans signée par PNGTS et TGSi, le 12 mars 1996, pour  $30\,000 \cdot 10^6 \text{Btu}$  par jour ou environ  $849,8 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $30,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour.

TCGS entend utiliser la capacité demandée pour transporter le gaz acheté en Alberta en fonction des conditions du marché et des risques courus, dans le cadre de son portefeuille d'approvisionnement global sur marge. TCGS n'a pas l'intention d'affecter un approvisionnement particulier à long terme à ce service, et elle a indiqué qu'elle prévoyait répondre aux besoins en approvisionnement pour ce service, et à d'autres besoins, en puisant dans son portefeuille global à risques gérés, constitué d'approvisionnements à court et à long terme dont elle dispose de temps à autre. On trouvera à la section 4.4 une analyse plus poussée de la preuve relative à l'approvisionnement déposée à l'appui de la présente demande.

Le 23 octobre 1996, TCGS et TGSi ont conclu une entente d'achat et de vente de gaz de dix ans pour  $849,9 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $30,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour, qui entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1998.

#### **4.3.11 United States Gypsum Company (Niagara)**

Le 21 février 1997, US Gypsum a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $201,9 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $7,1 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de

l'Alberta jusqu'aux installations de Tennessee Gas Pipeline Company («Tennessee»), à Niagara Falls (Ontario).

US Gypsum et ses filiales utiliseront le gaz pour alimenter une usine de placoplâtre située à Oakfield (New York). Les volumes restants desserviront leurs autres usines à Gypsum (Ohio), Stony Point (New York) et Bridgeport (Alabama).

Le fournisseur de gaz de US Gypsum, Husky, passera un contrat avec NOVA pour le transport en amont. Le transport en aval sera assuré sur le réseau de Tennessee en vertu d'une entente de transport de gaz en TG d'une durée de quinze ans signée par Tennessee et US Gypsum. Le transport en aval sera également assuré par Columbia Gas Transmission Corporation en vertu des ententes de service de transport garanti 53522 et 53525 en vigueur, toutes deux datées du 25 octobre 1996. En outre, le service de transport en aval sera fourni par East Tennessee Natural Gas Company en vertu d'une EP de quinze ans, datée du 31 juillet 1996 et débutant le 1<sup>er</sup> novembre 1998.

Le 18 février 1997, US Gypsum a passé un contrat d'achat et de vente de gaz naturel à long terme avec Husky pour la livraison d'environ  $300,3 \times 10^3 \text{m}^3$  ( $10,6 \times 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à Empress (Alberta). Ce contrat entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1998 et expire le 31 octobre 2008. Husky utilisera son approvisionnement global pour fournir les volumes requis par les demandes de service de transport de US Gypsum via les points d'exportation de Chippawa et Niagara. L'Office a examiné à fond les arrangements d'approvisionnement liés au projet lors de la récente audience GHW-1-97, et il a jugé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

#### **4.3.12 Androscoggin Energy LLC (East Hereford)**

Le 21 février 1997, Androscoggin Energy LLC («Androscoggin») a signé une EP d'une durée de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $895,2 \times 10^3 \text{m}^3$  ( $31,6 \times 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion proposé des installations pipelinières de TQM et de PNGTS, à East Hereford (Québec).

Le gaz sera vendu à Androscoggin, laquelle fournira de l'électricité et de la vapeur à International Paper Company («International Paper»), en vertu d'une entente de services d'énergie datée du 31 juillet 1997. Les ventes d'énergie thermique produite à partir du gaz remplaceront la vapeur actuellement produite à partir du mazout n° 6. Le reste de l'électricité produite par Androscoggin sera vendu à Wisconsin Electric Power Company en vertu d'une convention d'option de vente d'énergie d'une durée de dix ans, datée du 10 janvier 1997.

Androscoggin a demandé à NOVA d'assurer le transport en amont et, dans une lettre datée du 26 mars 1997, NOVA a signifié son intention de fournir le service demandé. Le transport en aval sera assuré par PNGTS sur une base garantie en vertu d'une EP de vingt ans signée par PNGTS et Androscoggin, le 18 décembre 1996, en vue de la livraison de  $18\,000 \times 10^6 \text{Btu}$  par jour ou environ  $510 \times 10^3 \text{m}^3$  ( $18 \times 10^6 \text{pi}^3$ ) par jour. Androscoggin pourra faire transporter en aval les autres  $385 \times 10^3 \text{m}^3$  ( $13,6 \times 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour grâce à une option lui permettant d'accroître sa capacité garantie sur PNGTS d'un maximum de  $23\,000 \times 10^6 \text{Btu}$  par jour ou environ  $652 \times 10^3 \text{m}^3$  ( $23 \times 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour.

Androscoggin a signé des ententes d'approvisionnement en gaz à long terme d'une durée de dix ans avec Beau Canada, Producers Marketing Ltd., Renaissance, Rio Alto et Alta Gas Services Inc., datées du 27 janvier 1997, 12 février 1997, 11 mars 1997, 29 mai 1997 et 22 juillet 1997 respectivement,



pour un total de  $1\,260,6\ 10^3\text{m}^3$  ( $44,5\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour devant être livrés à Empress (Alberta), à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Les producteurs utiliseront leurs approvisionnements globaux pour fournir les volumes requis. Ces arrangements d'approvisionnement en gaz seront également examinés dans le cadre de la prochaine audience de l'Office sur les licences d'exportation de gaz (GHW-2-97).

#### **4.3.13 Rock-Tenn Company (Philipsburg)**

Le 21 février 1997, Rock-Tenn Company («Rock-Tenn») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $61,2\ 10^3\text{m}^3$  ( $2,2\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de la Saskatchewan jusqu'au point d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et de Vermont Gas Systems, Inc. («Vermont Gas»), à Philipsburg (Québec).

Rock-Tenn utilisera le gaz à son usine de carton et de produits façonnés située près de Sheldon Springs (Vermont).

Le transport en amont sur le réseau de TransGas sera assuré par le fournisseur de Rock-Tenn, Wascana Energy Inc. («Wascana») qui a passé des ententes de service garanti avec TransGas pour la capacité requise. Le transport en aval sera assuré sur le réseau de Vermont Gas en vertu d'un contrat de service de transport garanti signé par Rock-Tenn et Vermont Gas et étayé par la lettre de confirmation de Vermont Gas datée du 21 octobre 1996.

Rock-Tenn a conclu un contrat de vente de gaz à long terme avec Wascana Marketing, une division de Wascana, en vertu d'une entente d'achat et de vente en TG de dix ans qui est datée du 18 décembre 1996 et qui entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1998.

Wascana puisera les volumes requis dans son approvisionnement global. Wascana a des contrats de durées variées avec de multiples producteurs. Ces arrangements d'approvisionnement en gaz seront également examinés dans le cadre de la prochaine audience de l'Office sur les licences d'exportation de gaz (GHW-2-97).

#### **4.3.14 RDO Foods Co. (Emerson I)**

Le 21 février 1997, RDO Foods Co. («RDO») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $85\ 10^3\text{m}^3$  ( $3\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta jusqu'au point d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et de Viking, à Emerson (Manitoba).

RDO utilisera le gaz à ses usines de transformation de pommes de terre situées près de Grand Forks (Dakota du Nord) et Parks Rapids (Minnesota).

Le fournisseur de RDO, ProGas, a demandé à NOVA d'assurer le transport en amont, et le service de transport garanti en aval sera fourni sur le réseau de Viking. RDO et Viking sont actuellement en négociation et espèrent signer une entente d'ici à la fin de 1997.

RDO a conclu une entente de vente de gaz de dix ans avec ProGas pour  $85,0\ 10^3\text{m}^3$  ( $3,0\ 10^6\text{pi}^3$ ) par jour, en vertu d'une offre de souscription datée du 21 octobre 1998, qui entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1998.

ProGas a passé des contrats d'achat de gaz de durées variées avec de multiples producteurs. Elle puisera les volumes requis dans ses réserves sous contrat de l'Alberta et de la Saskatchewan. Elle a fait la preuve que sa capacité d'approvisionnement excède ses besoins, y compris la capacité supplémentaire demandée pour la période visée. Ces arrangements d'approvisionnement seront également examinés dans le cadre d'une audience future de l'Office sur les licences d'exportation de gaz.

#### **4.3.15 J.R. Simplot Company (Emerson I)**

Le 21 février 1997, J.R. Simplot Company («J.R. Simplot») a signé une EP de dix ans avec TransCanada, pour la livraison de  $100,0 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $3,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le gaz sera acheminé de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'au point d'interconnexion des installations pipelinières de TransCanada et de Viking, à Emerson (Manitoba).

J.R. Simplot utilisera le gaz pour répondre aux besoins accrus en gaz naturel de son usine de transformation des aliments située à Grand Forks (Dakota du Nord).

Le fournisseur de J.R. Simplot, NGCC Ltd., signera un contrat avec NOVA pour le transport en amont tandis que le service de transport garanti en aval sera fourni sur le réseau de Viking en vertu d'une EP de quinze ans signée par Viking et J.R. Simplot le 6 septembre 1996. Le gaz sera transporté d'Emerson (Manitoba) jusqu'aux installations de J.R. Simplot sur le réseau de Viking.

Le 2 avril 1997, J.R. Simplot a conclu une entente de vente de gaz d'une durée de dix ans avec NGCC Ltd., pour un total de  $100,0 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $3,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998.

NGCC Ltd. entend alimenter ce marché avec le gaz acheté sur le marché libre en Alberta. Le marché de J.R. Simplot sera alimenté à même le portefeuille global d'approvisionnements à court et à long terme de NGCC Ltd. dont celle-ci dispose de temps à autre. Aucun approvisionnement à long terme particulier ne sera affecté à ce marché. On trouvera à la section 4.4 une analyse plus poussée de la preuve relative à l'approvisionnement qui a été déposée à l'appui de la présente demande.

#### **4.3.16 CoEnergy Trading Company (East Hereford)**

Le 21 février 1997, CoEnergy Trading Company («CoEnergy») a signé une EP de dix ans avec TransCanada pour la livraison de  $2\,266,2 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $80,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Au début,  $1\,841,3 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $65,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) par jour de capacité en service garanti seront fournis en tant que service sur courte distance entre le point d'interconnexion des installations de TransCanada et de Great Lakes près de St. Clair (Michigan) et le point d'interconnexion des installations pipelinières proposées de TQM et PNGTS à East Hereford (Québec). Les autres  $424,9 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $15,0 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) par jour seront fournis à titre de service de transport sur longue distance entre Empress et East Hereford. TransCanada a indiqué qu'elle prévoit présenter une demande visant des installations dans le cadre de l'agrandissement de 1999-2000 afin de fournir le service de transport sur longue distance pour le reste de la demande de CoEnergy.

Le gaz sera inclus dans le portefeuille d'approvisionnement global de CoEnergy, pour alimenter notamment les marchés devant être desservis par PNGTS. CoEnergy est une grande négociante d'expérience dont l'actif comprend la production à même les réserves de la compagnie au Michigan et

dans le milieu du continent, des contrats à long terme avec des pipelines interétatiques, et des installations de stockage au Michigan.

Les éléments clés du portefeuille de CoEnergy sont deux ententes d'échange de dix ans avec Northern Utilities, Inc. («Northern Utilities») et Bay State Gas Company («Bay State»), datées du 25 juin 1996 (et toutes deux modifiées le 27 août 1996). En vertu de ces ententes qui entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1998, CoEnergy doit livrer jusqu'à  $1\,416,4\ 10^3\text{m}^3$  ( $50\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz aux compagnies affiliées susmentionnées de novembre à mars.

Concernant le reste de la capacité de TransCanada, soit  $848,9\ 10^3\text{m}^3$  ( $30,0\ 10^6\text{pi}^3$ ) par jour, CoEnergy s'attend à écouler ces volumes par des distributeurs locaux, des producteurs d'électricité et autres marchés d'utilisation ultime dans la région.

Les fournisseurs de CoEnergy ont passé des contrats de transport en amont avec NOVA; le service de transport en aval sera fourni par PNGTS. Le 12 mars 1996, CoEnergy a signé une EP de dix ans avec PNGTS pour le transport garanti de  $30\,000\ 10^6\text{Btu}$  (environ  $850\ 10^3\text{m}^3$  ou  $30\ 10^6\text{pi}^3$ ) par jour, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Le transport en aval sera également assuré par Tennessee en vertu d'une lettre d'entente signée par CoEnergy et Tennessee, datée du 31 juillet 1996. En vertu de cette lettre d'entente, CoEnergy peut choisir de recevoir plusieurs options de service de transport pour faciliter le transport, sur le réseau de PNGTS, des approvisionnements en gaz destinés à Tennessee.

Northern Utilities et Bay State disposent d'une capacité de transport en aval suffisante en vertu de deux contrats de transport de gaz d'une durée de vingt ans avec PNGTS, datés du 20 janvier 1997 pour des livraisons de novembre à mars.

CoEnergy est tenue d'assurer le transport en amont de  $1\,416,4\ 10^3\text{m}^3$  ( $50\ 10^6\text{pi}^3$ ) par jour de capacité garantie en hiver seulement, volumes que Northern Utilities et Bay State ont réservés par contrat auprès de PNGTS. CoEnergy s'attend à écouler les  $1\,416,4\ 10^3\text{m}^3$  ( $50\ 10^6\text{pi}^3$ ) par jour de capacité de TransCanada durant l'été par des ventes à Northeast Utilities, Inc. pour des clients du service de transport interruptible sur PNGTS et de recourir à des détournements et aux services de libération et de libération améliorée de capacité sur le réseau de TransCanada.

Pour faciliter l'utilisation de sa capacité de transport sur TransCanada durant l'été, CoEnergy a prévu une libération à long terme de la capacité en été de PNGTS en vertu d'une EP de vingt ans avec celle-ci, en date du 12 mars 1996.

CoEnergy a conclu des ententes d'approvisionnement en gaz d'une durée de dix ans avec AEC Oil & Gas Partnership («AEC»), Gulf Canada Ressources Limitée («Gulf») et Suncor Inc. («Suncor»). L'entente d'achat de gaz de AEC, datée du 18 novembre 1996, vise  $566,6\ 10^3\text{m}^3$  ( $20,0\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour, plus le combustible. Les ententes d'achat de gaz de Gulf et Suncor, datées du 31 octobre 1996, visent chacune  $849,8\ 10^3\text{m}^3$  ( $30,0\ 10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour, plus le combustible. Les producteurs utiliseront leurs approvisionnements globaux pour fournir les volumes requis. L'Office à examiné à fond les arrangements d'approvisionnement en gaz liés au projet lors de la récente audience GHW-1-97, et il a jugé que les renseignements fournis à ce sujet étaient satisfaisants.

## **Opinion de TransCanada**

TransCanada a indiqué que la capacité d'acheminement du gaz hors du BSOC sera fort probablement insuffisante. Elle a souligné que son appel d'offres NEXUS a suscité un très vif intérêt à l'égard de la capacité offerte sur son réseau, outre l'intérêt manifesté à l'égard de la capacité d'agrandissement sur d'autres pipelines tels que Northern Border Pipeline Company, TransVoyageur Transmission Limited et Alliance Pipeline Project. TransCanada a indiqué que la plupart des projets inclus dans sa demande visant les installations de 1998 n'étaient pas été contestés.

En ce qui a trait aux projets nécessitant l'accès au prolongement vers PNGTS proposé par TQM, les «expéditeurs liés à PNGTS», à qui des demandes de renseignements ont été envoyées et qui ont fait l'objet d'un contre-interrogatoire, TransCanada a fait valoir que les besoins du marché ont été démontrés et sont étayés par le fait que la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a autorisé définitivement les installations en aval de PNGTS aux É.-U. TransCanada était d'avis que la condition dont les certificats sont généralement assortis, à savoir que les contrats de transport garanti doivent être signés avant le début de la construction, serait pertinente dans les circonstances pour garantir que seuls les besoins garantis appuient la construction des nouvelles installations.

En ce qui a trait aux besoins des marchés intérieurs nécessitant l'accès au prolongement vers PNGTS proposé par TQM, TransCanada a fait état de la demande de service de transport supplémentaire à partir de l'Ouest canadien présentée par Gaz Métro et a soutenu qu'il faut répondre à un accroissement net de  $425 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $15 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) des besoins annuels dans la zone de desserte de Gaz Métro. TransCanada a également souligné le fait qu'en raison de son emplacement géographique à l'extrémité est du réseau de TransCanada, Gaz Métro a l'habitude de passer un contrat pour ses besoins quotidiens de pointe et de vendre l'excédent annuel résultant à des clients hors de sa zone de desserte, sur le marché secondaire. TransCanada a soutenu que le prolongement proposé jusqu'à East hereford changerait les conditions de fonctionnement de Gaz Métro car celle-ci serait en mesure de réserver une capacité rapprochant davantage la demande quotidienne et annuelle. En outre, TransCanada a soutenu que ce prolongement offrirait à Gaz Métro des occasions d'alimenter les marchés en expansion des Cantons de l'Est qui, jusqu'ici, n'ont pas été desservis ou ont reçu un service limité.

## **Opinion des intervenants**

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'«ACPP»), Androscoggin, Bay State, CoEnergy, Consumers, Enron, Gaz Métro, J.R. Simplot, Mead Operations, Northern Utilities, ProGas, Renaissance, Simplot, TCGS, TQM, Wausau Papers, le Procureur général du Québec («PGQ») et le ministère de l'Énergie de l'Alberta (le «MÉA») ont appuyé la demande visant les installations de 1998 de TransCanada. L'ACPP a laissé entendre que l'Office fait expressément remarquer que les installations que TransCanada projette de construire sont conditionnelles à l'issue de l'instance GH-1-97 relativement au prolongement vers PNGTS proposé par TQM.

M&NE et Union ont indiqué qu'elles ne s'opposaient pas aux demandes de services incluses dans la demande visant les installations de TransCanada qui ne nécessitent pas l'accès au prolongement vers PNGTS. Cependant, elles ont exprimé des réserves concernant les projets liés à PNGTS et ont fait valoir qu'aucun des expéditeurs visés n'avait indiqué de façon définitive qu'il passerait des contrats de TG si les questions liées à la conception des droits étaient en suspens au moment où les contrats de TG seraient transmis.

Northern Utilities a indiqué qu'elle achèterait le gaz sans égard à la méthode de conception des droits. TCGS a soutenu que le projet de prolongement vers PNGTS est en bonne voie et qu'elle expédierait du gaz sur ce prolongement. Androscoggin, CoEnergy, Wausau Papers et Northern Utilities ont insisté sur l'urgence de leur besoin immédiat en approvisionnement en gaz de l'Ouest canadien.

Consumers, Northern Utilities et Renaissance ont fait valoir que la condition classique des certificats, à savoir «avant la construction, TransCanada doit prouver que les contrats de TG ont été signés», serait pertinente dans les circonstances.

Gaz Métro a indiqué que les installations projetées sont conformes à l'intérêt public et que l'Office dispose de la latitude voulue, en vertu de l'article 52 de la Loi, pour les autoriser. Gaz Métro a insisté sur le fait que son besoin annuel supplémentaire de  $425 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $15 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ) ou  $1 \cdot 181,3 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $41,7 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour est réel et doit être satisfait en temps opportun. Elle a en outre insisté sur le fait que ce besoin supplémentaire représente une croissance normale des marchés et qu'il ne faut pas sous-estimer le potentiel de son marché.

Enron a souligné le fait qu'elle a des engagements commerciaux débutant le 1<sup>er</sup> novembre 1998, et elle a demandé qu'advenant que la date de mise en service soit reportée, l'Office envisage la possibilité de scinder sa décision et de rendre en temps opportun une décision séparée sur les demandes de service simples.

Union a fait valoir que la preuve relative aux marchés touche directement les instances GH-2-97 et GH-1-97. Elle a donc laissé entendre que nombre de parties à l'instance GH-1-97 n'ont pas eu l'occasion de vérifier la preuve relative aux marchés et espèrent pouvoir le faire sans subir l'entrave d'une autre décision de l'Office sur cette question.

### *Opinion de l'Office*

L'Office juge raisonnables les prévisions établies par TransCanada aux fins de l'évaluation de ses besoins en installations pour l'année contractuelle 1998-1999.

L'Office est convaincu que les nouveaux projets de transport liés aux marchés intérieurs et d'exportation sont assez avancés pour ce qui concerne l'approvisionnement en gaz, les ententes de transport en amont et en aval, les ententes d'achat et de vente de gaz et l'obtention des autorisations requises des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis, pour justifier la conception que TransCanada propose pour ses installations.

Pour parvenir à cette conclusion, l'Office constate que pour deux projets, CoEnergy et Renaissance (point d'exportation à Niagara Falls), ont signé seulement des contrats de transport en aval sur une base garantie en hiver seulement, ou des clients à elles l'ont fait. Cependant, TransCanada a indiqué qu'elle insistait encore sur la nécessité pour les expéditeurs de faire concorder le transport sur les pipelines en aval pour assurer que des arrangements de prise suffisants sont en place. Elle a affirmé que si des arrangements autres que des contrats de service de transport garanti en aval peuvent donner une garantie suffisante qu'un expéditeur a d'autres marchés et est en mesure de faire livrer son gaz à partir du réseau de TransCanada, ces arrangements peuvent être acceptables à ses yeux. Sur cette base, TransCanada a accepté que les projets de

Renaissance et de CoEnergy soient inclus dans sa demande. L'Office est convaincu que TransCanada a la certitude que le risque de non-utilisation de la capacité durant l'été est minimal relativement à ces deux projets.

Sous réserve des observations faites par l'Office à la section 4.4, qui porte sur l'approvisionnement réservé au projet, l'Office est satisfait des méthodes de prévision de TransCanada et de sa démarche visant à faire vérifier de façon indépendante les renseignements fournis par les expéditeurs éventuels.

L'Office juge que si le certificat est assorti de la condition analysée à la section 4.4, et si les renseignements relatifs à l'approvisionnement réservé au projet sont déposés conformément aux Directives de l'Office ou aux dispositions de la lettre du 16 mai 1997 de l'Office adressée à toutes les parties intéressées - *Instructions pour aider les demandeurs à se conformer aux exigences de dépôt de renseignements sur l'approvisionnement aux termes de la partie VI*, il est satisfait des arrangements d'approvisionnement en gaz des marchés intérieurs et d'exportation.

En outre, sous réserve des commentaires de l'Office énoncés à la section 4.4 et à la section 5.2.1, qui porte sur les contrats pour la capacité ou le service sur le réseau de TQM, l'Office est d'avis que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que tous les autres arrangements et toutes les autres autorisations des organismes de réglementation puissent être achevées à temps afin que ces services commencent à être offerts comme prévu.

Pour garantir que les installations projetées, si elles font l'objet d'un certificat, sont utiles et le demeureront à long terme, l'Office estime pertinent d'assortir tout certificat délivré à TransCanada des conditions suivantes, qui doivent être remplies avant le début des travaux de construction :

- prouver, en ce qui a trait aux nouveaux volumes d'exportation garantis, que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation aux États-Unis et au Canada ont été obtenues, y compris les autorisations canadiennes d'exportation à long terme;
- prouver, en ce qui concerne le transport des nouveaux volumes garantis, que les contrats de transport voulus ont été signés;
- prouver, relativement au transport des nouveaux volumes garantis, que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation aux États-Unis et au Canada ont été obtenues à l'égard des installations et des services de transport requis en aval;
- prouver, en ce qui touche le transport des nouveaux volumes garantis, que les contrats d'approvisionnement en gaz nécessaires ont été signés;
- faire état de tout changement dans les besoins inhérents au scénario de base ou dans les besoins auxquels les installations proposées sont censées répondre.

L'Office juge que le fait d'assortir le certificat des conditions susmentionnées fera en sorte que seules les installations nécessaires pour répondre aux besoins globaux en services garantis seront construites.

L'Office prend note des préoccupations exprimées par M&NE et Union concernant la question de savoir si les expéditeurs liés à PNGTS signeraient des contrats de TG avec TransCanada si la question de la méthode de conception des droits sur le réseau de TransCanada n'était pas réglée au moment où les contrats de TG étaient transmis. Cependant, il prend note également du témoignage de ces expéditeurs concernant l'importance économique et le caractère urgent de leurs projets. Ces expéditeurs ont indiqué qu'une décision défavorable en matière de conception des droits entraînerait une réévaluation de leurs projets, mais que cette décision ne serait que l'un des facteurs à l'étude. Pour ces raisons, l'Office juge qu'il est raisonnable de s'attendre à ce que tous les contrats de TG de TransCanada soient signés.

En ce qui a trait au marché de Gaz Métro, l'Office est convaincu que le volume visé par la demande de service,  $1\,118,3\ 10^3\text{m}^3$  ( $41,7\ 10^6\text{pi}^3$ ) par jour, représente une croissance normale des marchés et que le bilan de l'offre et de la demande que Gaz Métro a déposé répond donc aux exigences de la politique d'agrandissement de TransCanada, qui a été approuvée par l'Office. Conformément aux points de vue exprimés dans les motifs de décision GHW-3-89, et pour les besoins de la présente demande, l'Office n'exige pas de renseignements détaillés sur l'approvisionnement en gaz relativement aux services demandés par Gaz Métro, car cette demande découle de la croissance normale des marchés dans la zone qu'elle dessert.

Compte tenu des précisions et des conditions énoncées ci-dessus, et aux fins de la présente instance liée à la partie III, l'Office accepte les arrangements d'approvisionnement en gaz décrits pour les expéditeurs des marchés intérieurs et d'exportation.

L'opinion de l'Office sur ces questions, fondée sur la preuve produite dans l'instance GH-2-97, ne saurait préjuger de toute décision qu'un autre comité d'audience pourrait être appelé à rendre relativement au projet de prolongement vers PNGTS de TQM.

#### **4.4 Approvisionnement réservé au projet**

Deux expéditeurs du réseau de TransCanada, J.R. Simplot et TCGS, n'ont pas fourni de preuve relative à l'approvisionnement réservé au projet, que ce soit dans la demande, au cours de l'audience ou en réponse aux demandes de renseignements. Ces deux expéditeurs ont déclaré qu'ils comptent sur le gaz offert sur le marché libre et croient à l'existence d'un approvisionnement global suffisant pour répondre à leurs besoins. Selon eux, les volumes liés à leurs projets sont tellement faibles par rapport à la capacité totale de TransCanada qu'ils constituent un risque minime pour celle-ci. De même, elles ont indiqué qu'elles étaient disposées à assumer tout risque connexe lié au prix.

##### **Opinion des parties**

J.R. Simplot a soutenu qu'elle était dans une situation difficile du fait que les Directives de l'Office exigent le dépôt de renseignements détaillés sur l'approvisionnement en gaz à long terme tandis que dans l'industrie, on délaisse les achats de gaz à long terme. J. R. Simplot a fait remarquer qu'exception faite de cet aspect de l'approvisionnement en gaz, aucune question n'était soulevée concernant son projet. Elle a également souligné qu'elle possède un marché à long terme et a signé un contrat de transport d'une durée de dix ans, et elle a laissé entendre que sa demande de service ne devrait pas

être rejetée parce qu'elle se procure du gaz auprès d'un très grand commercialisateur de gaz qui vend le gaz essentiellement sur le marché libre. Elle a indiqué que la démonstration de l'approvisionnement global demeure un facteur déterminant important de la faisabilité économique et que l'approvisionnement réservé au projet n'est pas d'égale importance. En l'absence de renseignements sur l'approvisionnement réservé au projet, J. R. Simplot a indiqué que l'Office dispose d'éléments de preuve plus que suffisants pour conclure que les installations dont on propose la construction seront utiles et utilisées. De même, J. R. Simplot a fait valoir qu'étant donné que les Directives sont simplement des lignes directrices, l'Office n'est pas tenu de s'y conformer strictement. Par conséquent, J. R. Simplot a demandé que l'Office prenne une décision en l'espèce et exerce son pouvoir discrétionnaire d'assouplir les exigences de dépôt en la présente instance. Elle a demandé expressément que le certificat délivré à TransCanada ne soit pas assorti d'une condition obligeant celle-ci à obtenir une licence d'exportation à long terme car cela aurait pour effet d'annuler la dérogation sollicitée relativement à l'approvisionnement réservé au projet.

TCGS était d'avis qu'un approvisionnement convenable à long terme est mis à sa disposition sous la forme du marché concurrentiel qui existe sur le réseau de NOVA, lequel attribue l'approvisionnement disponible au moyen d'un mécanisme de prix. De l'avis de TCGS, il n'y a rien d'exceptionnel à se fier sur le gaz offert sur le marché libre; il s'agit plutôt d'une manière de procéder raisonnable sur le plan commercial pour un expéditeur. TCGS a indiqué qu'elle est une négociante importante et sophistiquée dont les opérations globales visent des volumes dépassant de beaucoup les approvisionnements dont il est question à la présente instance. Elle a déclaré qu'elle ne recherchait pas une modification générale de la politique établie et qu'elle n'essayait pas de saper ou de fragmenter la décision de l'Office concernant la faisabilité économique du projet à l'étude. TCGS a insisté sur l'action réciproque de l'approvisionnement global et de l'approvisionnement réservé au projet et elle a laissé entendre qu'en cas de problème, elle s'en tiendrait à l'approvisionnement global et ne tiendrait pas compte de la question de savoir si oui ou non un nouvel expéditeur a un approvisionnement réservé à long terme. TCGS a indiqué qu'elle préférerait que le certificat ne soit pas assorti d'une condition qui l'obligerait à produire les données classiques relatives à l'approvisionnement en gaz avant le début des travaux de construction. TCGS a soutenu que cela fait partie du risque qu'elle a assumé dès le début.

Au cours de l'audience, TransCanada a analysé sa propre politique concernant la preuve relative à l'approvisionnement qui doit être déposée par ses nouveaux expéditeurs éventuels. Elle a répondu que sa politique actuelle, la règle «10/10/10», exige un contrat d'approvisionnement de dix ans. En acceptant la preuve relative à l'approvisionnement de J.R. Simplot et de TCGS, TransCanada avait prévu que sa politique serait modifiée au cours de l'instance RH-3-97 en suspens, qui a été reportée depuis ce temps. TransCanada a indiqué qu'elle ne cherchait pas à être exemptée des conditions généralement imposées dans un certificat, lesquelles exigent qu'il soit prouvé que les «autorisations canadiennes d'exportation à long terme ont été obtenues» et que les contrats d'approvisionnement en gaz ont été signés.

Selon Union, TransCanada n'a pas suivi sa propre politique concernant les renseignements relatifs aux marchés et à l'approvisionnement. Dans ce contexte, Union a fait valoir qu'une question fondamentale d'équité était soulevée du fait que les expéditeurs n'étaient pas traités de manière égale dans la demande de TransCanada. En effet, certains expéditeurs ont fourni tout l'éventail des renseignements requis tandis que J. R. Simplot et TCGS ont été placés dans la file d'attente sans avoir répondu aux exigences relatives à l'approvisionnement réservé au projet. Union a également souligné que certains



expéditeurs n'ont pas été retenus dans la présente demande relative à des installations alors qu'ils pouvaient répondre aux exigences de la politique actuelle de TransCanada. Elle a fait remarquer que TransCanada a une file d'attente considérable pour le service de 1998 qui n'a pas été satisfaite par la présente demande, ainsi qu'une file d'attente considérable pour le service en 1999. Union a donc laissé entendre que TransCanada a étayé la demande avec des expéditeurs qui n'ont pas satisfait aux exigences, et l'un de ces expéditeurs est une filiale de la compagnie. En outre, elle a fait remarquer que la construction des installations sur le réseau de TransCanada représente un coût pour tous les utilisateurs du réseau et, par conséquent, constitue un risque potentiel pour tous les expéditeurs et non seulement pour J.R. Simplot et TCGS.

### *Opinion de l'Office*

En ce qui a trait à l'approvisionnement réservé au projet, on a demandé à l'Office d'examiner les renseignements fournis par deux expéditeurs, J.R. Simplot et TCGS, dont la preuve ne satisfait pas pleinement aux exigences de la politique d'agrandissement de TransCanada ni aux Directives de l'Office. Les arguments avancés par les expéditeurs n'ont pas convaincu l'Office que les volumes visés ne sont pas importants par rapport à la capacité globale du réseau de TransCanada et aux besoins de la présente demande relative aux installations. À la lumière de la preuve déposée, l'Office n'est pas disposé non plus à accepter que deux des expéditeurs étayant la demande soient autorisés à ce moment-ci à se fier uniquement sur un mécanisme d'établissement des prix du marché pour démontrer qu'un approvisionnement à long terme est réservé au projet.

L'Office prend note de l'argument avancé par Union concernant une question fondamentale d'équité et constate aussi que tous les autres expéditeurs étayant la présente demande ont fourni des renseignements suffisants sur l'approvisionnement pour lui permettre de conclure à l'existence d'un approvisionnement adéquat en gaz à l'appui du projet.

Se fondant sur la preuve produite dans le cadre de la présente instance, l'Office estime qu'une modification générale de la politique de TransCanada n'est pas justifiée ni pertinente à ce moment-ci. Sur ce plan, il fait remarquer que J.R. Simplot, TCGS et TransCanada ne sollicitent pas une telle dérogation. À cet égard, J.R. Simplot et TCGS ont indiqué qu'elles sollicitaient uniquement une décision propre à l'espèce. Par ailleurs, l'Office est aussi conscient que les questions liées aux exigences de la politique d'agrandissement de TransCanada, y compris l'approvisionnement en gaz réservé au projet, devaient être examinées à l'audience RH-3-97 qui a été ajournée pour une période indéterminée. Ces expéditeurs et TransCanada avaient prévu que la politique serait peut-être assouplie pour permettre la prestation de moins de renseignements dans le domaine de l'approvisionnement réservé à un projet.

L'Office prend note également des arguments des parties, dont l'ACPP et le MÉA, selon lesquels les installations sont nécessaires et que la construction ne devrait pas être retardée d'ici la tenue d'une audience sur les exigences de la politique d'agrandissement.

Dans ces circonstances, l'Office acceptera la preuve relative à l'approvisionnement réservé au projet qui a été déposée par J.R. Simplot et TCGS. Cependant, il ne dérogera pas à sa pratique consistant à assortir un certificat de conditions courantes, à savoir : prouver, en ce qui concerne les nouveaux volumes garantis à l'exportation, que toutes les autorisations canadiennes d'exportation à long terme voulues ont été obtenues et que les contrats d'approvisionnement en gaz ont été signés. L'Office est convaincu que ces conditions permettent de traiter cette question d'une manière convenable à ce moment-ci.

## Chapitre 5

# Installations

---

### 5.1 Installations particulières

Les installations dont TransCanada a fait état dans sa demande visant les installations de 1998 et qui ont été examinées lors de l'audience GH-2-97 comprennent 308,4 km de canalisation, 11 compresseurs permanents, des collecteurs aux stations 21, 25, 30 et 55, des refroidisseurs complémentaires aux stations 2, 13 B-F, 49 B et C, 62, 88 B et C, et 1301 ainsi que des améliorations apportées aux stations de comptage pour ventes Emerson II, Dawn, Niagara Export, Parkway et Philipsburg. Les compresseurs, d'une puissance totale de 249,4 MW, comprennent huit nouveaux turbocompresseurs de 28,3 MW aux stations 2, 13, 43, 49, 62, 80, 95 et 107, deux nouveaux turbocompresseurs de 6,3 MW à la station 148 et un nouveau turbocompresseur de 10,4 MW à la station 1301. Le coût total en capital des installations visées par la demande est estimé à 824,9 millions \$ (en \$ de 1997). Des détails supplémentaires concernant l'emplacement et le coût de ces installations sont fournis à la figure 5-1 et au tableau 5-1.

TransCanada a sollicité, en autres, l'approbation du raccourci Winchester, un tronçon de 27,9 km de long et de 1067 mm de diamètre situé dans la nouvelle emprise aménagée entre la VCP 1219 + 16,1 km et la VCP 1401. Elle a indiqué que le raccourci Winchester assurerait une protection contre les bris de conduites, qu'il améliorerait la souplesse d'exploitation à un point critique de son réseau et qu'il offrirait, avec les installations projetées le long du raccourci North Bay et de la canalisation Montréal, une capacité supplémentaire en vue d'accroître les livraisons aux marchés intérieurs et d'exportation dans la zone de livraison de l'Est («ZLE»).

TransCanada a précisé que la mise en service de toutes les installations est prévue pour le 1<sup>er</sup> novembre 1998, à l'exception de celle des refroidisseurs complémentaires des stations 13 B-E, 49 B, 88 B et C, et 107 B, qui doit avoir lieu d'ici au 15 décembre 1998.

### 5.2 Caractère approprié de la conception

La conception du projet NEXUS, phase 1, comportait la construction, sur une base pluriannuelle, d'un pipeline à haute pression. Dans sa demande visant les installations de 1998, TransCanada a révisé cette conception et à remplacer le pipeline à haute pression par un pipeline à pression plus ordinaire, qui se construirait en un an. Elle a précisé qu'une conception faisant appel à un pipeline à pression plus élevée n'est idéale que lorsque les volumes de gaz requis sont produits sur une période de trois ans, ce qui susciterait une augmentation notable des droits au cours des années qui se sont écoulées entre-temps. Les installations comprises dans la demande de 1998 assurent un niveau similaire de capacité supplémentaire que celles de NEXUS, phase 1, mais leur coût est d'environ 277 millions \$ de moins.

Pour déterminer les installations nécessaires pour réaliser l'agrandissement projeté des tronçons de l'Ouest et du Centre, TransCanada a eu recours à un agencement faisant intervenir une conception théorique et des considérations d'ordre pratique relatives à l'exploitation afin d'assurer que les installations projetées satisferaient aux besoins prévus. Elle a précisé que les installations projetées

représentaient la conception idéale pour satisfaire aux besoins prévus pendant l'année d'exploitation 1998-1999.

Un programme de modélisation OPTO a servi à produire d'autres conceptions théoriques pour les tronçons de l'Ouest et du Centre en comparant différents agencements de nouveaux doubléments et d'installations de compression. TransCanada n'a pas inclus d'analyse de répartition du débit sur le réseau de Great Lakes, car Great Lakes ne pouvait construire d'installations additionnelles pour une mise en service commençant en novembre 1998.

TransCanada a indiqué qu'après avoir déterminé les installations théoriques idéales, elle a modifié leur conception selon les conditions d'exploitation. Dans certains cas, elle a rallongé ou raccourci la longueur des doubléments de manière à pouvoir raccorder les tronçons de doublement au réseau existant à des endroits pratiques. Dans d'autres cas, elle a affiné la conception théorique pour que les stations de compression puissent acheminer le gaz à des pressions inférieures à la pression de service maximale admissible, ce qui a diminué les besoins de doublement en amont. TransCanada a aussi proposé d'avoir recours à six compresseurs d'une puissance standard de 28,3 MW pour le tronçon du Centre, pour garantir des prix avantageux et réduire les frais d'exploitation en diminuant le nombre de pièces de rechange qu'elle doit conserver en stock.

Aucune des parties concernées n'a exprimé de préoccupations au sujet des installations particulières proposées par TransCanada. Elles en ont cependant manifesté quant à l'intention exprimée par TransCanada d'obtenir par contrat le service et la capacité de transport sur le prolongement vers PNGTS proposé par TQM, dont il est question à la section 5.2.1.

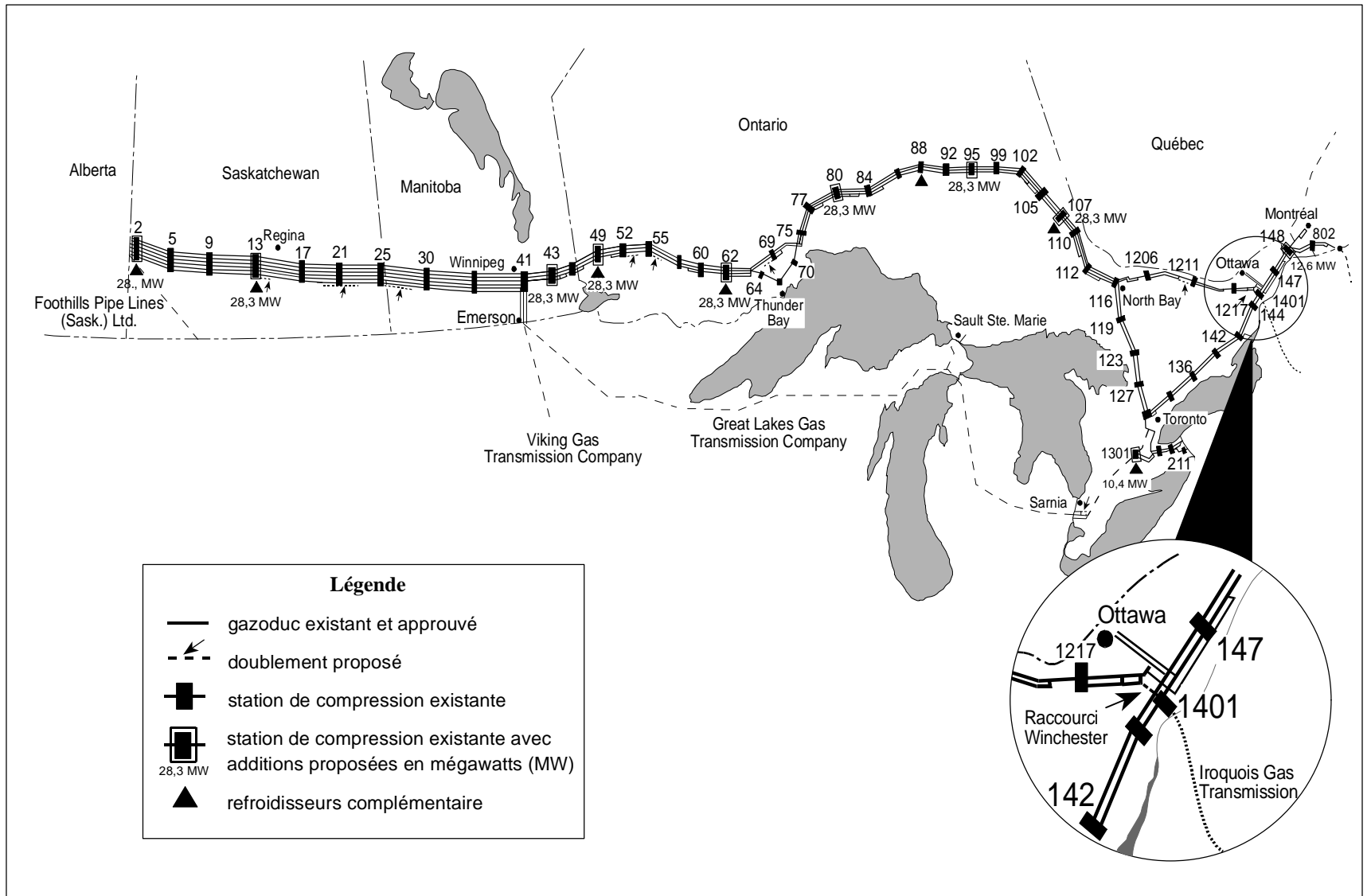
### **5.2.1 Contrats de service et de capacité de transport sur le réseau de TQM**

#### **Contexte**

Environ 44 % des 11 800  $10^3\text{m}^3$  ( $416,6 \cdot 10^6\text{pi}^3$ ) par jour des nouveaux services de TG sous-tendant la demande de TransCanada visant les installations de 1998 sont destinés à des marchés des Cantons de l'Est du Québec et du Nord-Est des É.-U. Pour les approvisionner, TransCanada a proposé une conception d'installations qui permettrait d'acheminer ces volumes jusqu'au réseau pipelinier de TQM à Saint-Lazare, au Québec. TransCanada passerait ensuite un contrat avec TQM pour le transport de ces volumes jusqu'à Waterloo au Québec (à Gaz Métro) ainsi qu'au réseau de PNGTS au point de raccordement prévu près de East Hereford, au Québec, aux fins de livraison ultérieure aux expéditeurs du marché de l'exportation.

De ce fait, le 30 avril 1997, TQM a déposé auprès de l'Office une demande sollicitant l'autorisation d'agrandir son réseau à partir de Lachenaie, au Québec, jusqu'au point de raccordement prévu avec PNGTS à East Hereford, au Québec. La demande de prolongement vers PNGTS de TQM est actuellement examinée par l'Office aux termes de l'ordonnance d'audience GH-1-97.

**Figure 5-1  
TransCanada PipeLines Limited  
Emplacement des installations projetées**



**Tableau 5-1**  
**Description et coût estimatif des installations projetées**

<u>canalisation</u>	<u>emplacement</u>	<u>longueur (km)</u>	<u>coût direct (000 \$)</u>
<b>tronçon de l'Ouest</b>			
100-7	VCP 13 à VCP 14	23,6	23 385
100-7	VCP 20 à VCP 21	23,1	19 652
100-7	VCP 21 à VCP 22	26,4	25 140
100-7	VCP 25 à frontière Sask./Man.	2,9	2 719
100-7	frontière Sask./Man. à VCP 29	80,8	71 841
<b>tronçon du Centre</b>			
100-4	VCP 52 à VCP 53A	32,9	41 606
100-4	VCP 55 à VCP 56	15,2	21 975
100-4	VCP 67 à VCP 69	22,8	28 083
<b>raccourci North Bay</b>			
1200-2	VCP 1209 à VCP 1210	18,8	25 965
1200-2	VCP 1210 à VCP 1211	22,5	30 088
<b>raccourci Winchester</b>			
1200-2	VCP 1219 + 16,1 km à VCP 1401	7,9	38 840
<b>prolongement Dawn</b>			
500-3	VCP 501 à VCP 501 + 11,5 km	<u>11,5</u>	<u>15 660</u>
	total	308,4	344 953

ajouts aux compresseurs et modification de la tuyauterie puissance coût direct (000 \$)

**tronçon de l'Ouest**

station 2	28,3 MW (ISO)	26 453
station 13	28,3 MW (ISO)	27 637
refroidisseur complémentaire - station 2H		6 750
refroidisseurs complémentaires - stations 13 B à E		33 804
refroidisseur complémentaire - station 13F		9 018
collecteurs aux stations 21 et 25		2 092
appareils de réserve et pièces de rechange		3 790
1 bloc compresseur		565

**prolongement Emerson**

amélioration des dispositifs de comptage - station de comptage Emerson II		605
---	--	-----

**tronçon du Centre**

station 43	28,3 MW (ISO)	24 982
station 49	28,3 MW (ISO)	26 541
station 62	28,3 MW (ISO)	26 351
station 80	28,3 MW (ISO)	27 140
station 95	28,3 MW (ISO)	26 187
station 107	28,3 MW (ISO)	26 733
refroidisseur complémentaire - station 49B		10 487
refroidisseur complémentaire - station 49C		13 806
refroidisseur complémentaire - station 62D		11 184
refroidisseurs complémentaires - stations 88 B et C		20 168
refroidisseur complémentaire -station 107B		11 184
refroidisseur complémentaire -station 107C		11 850
collecteur - station 55		2 148
appareils de réserve et pièces de rechange		8 600
8 blocs compresseurs		4 689

**canalisation Parkway**

amélioration des dispositifs de comptage - station de comptage Parkway		265
--	--	-----

**canalisation Montréal**

station 148	2 x 6,3 MW (ISO)	26 562
1 bloc compresseur		304

<u>ajouts aux compresseurs et modification de la tuyauterie</u>	<u>puissance</u>	<u>coût direct (000 \$)</u>
---	------------------	-----------------------------

**prolongement Philipsburg**

amélioration des dispositifs de comptage - station de comptage de Philipsburg		528
---	--	-----

**canalisation Kirkwall/Niagara**

station 1301	10,4 MW (ISO)	18 776
refroidisseur complémentaire - station 1301		3 474
amélioration des dispositifs du comptage - station de comptage Niagara (exportation)		1 677

**prolongement Dawn**

amélioration des dispositifs de comptage - station de comptage Dawn		<u>6 319</u>
---	--	--------------

total : compression et modification de la tuyauterie		420 669
--	--	---------

<b>coûts directs totaux</b>		<b>765 622</b>
-----------------------------	--	----------------

coûts indirects connexes		<u>59 238</u>
--------------------------	--	---------------

<b>total des coûts en capital</b>		<b><u>824 860</u></b>
-----------------------------------	--	-----------------------

À une certaine époque, TransCanada avait envisagé un raccordement avec PNGTS en prolongeant son réseau à partir de la station 804, près de Sabrevois, au Québec. Elle a indiqué qu'à la demande de Gaz Métro, l'option d'un tracé passant par Sabrevois avait été délaissée en faveur du prolongement vers PNGTS que TQM propose de construire à partir de Lachenaie, au Québec. TransCanada a précisé que les avantages liés à l'expédition par le tracé adopté par TQM comprennent, entre autres, l'accès à de nouveaux marchés, des considérations d'ordre réglementaire et environnemental, ainsi qu'un plafonnement, à 256,8 millions \$, du coût de l'agrandissement du réseau de TQM, ce qui limiterait tout dépassement éventuel des coûts pour cette alternative.

À l'origine, le terme TPT faisait référence à l'acquisition, par TransCanada, des droits de transport sur d'autres réseaux pipeliniers afin d'augmenter sa capacité globale de façon plus économique que s'il lui fallait construire ses propres installations. TransCanada a tout d'abord amélioré sa capacité de livraison du gaz aux marchés intérieurs de l'Est canadien et d'exportation grâce à l'acquisition des droits de transport sur les réseaux de Great Lakes et d'Union. Depuis cette époque, et sur une base presque annuelle, elle a fait des calculs pour déterminer elle pourrait s'agrandir son propre réseau de manière économique, soit par la construction d'installations passant par le nord de l'Ontario, soit par l'acquisition de droits de transport supplémentaires sur les réseaux de Great Lakes ou d'Union.

Dans une suite de décisions datant du début des années 1980, l'Office a délivré des certificats autorisant le prolongement du réseau de TransCanada jusqu'à l'intérieur du Québec. C'est en définitive TQM qui a construit ces installations. L'Office a approuvé des droits fixes pour TQM, et parce que TransCanada est actuellement le seul expéditeur utilisant le transport garanti sur le réseau de TQM, le coût de service annuel de TQM a été facturé à TransCanada, et recouvré comme partie du coût de service annuel de TransCanada par le biais du compte TPT.



Lors de l'instance RH-2-95, TransCanada a soumis à l'Office un *Règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des recettes* (le «Règlement incitatif»), lequel a été approuvé. Le Règlement incitatif a servi à calculer les besoins en recettes nettes de TransCanada pour la période de quatre ans allant de 1996 à 1999. Il contenait en outre des dispositions relatives au traitement des coûts du TPT. En ce qui concerne la capacité de TPT, il est interdit à TransCanada d'augmenter sa capacité contractuelle (par rapport au niveau indiqué dans le Règlement incitatif), que ce soit avec Great Lakes, Union ou TQM, sans avoir au préalable obtenu l'approbation du groupe de travail sur les droits ou celle de l'Office.

### **Question du TPT**

Lors de cette instance, TransCanada a demandé à l'Office l'autorisation de passer un contrat avec TQM pour obtenir le service et la capacité de transport entre Lachenaie et East Hereford. Selon TransCanada, la proposition consistant à obtenir la capacité contractuelle sur le réseau de TQM afin de desservir sa file d'attente de l'agrandissement est une question qui figure au nombre des facteurs que l'Office doit examiner aux termes de l'article 52 de la Loi, et qu'elle fait partie des questions figurant dans les instructions relatives à l'instance GH-2-97 (questions 1, 2 et 6). En outre, en raison du Règlement incitatif, TransCanada a jugé nécessaire de demander que l'Office rende une décision qui soit explicite plutôt que simplement implicite, lorsqu'il rendra sa décision finale au sujet des installations examinées dans le cadre de l'instance GH-2-97.

TransCanada a demandé que l'Office l'autorise à obtenir par contrat avec TQM l'acheminement des volumes par le prolongement vers PNGTS proposé par TQM à titre de volumes du TPT, et qu'il autorise le recouvrement des frais connexes en tant que partie du réseau intégré de TransCanada.

Selon l'ACPP et Union, il est important d'établir une distinction nette entre les aspects de la question du TPT tombant sous le coup de la partie III et de la partie IV. Elles étaient d'avis que l'instance GH-1-97 présenterait une occasion opportune d'aborder les questions particulières relatives au coût et au tracé du prolongement vers PNGTS proposé par TQM. Les questions liées la conception à des droits applicables au prolongement (affectant en définitive les expéditeurs de TransCanada) seraient examinées soit lors de l'instance GH-1-97, soit au cours d'une instance ultérieure concernant les questions liées à la partie IV.

Les intervenants ont suggéré plusieurs manières dont l'Office pourrait examiner la question du TPT, dont les suivantes :

- approuver les installations projetées ainsi que le TPT, mais exclusivement à titre de question de conception tombant sous le coup de la partie III;
- approuver toutes les installations projetées, mais remettre à plus tard l'approbation de la demande de TransCanada visant l'obtention d'un contrat de service sur le réseau de TQM, ou l'aborder dans le cadre d'une instance séparée, dans l'attente d'une décision sur la conception des droits applicables au prolongement vers PNGTS de TQM;
- approuver les installations concernant uniquement les volumes non liés au projet PNGTS, et ordonner à TransCanada d'obtenir une autorisation pour une partie des installations.

### *Opinion de l'Office*

Dans sa lettre du 2 septembre 1997, l'Office a indiqué qu'il était disposé à examiner la requête de TransCanada visant l'approbation du TPT sur le réseau de TQM dans le contexte d'une «question de conception» dans le cadre de la présente instance relative à la partie III, tout comme il examinerait le même type de requête dans le cas des réseaux de Great Lakes ou d'Union. L'Office a jugé qu'il n'était ni pertinent ni opportun d'examiner à l'heure actuelle et lors de la présente instance les questions relevant de la partie IV. En outre, dans le cadre de la présente audience, c'est un autre comité d'audience de l'Office qui sera chargé d'examiner le pour et le contre des installations du prolongement vers PNGTS que TQM a l'intention de construire, lesquelles sont liées à la possibilité d'obtenir un contrat de TPT.

En vertu de ces circonstances, l'Office a donc, dans le cadre de la présente instance, considéré uniquement la question de conception au sens large liée à l'option de TPT. L'Office a soigneusement examiné la preuve fournie au dossier de l'instance GH-2-97 concernant la décision de TransCanada de chercher à obtenir le service de TPT sur le réseau de TQM plutôt que de construire elle-même les installations nécessaires. TransCanada a expliqué que les facteurs sous-tendant cette décision incluaient, entre autres, le besoin de certitude quant au coût, l'accès à de nouveaux marchés, et des considérations d'ordre environnemental.

À la suite de la présente instance, l'Office est convaincu que les facteurs de conception avancés par TransCanada semblent être raisonnables dans les circonstances, et que, sous réserve de la condition suivante, il conviendrait que TransCanada, dans ce cas particulier, obtienne par contrat la capacité de transport sur TQM, afin de satisfaire aux demandes de service au nouveau point d'exportation proposé, plutôt que de construire ses propres installations :

*Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction des installations approuvées, prouver à la satisfaction de l'Office qu'en ce qui a trait aux nouveaux volumes garantis qui doivent être exportés, toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis, y compris les autorisations d'exportation à long terme de gaz canadien, ont été obtenues.*

L'Office est d'avis que cette condition ordinaire de certificat satisfera l'exigence que toutes les autorisations que pourrait accorder l'Office pour le projet de prolongement vers PNGTS de TQM doivent être obtenues avant le commencement des travaux de construction des installations projetées.

Le fait que l'Office ait accepté la conception proposée par TransCanada dans la présente instance tenue aux termes de la partie III ne signifie pas qu'il approuve la somme fixée pour le plafonnement des coûts ou la manière de les recouvrer. Il ne s'ensuit pas non plus que les questions relatives à la taille ou à l'emplacement des conduites ou toute autre question qu'il conviendrait davantage d'examiner dans le cadre de l'instance GH-1-97 en seront résolues.

Il est évident que l'Office ne peut accepter totalement ce que TransCanada a demandé d'être autorisée à faire relativement au TPT. Il ne peut approuver l'obtention par contrat du TPT comme l'envisage le Règlement incitatif étant donné qu'il s'agit là clairement d'une question relevant de la partie IV.

L'Office réitère qu'il ne rend pas ici de décision au sujet des hypothèses de TransCanada relativement à la conception des droits. Cette question sera abordée lors d'une autre instance. Cependant, en se fondant sur les faits examinés dans la présente instance, et dans le contexte limité de la question de la conception, l'Office est satisfait du bien-fondé des hypothèses liées à l'acheminement du gaz de l'Ouest canadien à l'appui des installations exigées pour le prolongement vers PNGTS.

L'Office est d'avis que la conception proposée, ce qui comprend la passation de contrats pour le TPT sur le prolongement vers PNGTS proposé, convient pour l'agrandissement du réseau de TransCanada en ce moment. Cependant, dans l'éventualité où l'Office, pour quelque raison que ce soit, n'approuverait pas le projet de prolongement vers PNGTS de TQM, ou s'il se produisait un délai, TransCanada sera bien sûr libre de soumettre une demande de construction d'installations pour satisfaire à toute demande de service vers des destinations autres que le raccordement avec TQM et East Hereford. Il appartiendra à TransCanada, à ce moment-là, de prouver que les installations sont d'une conception appropriée et satisfont aux exigences de l'évaluation environnementale qui sous-tend la décision de recommander la délivrance d'un certificat dans le présent cas.

### **Décision**

**L'Office approuve la requête dans laquelle TransCanada sollicite l'autorisation d'obtenir par contrat une capacité de service garanti sur le prolongement vers PNGTS proposé par TQM dans le cadre de la conception proposée pour les installations visées par sa demande. Cette approbation est assujettie à l'obtention, par TQM, de toutes les autorisations nécessaires auprès des organismes de réglementation compétents.**

**L'approbation par l'Office, au cours de l'instance GH-2-97, de la décision par TransCanada d'obtenir le TPT par contrat ne s'étend pas à aucune question relevant de la partie IV, comme par exemple le coût qu'elle est autorisée à recouvrer par le TPT ou le traitement des droits. L'approbation de l'Office ne s'étend pas non plus aux questions comme l'emplacement du prolongement vers PNGTS proposée par TQM, la taille des conduites, ou toute autre question qu'il conviendrait davantage d'examiner lors de l'instance GH-1-97 ou de toute autre instance.**

**L'Office considère que la conception proposée pour les installations visées par la demande convient pour l'agrandissement du réseau de TransCanada à l'heure actuelle. Lorsqu'un certificat sera délivré, les conditions de certificat figurant à l'annexe II des présents motifs seront comprises dans le certificat pour s'assurer que les installations projetées sont requises pour l'utilité publique et le demeureront dans l'avenir.**

### **5.3 Compte de report relatif au contrat de service supplémentaire sur TQM**

Avant l'audience orale, l'Office a établi qu'il conviendrait davantage d'examiner la question du service ou de la capacité de transport supplémentaire sur le réseau de TQM dans le contexte de la question 2 (c.-à-d. le caractère approprié de la conception des installations projetées figurant à l'annexe III des instructions de l'ordonnance d'audience GH-2-97). Cependant, les questions concernant la conception des droits (ainsi que les questions relevant de la partie IV) n'étaient pas pertinentes à l'instance GH-2-97.

Afin de répondre aux préoccupations exprimées par des parties, l'Office a décidé d'ajouter la question suivante à la liste des questions à examiner lors de GH-2-97 : «8. Convient-il d'établir un compte de report pour les coûts éventuellement engagés par TransCanada afin d'obtenir des services ou une capacité de transport supplémentaires sur le réseau de TQM, advenant que l'Office autorise la présente demande?»

TransCanada a soutenu que le compte de report proposé ne remplit pas les conditions requises et ne satisfait pas aux critères établis par l'Office pour l'approbation des comptes de report de TransCanada (c.-à-d. manque de contrôle sur les coûts, impossibilité de prévoir raisonnablement le niveau des coûts, et l'importance du coût éventuel). TransCanada a ajouté qu'un compte de report serait inutile pour les raisons suivantes :

- aucun coût ne sera engagé relativement à la capacité avant la date de mise en service prévue pour le 1<sup>er</sup> novembre 1998;
- la conception des droits concernant les coûts du TPT assuré par le prolongement vers PNGTS de TQM sera établie avant la date de la mise en service;
- il existe un plafonnement des coûts liés à la construction des installations du prolongement vers PNGTS de TQM;
- un mécanisme de compte de report est prévu dans la clause 5.5 du Règlement incitatif.

Aucun des intervenants n'a manifesté son appui ni émis de commentaires au sujet de la création d'un compte de report dans ce but.

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

L'Office convient avec TransCanada qu'il n'est ni approprié ni nécessaire d'établir un compte de report relativement aux coûts du TPT sur le prolongement vers PNGTS proposé par TQM.

### **5.4 Obtention par contrat du service de transport M12 sur Union lié à la conversion du SGO**

Lors de l'instance RH-1-97, l'Office a approuvé la proposition de conversion du SGO de TransCanada. Cette proposition comprenait un agencement de contrats de stockage, d'équilibrage et de transport visant à remplacer, à partir du 1<sup>er</sup> novembre 1997,  $4\,255\,10^6\text{m}^3$  ( $150,2\,10^9\text{pi}^3$ ) de SGO par un service de TG. L'une des composantes de la proposition de conversion du SGO était d'autoriser TransCanada à obtenir par contrat une capacité additionnelle de transport M12 de  $11\,670\,10^3\text{m}^3$  ( $412\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz

par jour par le réseau Union. Ceci résultait de la décision, prise par les expéditeurs, d'opter en faveur d'un changement du point de livraison fixé pour les volumes convertis, de Dawn à Parkway.

Dans l'instance GH-2-97, TransCanada a confirmé qu'elle ne demandait que  $9\,915\,10^3\text{m}^3$  ( $350\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour de service de transport à partir du 1<sup>er</sup> novembre 1998. Elle a déclaré que sa demande initiale visant à obtenir  $11\,670\,10^3\text{m}^3$  ( $412\,10^6\text{pi}^3$ ) de M12 avait été réduite, en partie en raison de l'addition de quatre refroidisseurs complémentaires (Demande relative à l'article 58 visant la construction de 1997 - n° 8) et de la création d'une capacité additionnelle d'hiver de pointe liée aux installations visées par GH-2-97.

TransCanada a indiqué qu'elle n'essaierait pas d'obtenir par contrat plus de la capacité de service M12 de  $9\,915\,10^3\text{m}^3$  ( $350\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour et que, si les circonstances l'exigeaient, elle solliciterait de nouveau l'approbation de l'Office.

### *Opinion de l'Office*

L'Office accepte l'engagement pris par TransCanada de ne pas obtenir par contrat une capacité de service de transport M12 supérieure à  $9\,915\,10^3\text{m}^3$  ( $350\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour sur le réseau d'Union dans le cadre de la conversion des volumes de SGO à des volumes de service de TG.

## **5.5 Réforme de compresseurs**

Dans sa demande, TransCanada a proposé de réformer en 1999 les compresseurs suivants, en raison de coûts d'exploitation élevés et de niveaux de bruit inacceptables :

- station 49, appareil A, compresseurs 1 à 4 (de 2,5 MW chacun) et compresseur 5 (1,3MW);
- station 80, appareil A, compresseurs 1 à 5 (de 1,9 MW chacun).

TransCanada a demandé que la réforme proposée des compresseurs susmentionnés soit traitée comme une réforme «ordinaire», tel que prévu à l'article 39 du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* («RNCG»).

### *Opinion de l'Office*

L'Office accepte les raisons avancées par TransCanada pour justifier la réforme des compresseurs susmentionnés. À cet égard, il est d'avis que cette réforme satisfait aux dispositions de l'article 39 du RNCG.

### **Décision**

**La réforme des compresseurs susmentionnés peut être traitée comme une réforme «ordinaire», conformément à l'article 39 du RNCG.**

## **5.6 Exemption de l'application des dispositions de la Loi concernant l'autorisation de mise en service**

TransCanada a demandé d'être exemptée, aux termes de l'article 58 de la Loi, de l'application des dispositions de l'article 47 de la Loi quant aux exigences de mise en service des tronçons projetés du pipeline.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est d'avis que les doublements projetés peuvent être exemptés des exigences de mise en service, à l'exception des doublements de la classe 3 décrites dans le paragraphe 4.3.2 de la norme Z662-94, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz naturel*, de l'Association canadienne de normalisation.

### **Décision**

**L'Office accordera à TransCanada une exemption à l'égard des dispositions de l'article 47 de la Loi relativement aux doublements projetés. Cette exemption ne s'appliquera pas au nouveau tronçon de canalisation principale, connu sous le nom de raccourci Winchester.**

## Chapitre 6

# Faisabilité économique

---

L'Office examine la faisabilité économique des installations en déterminant si celles-ci seront vraisemblablement utilisées à un niveau raisonnable durant leur durée économique, et si les frais liés à la demande pour les services de transport garanti seront payés. Au cours de son examen, il tient compte de plusieurs facteurs touchant l'approvisionnement, les marchés et les contrats; tous ces facteurs ont été traités dans la preuve produite par TransCanada.

TransCanada a soumis un rapport préparé par Sproule, intitulé *The Future Natural Gas Supply Capability for the Province of Alberta and the Western Canada Sedimentary Basin 1996-2018* (Capacité future de l'approvisionnement en gaz de l'Alberta et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 1996-2018), dans lequel il était conclu que l'approvisionnement en gaz à long terme serait suffisant pour permettre au réseau TransCanada, y compris les installations projetées, d'être utilisé à un niveau raisonnable au cours de sa durée économique.

TransCanada a prévu que la demande de gaz au Manitoba, en Ontario et au Québec augmenterait à un taux annuel moyen de 2,1 % de 1995 à 2010. Elle a estimé que la demande de gaz en Ontario et au Québec dépassera les volumes pour lesquels des contrats de transport pipelinier ont été signés de quelque  $7,8 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $275 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) en 2005, ce qui exigerait que des installations autres que celles visées par la demande soient construites et(ou) que des volumes additionnels de gaz soient importés.

Pour prouver que la demande de gaz des marchés du Midwest et du Nord-Est des É.-U. desservis par son réseau pipelinier est à long terme, TransCanada a présenté plusieurs prévisions de la demande de gaz à long terme, qui indiquaient que les taux de croissance annuels, de 1995 à 2010, se chiffraient entre 0,61 % et 1,79 % dans le Midwest et entre 0,98 % et 1,64 % dans le Nord-Est.

### Opinion des parties intéressées

TransCanada a suggéré que la disponibilité de l'approvisionnement en gaz et l'existence d'une demande importante sur le marché avait été prouvée par une étude des prévisions macro-économiques. Elle a remarqué que la preuve relative au marché présentée dans le rapport intitulé *Natural Gas Demand in the U.S. Northeast* (Demande de gaz naturel sur le marché du Nord-Est des É.-U.) n'était pas contestée. TransCanada a demandé à ce que les conditions ordinaires dont sont assortis les certificats s'appliquent dans le cas de l'approvisionnement réservé au projet. Ces conditions exigent que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation au Canada et aux États-unis aient été obtenues relativement à toutes les installations approuvées, y compris les autorisations d'exportation à long terme de gaz canadien, et que les contrats d'approvisionnement en gaz aient été signés avant le début des travaux de construction des installations approuvées.

TransCanada a suggéré que l'Office pourrait imposer la condition ordinaire de certificat, à savoir que les contrats de transport des volumes d'agrandissement sur le réseau de TransCanada aient été signés dans l'éventualité où l'Office ne serait pas en mesure de statuer sur la faisabilité économique du projet. TransCanada a de surcroît soutenu qu'une telle condition éliminerait tout doute potentiel que l'Office pourrait avoir au sujet de la signature des contrats de TG par les expéditeurs liés au PNGTS en raison

de la possibilité que les droits applicables au projet de prolongement vers PNGTS proposé par TQM ne soient conçus comme des droits supplémentaires.

Certaines parties ont indiqué qu'elles n'étaient pas convaincues que les expéditeurs liés au PNGTS accepteraient de passer des contrats de TG avec TransCanada car ils ne pourraient pas garantir à l'Office de signer des contrats de TG si la question de la conception des droits applicables au réseau de TransCanada n'était pas résolue au moment où les contrats de TG sont offerts.

M&NE et Union ont déclaré que, tant qu'il reste à résoudre des questions importantes relatives à la répartition des coûts et aux droits, il est impossible de prouver la faisabilité économique des installations liées au projet PNGTS, étant donné que l'on ne peut exiger des expéditeurs qu'ils signent les contrats de TG requis avant que ces questions ne soient résolues.

M&NE a soutenu que la condition ordinaire de certificat, à savoir que des contrats de TG soient signés avant le début des travaux de construction, était insuffisante dans ce cas en raison des rapports étroits existant entre cette instance et d'autres demandes. M&NE a suggéré que le fait que ces demandes soient en attente risquait de décourager les expéditeurs et de les pousser à ne pas signer les contrats de TG. Elle a déclaré qu'étant donné que TransCanada ne peut prouver la faisabilité économique de ses installations liées au PNGTS avant la résolution des questions de conception des droits, l'Office devrait résoudre ces dernières dans les plus brefs délais par souci d'économie de temps et d'équité envers les parties concernées.

Union a déclaré qu'il y a des limites quant aux manques que les conditions de certificat peuvent combler en l'absence de preuve sur la faisabilité économique résultant de l'incertitude quant à la signature des contrats de TG par les expéditeurs liés au PNGTS. Elle a ajouté que l'Office ne s'acquitterait pas de son mandat s'il délivrait un certificat sous réserve de l'établissement par le demandeur, à une date ultérieure non déterminée, de la faisabilité économique.

L'ACPP a déclaré qu'en soulevant les questions liées au recouvrement des coûts de TPT elle a été motivée par la répartition correcte des coûts, et que ces questions ne devraient pas influencer la décision des expéditeurs de signer un contrat de transport.

CoEnergy a indiqué que les besoins du marché de Northern Utilities sont urgents et cruciaux et qu'à son avis, la situation est tout aussi critique. Elle a remarqué qu'aucune des parties n'avait contesté les questions liées à l'approvisionnement en gaz, à son transport en amont et en aval, ou à la stabilité de son marché. Elle a ajouté que M&NE était la seule partie qui avait mis en doute la signature d'accords de transport garanti.

CoEnergy a soutenu que tous ses accords étaient indiscutablement solides et fiables, comme en témoignaient les motifs de décision GHW-1-97 rendus par l'Office lui accordant une licence d'exportation. Elle a admis qu'avant de signer les accords de TG, les expéditeurs tiendront compte de tous les facteurs qui y sont liés, entre autres de toute modification intervenant dans la conception des droits ou dans le niveau des droits prévu. CoEnergy a suggéré que, si l'Office tient compte de la stabilité de l'approvisionnement et du marché, de la solidité de CoEnergy en tant que participante à l'industrie du gaz, et des rapports d'urgence qui existent entre l'approvisionnement et le marché dans ce cas, il ne devrait avoir aucune hésitation à établir que les installations projetées seront utilisées à un niveau raisonnable au cours de leur durée économique.



En ce qui a trait à la faisabilité économique et à la question de la signature des contrats de TG, le PGQ a déclaré que la lettre de l'Office datée du 2 septembre 1997 ne laissait aucun doute que les questions relatives aux taux seraient exclues de la présente audience.

### *Opinion de l'Office*

L'Office a examiné en détail les questions liées à l'approvisionnement, aux marchés et au transport dans les sections précédentes des présents motifs. Des parties ont mis en question la signature éventuelle des contrats de TG, mais il s'agit là d'une question qui n'est pas unique à la demande à l'étude. Dans le passé, l'Office a examiné les contrats de services de transport en tant que l'un des éléments qui l'aident à déterminer la faisabilité économique. Dans le cas présent, tous les expéditeurs ont signé des ententes préalables. Lorsque des ententes préalables sont déposées en preuve, l'Office cherche à établir s'il est vraisemblable que les contrats de transport seront signés. Les conditions ordinaires de certificat sont imposées dans le but d'offrir une garantie contre les risques présentés par des événements ultérieurs imprévus susceptibles d'affecter la signature des contrats de transport, afin d'assurer que seules les installations nécessaires pour répondre aux besoins des expéditeurs détenant des contrats de transport signés seront construites.

L'Office est conscient du fait que certains des expéditeurs liés au PNGTS ne s'engageraient pas à signer des contrats de TG avec TransCanada sans que la question de la conception des droits ne soit au préalable réglée. Les expéditeurs ont indiqué à ce sujet qu'ils tiendront compte de tous les facteurs pertinents, entre autres tout changement susceptible d'intervenir dans la conception des droits ou dans le niveau anticipé de ces droits. L'Office tient cependant compte du témoignage de ces expéditeurs relativement à l'importance économique et au caractère urgent de leurs projets. Dans le présent cas, il est d'avis qu'il y a peu de risques que le gazoduc ne soit pleinement utilisé si certains expéditeurs décidaient de ne pas signer de contrats de TG, particulièrement à la lumière de la preuve indiquant que les installations projetées sont vraiment nécessaires.

L'Office note que la preuve indique une augmentation continue de la demande de gaz naturel dans la zone de marché desservie par TransCanada, ainsi que des files d'attente jusqu'à l'année contractuelle 2000.

L'Office est convaincu que la preuve montre qu'il existe un approvisionnement en gaz naturel et une demande de gaz naturel à long terme, que les installations qui feraient part du réseau intégré de TransCanada seront probablement utilisées à un niveau raisonnable au cours de leur durée économique, et que les frais liés à la demande seront payés.

L'Office est d'avis que les conditions 12 et 13 du certificat décrites à l'annexe II assureront que tous les contrats d'approvisionnement en gaz et de transport du gaz, ainsi que les autorisations des organismes de réglementation seront en place avant le début de la construction des installations projetées.

## Chapitre 7

# Dispositif

---

Les chapitres qui précèdent constituent nos décisions et nos motifs de décision relativement à la demande entendue devant l'Office au cours de l'instance GH-2-97.

L'Office a jugé que les installations projetées de TransCanada sont requises par l'utilité publique et le demeureront dans l'avenir. Il recommandera donc au gouverneur en conseil qu'un certificat soit délivré. Le certificat sera assorti des conditions énoncées à l'annexe II.

Sur délivrance du certificat, l'Office délivrera une ordonnance, aux termes de l'article 58 de la Loi, exemptant chacune des installations de doublement projetées de l'application des dispositions des alinéas 31c) et 31d) et des articles 33 et 47 de la Loi, sous réserve de la condition de l'ordonnance d'exemption incluse à la fin de l'annexe II.

K.W. Vollman  
membre président

R. Priddle  
membre

R.D. Revel  
membre

Calgary, Alberta  
Novembre 1997

## Annexe I

### Liste des questions

---

1. Est-ce que les installations projetées sont économiquement viables?
2. Est-ce que la conception des installations projetées convient?
3. Est-ce que les installations projetées sont d'une conception sécuritaire?
4. Quels seraient les effets environnementaux éventuels, ainsi que les répercussions socio-économiques, des installations projetées? L'on s'attardera notamment aux éléments définis à l'article 16 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.
5. Est-ce que le choix du tracé, les besoins en terres et le processus d'acquisition des droits fonciers conviennent?
6. De quelles conditions devrait être assortie toute autorisation éventuellement accordée?
7. Quelle est la portée du projet pour l'application de la *Loi canadienne de l'évaluation environnementale*?
8. Convient-il d'établir un compte de report pour les coûts éventuellement engagés par TransCanada afin d'obtenir des services ou une capacité de transport supplémentaires sur le réseau de TQM, advenant que l'Office autorise la présente demande?

## Annexe II

### Conditions du certificat

---

1. Les installations pipelinières pour lesquelles le certificat est délivré appartiennent à TransCanada, qui les exploitera.
2. Sauf avis contraire de la part de l'Office :
  - a) TransCanada doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place conformément aux plans et devis, et autres renseignements ou données contenus dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office, sous réserve des dispositions prévues au paragraphe b) ci-dessous;
  - b) TransCanada ne doit pas apporter de modifications aux plans et devis, et autres renseignements ou données mentionnés au paragraphe a), sans avoir obtenu l'autorisation préalable de l'Office.
3. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, méthodes, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement, comprises ou mentionnées dans sa demande ou dans la preuve produite au cours du traitement de sa demande.

#### Avant le début des travaux de construction

4. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit soumettre à l'Office, au moins cinq jours ouvrables avant le début des travaux de construction des franchissements de cours d'eau vulnérables, relevés à l'annexe B, des renseignements additionnels concernant ces franchissements.

Ces renseignements doivent indiquer, pour chaque franchissement :

- a) les plans de construction du franchissement;
- b) les restrictions temporelles de construction du franchissement;
- c) les mesures d'atténuation et de restauration, propres à chaque site, qui seront employées en raison des engagements pris envers des organismes de réglementation;
- d) une preuve montrant que toutes les questions soulevées par les organismes de réglementation ont été traitées de façon adéquate, y compris toutes les mises à jour nécessaires des évaluations environnementales, lorsque des lacunes ont été relevées;
- e) l'état des autorisations, y compris les conditions environnementales.

5. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au moins dix jours avant le début des travaux de construction des installations approuvées, un ou des calendriers de construction détaillés indiquant les principaux travaux de construction, et signaler à l'Office toutes les modifications apportées aux calendriers à mesure qu'elles sont apportées.
6. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au moins dix jours avant le début des travaux de construction des installations approuvées, déposer auprès de l'Office les résultats des études des richesses patrimoniales mentionnées dans la demande, y compris les mesures d'évitement ou d'atténuation connexes.
7. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office une mise à jour de l'étude du bruit, menée avant la construction, pour la station de compression 13 d'ici à la fin de juin 1998 ou avant le début des travaux de construction, selon la date qui est la plus éloignée.
8. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office, dès qu'ils sont complets, les résultats :
  - a) des études portant sur la végétation, la faune, les oiseaux migrateurs et les espèces végétales et animales, qui ont été menés durant l'été de 1997;
  - b) d'autres études de la héronnière du ruisseau Clay, rivière Assiniboine, VCP 25-27 à la VCP 52 - 53, et de la fondrière Winchester, avant le début des travaux de construction dans ces zones;
  - c) relativement aux études mentionnées en a) et (b) ci-dessus, les mesures qui ont été mises au point de concert avec Environnement Canada et les autorités provinciales.
9. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction, déposer auprès de l'Office des copies de tous les permis ou autorisations qui renferment des conditions environnementales à l'égard des installations projetées, délivrés par les organismes fédéraux, provinciaux ou autres. En outre, TransCanada doit conserver un ou des dossiers d'information, à son ou ses bureaux de construction, qui comprendraient tous les changements apportés sur le terrain et les permis obtenus après le début des travaux de construction.
10. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction, déposer auprès de l'Office une mise à jour d'un sommaire détaillant les résultats des discussions tenues avec tous les groupes d'intérêt spécial et les organismes de réglementation. En outre, TransCanada doit conserver un ou des dossiers d'information à son ou ses bureaux de construction, comprenant :
  - a) une liste détaillée de toutes les mesures d'atténuation, propres à chaque site, qui seront employées en raison des engagements pris envers les groupes d'intérêt spécial ou les organismes de réglementation;
  - b) une explication des restrictions relevées qui peuvent affecter le programme de construction.

11. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au moins quinze jours avant le début de l'essai hydrostatique des installations du projet, soumettre à l'Office à des fins d'approbation des renseignements supplémentaires concernant les conditions ou mesures d'atténuation spécifiques qu'elle entend utiliser pour la mise à l'essai.
12. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction des installations approuvées, prouver à la satisfaction de l'Office que :
  - a) en ce qui a trait aux nouveaux volumes garantis qui doivent être exportés, que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis, y compris les autorisations d'exportation à long terme de gaz canadien, ont été obtenues;
  - b) en ce qui a trait aux services de transport des nouveaux volumes garantis sur le réseau TransCanada :
    - (i) que les contrats de transport ont été signés;
    - (ii) que toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis ont été obtenues relativement aux installations ou aux services de transport nécessaires en aval;
    - (iii) que les contrats d'approvisionnement en gaz ont été signés.
13. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début des travaux de construction des installations approuvées, soumettre à l'Office aux fins d'approbation :
  - a) les tableaux des besoins, dans la même présentation que les tableaux 2, 3 et 5 du sous-onglet 1 de l'onglet «Requirements» (besoins) de la pièce B-1-1 de l'instance GH-2-97, indiquant les besoins selon le scénario de base, et les besoins pour lesquels la condition 12 a été satisfaite;
  - b) les diagrammes schématiques de débit du réseau TransCanada prouvant que les installations approuvées dont la construction doit être autorisée sont nécessaires pour transporter le gaz selon les besoins mentionnés au paragraphe a).

Durant les travaux de construction

14. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, durant les travaux de construction, veiller à ce que l'habitat spécialisé de la faune et des plantes à statut désigné soit évité ou restauré, ou que les animaux ou plantes soient relocalisés, en consultation avec les organismes de réglementation pertinents.
15. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, avant le début de l'ensemencement de chaque doublement de pipeline, confirmer que l'approbation des mélanges de semences ou autres mesures de rétablissement de la végétation, requises aux chantiers, a été reçue de la Direction de la gestion des ressources et de l'environnement de la Saskatchewan,

du ministère des Ressources naturelles du Manitoba, de l'Administration du rétablissement agricole dans les Prairies et du ministère des Ressources naturelles de l'Ontario, le cas échéant.

16. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office, avant l'ensemencement, tous les changements qu'elle apporte aux mélanges de semences recommandés, décrits dans les rapports d'évaluation, sauf si ces changements sont exigés par un propriétaire foncier.
17. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, durant les travaux de construction, conserver à chaque chantier aux fins de vérification une copie des méthodes de soudure et des essais non destructifs utilisés pour le projet, ainsi que la documentation à l'appui.
18. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office un rapport sur les résultats des mesures de sauvetage de tout site archéologique découvert durant les travaux de construction.

#### Après les travaux de construction

19. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, dans les six mois suivant la mise en service des installations approuvées, déposer auprès de l'Office un rapport ventilant les coûts engagés durant la construction des installations approuvées, dans la présentation utilisée aux annexes 3 à 34 du sous-onglet 9 de l'onglet «Facilities» (installations) de la pièce B-1 de l'instance GH-2-97, qui précise les coûts réels par rapport aux coûts prévus et qui explique les écarts importants entre les prévisions et les coûts réels.
20. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office un rapport environnemental postérieur à la construction dans les six mois suivant la mise en service de chaque installation approuvée. Le rapport décrira les questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date de dépôt du rapport et :
  - a) fournira une description de toutes les modifications mineures apportées aux méthodes, pratiques et recommandations qui ont été mises en oeuvre durant la construction;
  - b) indiquera les questions résolues et les questions en suspens;
  - c) décrira les mesures que TransCanada prévoit prendre pour régler les questions en suspens.
21. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit déposer auprès de l'Office, avant le 31 janvier de chacune des deux saisons de croissance suivant le dépôt du rapport mentionné à la condition 20 :
  - a) une liste des questions environnementales qui étaient indiquées comme étant en suspens dans le rapport, et des questions qui se sont posées depuis;
  - b) une description des mesures que TransCanada prévoit prendre pour résoudre les questions environnementales en suspens.

22. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, dans les trois mois après la mise en service des installations des stations auxquelles des améliorations ont été apportées, déposer auprès de l'Office les résultats des relevés des émissions de source NO<sub>x</sub> et indiquer si les appareils de compression respectent la *Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes* du Conseil canadien des ministres de l'environnement (décembre 1992, CCME-EPC/AITG-49F).
23. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, dans les huit mois après la mise en service des installations améliorées de la station, déposer auprès de l'Office, les études environnementales sur les niveaux de bruit qui seront faites après la construction, et qui indiqueront si les niveaux de bruit qui résultent du fonctionnement à plein régime de tout le matériel dépassent les niveaux de bruit prévus dans les évaluations de TransCanada.
24. Sauf avis contraire de la part de l'Office, TransCanada doit, au cours de l'année suivant la mise en service des nouvelles installations de compression projetées, déposer auprès de l'Office un rapport d'étape sur les plaintes concernant le bruit qu'elle a reçues en raison de l'exploitation de la station, y compris les mesures d'atténuation qu'elle prendrait en réponse à ces plaintes.

#### Expiration du certificat

25. Sauf avis contraire de la part de l'Office donné avant le 31 décembre 1999, le présent certificat expirera le 31 décembre 1999 sauf si la construction et l'aménagement de chacune des installations additionnelles n'ont commencé à cette date.



**Tableau A1-1**  
**Annexe A**

**TransCanada PipeLines Limited - Demande visant les installations de 1998**  
**Franchissements des cours d'eau vulnérables - Saskatchewan, Manitoba et Ontario**

<b>Cours d'eau</b>	<b>Emplacement</b>
Tributaire du ruisseau Brennand	VCP 25 + 12,6 km
Rivière Assiniboine	VCP 25 + 30,7 km
Rivière Oak*	VCP 28 + 24,3 km
Tributaire de Sportsman's Bay	VCP 52 + 13,5 km
Tributaire de la rivière Wabigoon (terre humide)	VCP 52 + 22,1 km
Rivière Eagle	VCP 52 + 31,9 km
Étang nourricier du tributaire du ruisseau Scandrett (adjacent)	VCP 67 + 15,0 km à VCP 67 + 15,2 km
Étang tributaire du ruisseau Scandrett (adjacent)	VCP 67 + 17,1 km à VCP 67 + 17,8 km
Rivière Chalk	VCP 1209 + 3,9 km
Rivière Petawawa	VCP 1209 + 17,3 km
Rivière Indian	VCP 1210 + 18,3 km
Rivière East Castor (cours supérieur à débit canalisé)*	Winchester + 0,8 km
Rivière South Nation	Winchester + 12,8 km
Ruisseau Toyes*	Winchester + 15,1 km
Ruisseau Clay*	VCP 501 + 4,8 km
Rigolet Coyle*	VCP 501 + 5,9 km
Rigolet Capes*	VCP 501 + 11,0 km

\* TransCanada pourrait utiliser une méthode de franchissement à sec ou dans l'eau, selon l'état du site au moment de la construction.

## CONDITION DE L'ORDONNANCE D'EXEMPTION

1. Sauf avis contraire de la part de l'Office, pour tout tronçon de doublement mentionné dans la présente ordonnance, l'ordonnance d'exemption ne s'appliquera que si les conditions suivantes sont satisfaites :
  - a) sauf pour ce qui est prévu au paragraphe b) ci-dessous, TransCanada doit prouver à la satisfaction de l'Office que tous les droits fonciers nécessaires ont été obtenus le long du tronçon de doublement complet;
  - b) si tous les droits fonciers nécessaires n'ont pas été acquis pour l'un des tronçons de doublement visés dans la présente ordonnance, TransCanada peut construire la partie ou toutes les parties du tronçon pourvu qu'avant le début des travaux de construction de toute partie, elle prouve à la satisfaction de l'Office que les droits, stipulés par la Loi, des droits propriétaires fonciers le long des parties du tronçon pour lequel elle n'a pas encore obtenu les droits fonciers nécessaires ne seront pas lésés par la construction des parties du tronçon de doublement.