



Office national de l'énergie

---

---

# **Office national de l'énergie**

---

**Motifs de décision**

relativement à

**TransCanada PipeLines Limited**

**GH-R-1-92**

**Juin 1992**

© Ministre des Approvisionnements et Services du  
Canada 1992  
N° de cat. NE 22-1/1992-11F  
ISBN 0-662-97663-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

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

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**  
Regulatory Support Office  
National Energy Board  
311 Sixth Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
Canada  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

Printed in Canada

# Table des matières

<b>Table des matières</b> .....	(i)
<b>Liste des tableaux</b> .....	(iii)
<b>Liste des figures</b> .....	(iii)
<b>Liste des annexes</b> .....	(iv)
<b>Abréviations</b> .....	(v)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(x)
<b>Aperçu</b> .....	(xiii)
<b>1. Historique</b> .....	1
<b>2. Révision de la décision GH-1-91</b> .....	2
2.1 Portée de la preuve à examiner .....	2
2.2 Prolongement de la canalisation Niagara .....	4
2.3 Effets défavorables indus .....	8
2.4 Force du marché .....	9
<b>3. Demande révisée aux termes de l'article 58</b> .....	11
3.1 Installations proposées pour le prolongement Blackhorse .....	11
3.2 Installations pipelinières d'Empire .....	11
<b>4. Questions touchant l'approvisionnement</b> .....	15
4.1 Approvisionnement global .....	15
4.2 Approvisionnement particulier au projet .....	15
<b>5. Besoins du marché du gaz</b> .....	21
5.1 Besoins globaux du marché .....	21
5.2 Besoins particuliers au projet .....	23
<b>6. Ententes de transport et garanties financières</b> .....	29
6.1 Ententes de service de transport et de stockage .....	29
6.2 Garanties financières .....	37
<b>7. Installations</b> .....	39
7.1 Conception des installations .....	39
7.2 Traversée des cours d'eau par forage dirigé .....	40

<b>8. Questions touchant le tracé et les terres</b> .....	42
8.1 Préavis publics .....	42
8.2 Critères relatifs au choix du tracé .....	43
8.3 Méthode utilisée pour choisir le tracé .....	44
8.4 Tracés de rechange .....	45
8.4.1 Tracé privilégié .....	45
8.4.1.1 Déviations ou changements dans les plans .....	47
8.4.1.2 Tracés de rechange dans le secteur à l'étude .....	50
8.4.2 Comparaison entre les divers tracés .....	51
8.5 Besoins fonciers .....	53
8.6 Acquisition de terrain .....	56
8.7 Exigences de la Loi touchant le tracé des nouvelles installations pipelinières .....	56
<b>9. Questions touchant l'environnement</b> .....	58
9.1 Processus d'évaluation .....	58
9.2 Questions environnementales .....	59
9.2.1 Forage dirigé .....	59
9.2.2 Traversée de cours d'eau .....	61
9.2.3 Sols et agriculture .....	62
9.2.4 Végétation .....	62
9.2.5 Boisés .....	63
9.2.6 Ressources archéologiques et patrimoniales .....	63
9.2.7 Autres préoccupations .....	63
<b>10. Faisabilité économique</b> .....	65
<b>11. Questions touchant la conception des droits</b> .....	69
11.1 Méthode de conception des droits .....	69
11.2 Cession de capacité .....	73
<b>12. Disposition</b> .....	75

## Liste des tableaux

3-1	Coûts estimatifs des installations du prolongement Blackhorse . . . . .	13
3-2	Besoins en service garanti sur le prolongement Blackhorse (Date de mise en service : le 1 <sup>er</sup> novembre 1993) . . . . .	14
4-1	Approvisionnement en gaz et marchés pour les volumes transportés sur Blackhorse . . . . .	16
6-1	Ententes de service de transport conclues par RG&E et Kamine avec TransCanada . . . . .	31
6-2	Ententes de transport en amont et en aval . . . . .	32
6-3	Ententes de service de transport et de stockage conclues par RG&E avec des sociétés pipelinières américaines . . . . .	33

## Liste des figures

3-1	Prolongement Blackhorse et pipeline Empire State . . . . .	12
6-1	Réseau Union/TransCanada . . . . .	35
8-1	TransCanada PipeLines Limited Options de parcours . . . . .	46
8-2	TransCanada PipeLines Limited Emplacements des points de détournement . . . . .	48
8-3	TransCanada PipeLines Limited Détails des détournements . . . . .	49
8-4	Propositions de droits de passage et d'acquisition foncière pour la canalisation 1700-1 et la VCP 1701 en direction de la frontière canado-américaine . . . . .	55

## Liste des annexes

I	Liste des questions . . . . .	76
II	Ordonnance XG-23-92 . . . . .	78
III	Engagements de TransCanada face au Comité de coordination des pipelines de l'Ontario et ses organismes membres . . . . .	85
IV	Critères d'évaluation es tracés de rechange utilisés par TransCanada . . . . .	87

## Abréviations

ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
ANR	ANR Pipeline Company
APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
CCPO	Comité de coordination des pipelines de l'Ontario
Centrales de cogénération expéditrices	Encogen, Fulton, Kamine Carthage, Indeck-Ilion et Indeck-Corinth
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CNG	CNG Transmission Corporation
Consumers'	Consumers' Gas Company Ltd. (The)
Décret sur le PEEE	Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement
Demandeurs	TransCanada, ANR, St. Clair et RG&E
DOE/FE	U.S. Department of Energy/Office of Fossil Energy
Empire ou Empire State Pipeline	Empire State Pipeline Company, Inc.
Encogen	Encogen Four Partners, L.P.
Enron	Enron Gas Marketing Inc. et Enron Power Services, Inc.
Enserch	Enserch Development Corporation
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Fulton	Fulton Cogeneration Associates
GH-2-87	Ordonnance d'audience GH-2-87 concernant la demande de TransCanada relative aux installations de 1988 et 1989, l'approbation de la méthode de conception des droits et les questions tarifaires connexes
GH-5-89	Ordonnance d'audience GH-5-89 concernant la demande de TransCanada relative aux installations de 1991 et 1992

GH-4-90	Ordonnance d'audience GH-4-90 concernant la demande de TransCanada relative au prolongement Gananoque
GH-1-91	Ordonnance d'audience GH-1-91 concernant la demande de TransCanada relative au prolongement Blackhorse
GHW-2-91	Ordonnance d'audience GHW-2-91 concernant la demande d'Alberta Natural Gas Company Ltd. relative à des installations
GH-4-91	Ordonnance d'audience GH-4-91 concernant la demande de TransCanada relative aux installations de 1992 et 1993
GJ	gigajoule
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
GMi	Gaz Métropolitain, inc.
GNL	Gaz naturel liquéfié
Grand Island	Ville de Grand Island, État de New York
Indeck-Corinth	Indeck Gas Supply Corporation-Corinth
Indeck-Ilion	Indeck Gas Supply Corporation-Ilion
Iroquois	Iroquois Gas Transmission System
Kamine	Kamine Carthage et Kamine Syracuse
Kamine Carthage	Kamine Carthage Cogen Co., Inc., en tant que partenaire général délégué de Kamine/Besicorp Carthage L.P.
Kamine Syracuse	Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., en tant que partenaire général délégué de Kamine/Besicorp Syracuse L.P.
km	kilomètre(s)
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m	mètre(s)
m <sup>3</sup> /jour	mètres cubes par jour
Mark Resources	Mark Resources Inc.
MEO	Ministère de l'Environnement de l'Ontario
mi	mille(s)
mm	millimètre(s)



MPO	Ministère fédéral des Pêches et des Océans
MRNO	Ministère des Richesses naturelles de l'Ontario
MW	mégawatt(s)
National Fuel	National Fuel Gas Supply Corporation
NCM	North Canadian Marketing Inc.
NCO	North Canadian Oils Limited
NGA	Natural Gas Act (États-Unis)
Niagara Mohawk ou NIMO	Niagara Mohawk Power Corporation
Niagara Pipeline	Niagara Pipeline Limited
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NYSEG	New York State Electric & Gas Company
NYSEO	New York State Energy Office
NYPSC	New York State Public Service Commission
Office	Office national de l'énergie
pi	pied(s)
pi <sup>3</sup>	pied(s) cubes
pi <sup>3</sup> /jour	pied(s) cubes par jour
PII	Pipeline Interprovincial Inc.
po	pouce(s)
Prolongement Blackhorse, Blackhorse ou le prolongement	Pipeline proposé allant de la canalisation Niagara de TransCanada, près de Thorold (Ontario), jusqu'à un point de livraison près de Chippawa (Ontario).
QEW	Queen Elizabeth Way
Québec	Procureur général du Québec
Rapport d'évaluation	Rapport d'évaluation des incidences environnementales et socio-économiques

Règles	<i>Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie</i>
Renaissance	Renaissance Energy Ltd.
RG&E	Rochester Gas and Electric Corporation
RH-3-86	Ordonnance d'audience RH-3-86 concernant une demande de TransCanada relative à de nouveaux droits
SDL	Société de distribution locale
SG	Service garanti
Sithe	Sithe/Independence Power Partners, L.P.
Sithe/Enron	Sithe/Independence Power Partners, L.P., et Enron Gas Marketing Inc. et Enron Power Services, Inc.
SOGD	Société ontarienne de gestion des déchets
St. Clair	St. Clair Pipelines Ltd.
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
TransCanada	TransCanada Pipeines Limited
TransGas	TransGas Limited
Unigas	Unigas Corporation
Union	Union Gas Limited
U.S. Generating	U.S. Generating Company
ZES	Zone écologiquement sensible
$10^3\text{m}^3$	millier(s) de mètres cubes
$10^3\text{m}^3/\text{jour}$	millier(s) de mètres cubes par jour
$10^6\text{m}^3$	million(s) de mètres cubes
$10^6\text{m}^3/\text{jour}$	million(s) de mètres cubes par jour
$10^6\text{pi}^3$	million(s) de pieds cubes
$10^6\text{pi}^3/\text{jour}$	million(s) de pieds cubes par jour
$10^9\text{pi}^3$	milliard(s) de pieds cubes

$10^9 \text{pi}^3/\text{jour}$

milliard(s) de pieds cubes par jour

## Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à son règlement;

RELATIVEMENT À une révision de la décision GH-1-91 de l'Office national de l'énergie concernant une demande déposée par TransCanada PipeLines Limited, aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, pour la construction d'un pipeline et d'installations connexes en vue de la prestation d'un nouveau service d'exportation à Chippawa (Ontario); et

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience GH-R-1-92 de l'Office national de l'énergie.

ENTENDU à Niagara Falls (Ontario) les 11, 12, 13 et 14 mai 1992 et à Calgary (Alberta) les 20 et 21 mai 1992.

DEVANT:

K.W. Vollman	Membre président
R.B. Horner, c.r.	Membre
R. Illing	Membre

### COMPARUTIONS

R.B. Cohen E.P. Varga	TransCanada PipeLines Limited
T.G. Kane	ANR Pipeline Company
S.W. Widger, Jr.	Rochester Gas and Electric Corporation
D.G. Hart, c.r.	St. Clair Pipelines Ltd.
A.S. Hollingworth M.A. Newton	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
L.A. Hopkins	International Union of Operating Engineers, Local 17, Buffalo, New York
W. Calisina	Bissell Ltd.
J.H. Smellie C.W. Ulrich	CNG Transmission Corporation
J.H. Farrell	Consumers' Gas Company Ltd.
L.E. Smith S.R. Tweed	Enron Gas Marketing Inc. et Enron Power Services, Inc.
F.G. Hébert J.S. Bulger	Gaz Métropolitain, inc.

D.A. Holgate	Kamine Carthage Cogen Co. Inc., en tant que partenaire général délégué de Kamine/Besicorp Carthage L.P.
D.A. Holgate	Kamine Syracuse Cogen Co. Inc., en tant que partenaire général délégué de Kamine/Besicorp Syracuse L.P.
L.E. Smith M.M. Gretener	New York State Electric & Gas Company
M.M. Fabric	Niagara Mohawk Power Corporation
L. Keough	North Canadian Oils Limited
L.E. Smith	Sithe/Independence Power Partners, L.P.
N.J. Schultz W.D. Rapp	Tennessee Gas Pipeline Company
D. Davies	Unigas Corporation
G. Cameron	Union Gas Limited
P.C. Iribe	U.S. Generating Company
D. Watson	Can-Am Concerned Citizens
I.F. Kennedy	En son propre nom
A.F. Kroenig	En son propre nom
E. Hazlett	En son propre nom
L.L. Helwig	En son propre nom
M. Pfohl	En son propre nom
H. Rempel	En son propre nom
F.R. Foran, c.r.	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
C.M. Swanick	New York Coalition of Elected Officials on the Empire State Pipeline
M. Lampi	New York State Energy Office
J. Robitaille	Procureur général du Québec
D.J. Seeger	Ville de Grand Island
T.W. Kuehn	Ville de Wheatfield



## Aperçu

(NOTA : Le présent aperçu n'est donné que pour la commodité du lecteur; il ne fait pas partie de la présente décision ni des motifs afférents, pour lesquels le lecteur est prié de se reporter au texte et aux tableaux.)

### Contexte

Une audience publique a été tenue à Niagara Falls (Ontario) du 11 au 14 mai 1992 et à Calgary (Alberta) les 20 et 21 mai 1992 dans le but de réviser la décision de l'Office prise en juillet 1991 («GH-1-91») de rejeter la demande présentée par TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») en vue de la construction d'un gazoduc connu sous le nom prolongement Blackhorse, dans le sud de l'Ontario.

Ce projet, dont le coût est estimé à 39,1 millions de dollars, impliquerait la construction de 20,6 kilomètres (12,8 milles) de gazoduc de TransCanada entre la station de comptage de Blackhorse située près de Thorold (Ontario) et un nouveau point d'exportation situé à Chippawa (Ontario). À cet endroit, le prolongement serait raccordé aux installations dont l'Empire State Pipeline Company, Inc. («Empire») projette la construction aux États-Unis. Les installations visées permettraient d'acheminer le gaz canadien et américain vers le marché de l'État de New York. Les volumes garantis étayant la demande du prolongement s'établissent à  $5\,750\,10^3\text{m}^3/\text{j}$  ( $203\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ ) et la date prévue de mise en service est le 1<sup>er</sup> novembre 1993.

### Révision de la décision GH-1-91

Dans sa décision de juillet 1991, l'Office avait jugé que les marchés visés par Empire pourraient être desservis adéquatement par des moyens ayant des conséquences financières et environnementales nettement plus favorables. Cependant, les alternatives examinées par l'Office à ce moment-là ne semblent plus viables. Premièrement, les propositions de Tennessee et de CNG envisagées par l'Office en tant qu'alternatives au projet Blackhorse ont été rejetées par les organismes de réglementation américains, et aucune nouvelle demande n'a été présentée. Deuxièmement, en dépit de la décision antérieure de l'Office, les clients de Blackhorse et d'Empire ainsi que les organismes fédéraux de réglementation et d'élaboration des politiques énergétiques des États-Unis et ceux de l'État de New York ont indiqué clairement, par des mesures subséquentes, qu'ils souhaitent une source d'approvisionnement alternative indépendante. Or, le fait de mettre une partie du réseau de transport sous le contrôle d'un des gazoducs américains en place irait à l'encontre de cet objectif.

Par ailleurs, dans sa décision GH-1-91, l'Office avait conclu qu'aucune partie ne serait lésée indûment par le rejet de la demande de prolongement, mais les événements subséquents ont révélé que les recettes tirées des ventes de gaz naturel canadien ont été réduites ou perdues et que d'autres ventes de gaz canadien sont compromises.

Dans sa décision de juillet 1991, l'Office avait également exprimé ses préoccupations au sujet de la fermeté du marché de l'ouest et du centre de l'État de New York. Les preuves présentées lors de l'audience GH-R-1-92 font état d'un accroissement possible de la demande de gaz naturel ainsi que de demandes accrues de service sur le prolongement Blackhorse qui excèdent les volumes garantis étayant la demande.

À la lumière de ces circonstances et faits nouveaux, l'Office a décidé de mettre de côté la décision GH-1-91 et de réexaminer la demande visant le prolongement Blackhorse présentée en vertu de l'article 58 de la Loi.

## **Approvisionnement**

Vingt-trois pour cent des volumes initiaux proviendront de l'Ouest canadien et sont destinés à des projets particuliers de Renaissance Energy Ltd., de North Canadian Marketing Inc. et d'Unigas Corporation/Mark Resources Inc. Les volumes restants visent à répondre aux besoins en livraison à courte distance de Rochester Gas and Electric Corporation («RG&E») et ne sont pas encore retenus par contrat. RG&E propose d'acheter sous un portefeuille de contrats ces volumes de gaz en provenance de divers bassins d'approvisionnement, puis de les acheminer en vue d'entreposage au Michigan, à longueur d'année. Il administrerait ce portefeuille dont la durée des contrats serait de trois, de cinq ou de sept ans. RG&E a signé un contrat d'entreposage et de transport sur les gazoducs en amont d'une durée de 15 ans.

L'Office n'était pas disposé à accepter les contrats d'entreposage et de transport de RG&E comme substitut de source d'approvisionnement, et a exigé que TransCanada dépose des contrats d'approvisionnement signés avant la mise en chantier des installations. En outre, étant donné que la durée des contrats d'approvisionnement de RG&E est inférieure à celle que TransCanada exigerait normalement, l'Office a décidé que TransCanada assumerait tous les frais liés à la demande non recouverts au cours des 15 premières années du projet.

## **Marché**

Les requérants ont démontré l'existence d'un marché en produisant des preuves relatives aux prévisions globales de l'offre et de la demande d'énergie et aux besoins liés à des projets particuliers, ainsi qu'une liste de projets de rechange qui figuraient sur la liste d'attente et dont la date de démarrage était le 1<sup>er</sup> novembre 1993. *Le New York State Energy Plan* de 1991, qui prévoit une croissance de la demande de gaz de 32 % entre 1990 et 2010, a été jugé conservateur, notamment à la lumière des tendances actuelles dans l'utilisation du gaz pour la production d'électricité. Selon l'Office, TransCanada a démontré l'existence d'un marché pour le gaz qui serait transporté par le prolongement Blackhorse.

## **Contrats de transport et garanties financières**

L'Office a accepté la preuve de TransCanada selon laquelle tous les contrats de transport requis, y compris ceux visant les réseaux d'amont et d'aval, étaient déjà en place dans les cas de RG&E, de Kamine Carthage Cogen Co. Inc. et de Kamine Syracuse Cogen Co. Inc. En ce qui a trait aux garanties financières, TransCanada a indiqué qu'elle n'en avait pas exigées de la part de RG&E. Pour ce qui est de Kamine, TransCanada a conclu une entente en matière de garanties financières par laquelle Kamine, pour ses projets de cogénération, s'est engagée à fournir à TransCanada, préalablement à la signature d'un contrat de transport, une lettre de crédit (ou un équivalent) couvrant les frais liés à la demande pour une période d'un an. Comme il l'a indiqué dans des décisions antérieures, l'Office croit que TransCanada est la mieux placée pour évaluer les risques associés aux projets individuels étayant le prolongement de ses installations et notamment pour déterminer le risque associé au recouvrement des frais liés à la demande. De même, l'Office est encore d'avis que



TransCanada devrait se réserver le droit de décider du bien-fondé et de la nature de l'ensemble des garanties financières à négocier avec chacun des expéditeurs.

L'Office a également approuvé l'accroissement des volumes de gaz destinés à TransCanada et prévus au contrat de transport en service garanti M-12 par le réseau d'Union, de façon à répondre plus facilement aux besoins en livraison à courte distance de RG&E, de St-Clair à Chippawa.

## **Installations**

Les installations proposées comprennent un compresseur de 6,3 MW en amont, une conduite de 20,6 km (12,8 milles) de longueur et une station de comptage à Chippawa (Ontario). TransCanada a envisagé d'utiliser une conduite de 508 mm (20 pouces) ou de 610 mm de diamètre (24 pouces) et elle a opté pour le diamètre le plus grand afin de maintenir la capacité actuelle de la canalisation Niagara et de pouvoir accroître celle du prolongement Blackhorse. Toute la conduite a été conçue selon les normes de catégorie 3 de l'ACNOR. L'Office a accepté la conception des installations de TransCanada.

TransCanada a proposé de recourir au forage dirigé pour effectuer trois des croisements de cours d'eau, situés le long du tracé proposé, le plus important étant celui du chenal Chippawa de la rivière Niagara et qui sera aménagé par ANR. L'Office appuie le choix de cette technologie, mais cependant il s'interroge quant à la rigueur avec laquelle les requérants ont étudié la question. L'Office a donc approuvé les engagements des requérants, mais il a assujéti l'ordonnance à des conditions visant ces préoccupations.

## **Utilisation des terres et questions environnementales**

Le tracé détaillé proposé par TransCanada longerait les servitudes existantes sur plus de 80 % de son parcours et s'en écarterait pour le reste afin de tenir compte de facteurs d'ordre environnemental ou technique et des droits fonciers. À la fin de l'audience, TransCanada avait conclu des ententes avec tous les propriétaires fonciers à l'exception de six et, sur ce nombre, cinq auraient donné un accord de principe. Selon TransCanada, il n'y avait pas lieu de mener une audience sur le tracé détaillé, et compte tenu de l'itinéraire examiné à l'audience, du fait que les propriétaires fonciers ont eu la possibilité d'exprimer leurs préoccupations et que les autorités municipales et provinciales ne se sont pas opposées au projet, l'Office a convenu avec la demande à condition que les droits des propriétaires fonciers n'en soient pas lésés.

En ce qui a trait à l'atténuation des effets environnementaux, TransCanada avait consulté toutes les autorités compétentes et a accepté de prendre certains engagements à la lumière des préoccupations soulevées par ces organismes. TransCanada a proposé de recourir au forage dirigé afin d'atténuer d'avantage les effets défavorables sur l'environnement du croisement du chenal Chippawa, de la rivière Welland et du ruisseau Lyons. En réponse aux préoccupations soulevées par l'Office, TransCanada a pris plusieurs engagements visant les effets défavorables potentiels sur l'environnement des activités de forage dirigé, y compris les répercussions sociales directement liées à ces effets. L'Office a accepté ces engagements et a ajouté quatre autres conditions relativement à l'élimination des boues de forage et à la surveillance des divers effets du forage dirigé.

## **Faisabilité économique**

L'Office a établi la faisabilité économique du projet en évaluant la probabilité que les installations soient utilisées dans une mesure raisonnable tout au long de leur vie économique ainsi que la probabilité que les frais liés à la demande soient payés. En plus d'examiner l'approvisionnement, les marchés et les contrats de transport, l'Office s'est penché sur les arrangements contractuels et la solvabilité des signataires, les autres approbations réglementaires obtenues et à venir, la concurrence potentielle, les risques liés aux projets et l'incidence de toute majoration tarifaire. L'Office a conclu que même si le prolongement Blackhorse aurait pour effet de stimuler la concurrence entre les producteurs de gaz, le projet était économiquement réalisable.

## **Droits**

L'Office a jugé pertinent de calculer les droits selon la méthode de péréquation pour le prolongement Blackhorse parce que les installations proposées feront partie du réseau intégré de TransCanada et fourniront un service régulier.

L'Office a également décidé que les coûts associés à l'accroissement des volumes garantis de gaz destinés à TransCanada et prévus au contrat de transport par le réseau d'Union devaient être recouverts à même les droits de péréquation.

## **Examen environnemental**

L'Office a mené un examen environnemental des installations visées par la demande conformément au *Décret sur les Lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* dans la mesure où il n'y avait pas double emploi avec son propre processus de réglementation. Cet examen a été effectué simultanément avec l'instance GH-1-91 puis remis à jour à la lumière des nouveaux renseignements fournis à l'instance GH-R-1-92. L'Office a conclu que les effets environnementaux potentiels du projet et de l'utilisation du forage dirigé pour le croisement du chenal de Chippawa de la rivière Niagara, ainsi que les répercussions sociales directement liées à ces effets, seraient minimes ou atténuables à l'aide de techniques connues.

## **Ordonnance XG-23-92**

L'Office a conclu que les installations visées par la demande sont requises pour l'utilité publique. Par conséquent, l'Office a délivré, en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), l'ordonnance XG-23-92 soustrayant TransCanada, sous réserve de certaines conditions, de l'application de l'alinéa 30(1)(a) et des articles 31 et 33 de la Loi relativement aux installations du prolongement Blackhorse.

# Chapitre 1

## Historique

---

Dans sa décision du 4 juillet 1991, l'Office national de l'énergie («l'Office») a rejeté une demande déposée le 20 juillet 1989 par TransCanada PipeLines Limited («TransCanada»), aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'Énergie* («la Loi»), visant la construction d'un pipeline

# Chapitre 2

## Révision de la décision GH-1-91

---

### 2.1 Portée de la preuve à examiner

Les demandeurs ont soutenu que l'Office doit, pour déterminer la justesse de la décision GH-1-91, examiner toutes les preuves au dossier touchant l'ensemble des points de la liste des questions. De l'avis de TransCanada, une révision entreprise aux termes de l'article 21 de la Loi doit tenir compte d'un autre article de la Loi, soit l'article 58. Cette société a fait valoir que la décision ultime de l'Office de rejeter la demande formulée aux termes de l'article 58 a été influencée par les conclusions énumérées dans la décision GH-1-91. TransCanada a donc soutenu que, pour déterminer si la décision antérieure devait être renversée, l'Office doit examiner toutes les preuves reliées à ces conclusions lors de l'audience de révision.

ANR a affirmé que le pouvoir de révision est discrétionnaire et a examiné sous cet angle les *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie* («les Règles»). Étant donné que les motifs de révision énumérés dans les Règles ne sont pas exhaustifs, l'Office pourrait se pencher sur l'évolution de toutes les circonstances pertinentes lors de la nouvelle audience.

St. Clair a indiqué que, même si le rejet des propositions de prolongement de Tennessee Gas Pipeline Company («Tennessee») et de CNG Transmission Corporation («CNG») par la Federal Energy Regulatory Commission («la FERC») constitue une évolution importante et même fondamentale des circonstances, ce rejet n'est pas le seul facteur devant être pris en compte par l'Office pour déterminer si la décision GH-1-91 doit être renversée. St. Clair a soutenu que l'Office doit être convaincu de la nécessité des installations de Blackhorse étant donné que, à son avis, le renversement de la décision équivaldrait à une approbation. St. Clair a affirmé que les motifs de renversement de la décision et la preuve sur laquelle s'appuient ces motifs sont les mêmes que ceux justifiant l'approbation du projet.

New York State Electric & Gas Company («NYSEG») a appuyé l'argument des demandeurs à l'effet que tout le dossier de la preuve devrait être pris en compte dans l'examen de la question touchant le renversement de la décision originelle de l'Office et a indiqué précisément que la preuve ayant trait à l'augmentation de la demande du marché était pertinente.

North Canadian Oils Limited («NCO») a avancé qu'il n'existe aucune raison pour que l'Office ignore la nouvelle preuve versée au dossier en déterminant si sa décision originelle doit être renversée. NCO a aussi ajouté qu'il ne serait pas indiqué que l'Office s'impose des contraintes quant à la preuve à examiner dans cette affaire.

Kamine Carthage Cogen Co., Inc., en tant que partenaire général délégué de Kamine/Besicorp Carthage L.P. («Kamine Carthage»), et Kamine Syracuse Cogen Co., Inc., également en tant que partenaire général délégué de Kamine-Besicorp Syracuse L.P. («Kamine Syracuse») (appelés collectivement «Kamine») ont été d'avis que, bien que les circonstances aient évolué depuis la décision originelle de l'Office, l'examen de ce dernier n'a pas besoin d'aller au-delà du fait que la FERC a rejeté l'option Tennessee et a approuvé le projet de pipeline d'Empire. Ce fait justifie une révision de la décision GH-1-91 de l'Office.

La Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («la CCPA») a aussi soutenu que la décision de la FERC, qui reflète le rejet, par le marché, des options Tennessee et CNG, constitue un changement primordial ou un fait nouveau qui doit être pris en compte par l'Office pour déterminer si la décision GH-1-91 doit être renversée. La CCPA a fait valoir que l'ordonnance de la FERC est un fait nouveau important qui répond à la question seuil et qui, par conséquent, justifie la tenue d'une audience pour examiner toutes les autres questions.

CNG a été d'avis que la preuve entendue en rapport avec les points 1 à 11 de la liste des questions relatives à la demande formulée aux termes de l'article 58 ne devrait pas être considérée comme étant pertinente à la question seuil; elle devrait plutôt être examinée seulement si l'Office renverse sa décision originelle. CNG a soutenu que le pouvoir de révision est discrétionnaire et qu'il devrait être exercé avec modération. À son avis, les demandeurs doivent démontrer que la décision GH-1-91 est, de toute évidence, incorrecte.

CNG a affirmé que l'élément essentiel ou la base de la demande déposée par les demandeurs aux termes de l'article 21 est la décision du 9 juillet 1991 de la FERC, étant donné que cette dernière rend la décision GH-1-91 incorrecte en refusant d'accorder l'autorisation réglementaire voulue pour que des installations de rechange américaines puissent desservir le marché proposé. CNG a souligné que, n'eût été de la décision de la FERC, l'audience GH-R-1-92 n'aurait pas été tenue; par conséquent, selon CNG, la décision de la FERC est la seule preuve qui soit pertinente à l'examen de la question seuil. Cette société a soutenu que les autres preuves au dossier ne sont pertinentes et ne peuvent être examinées que si l'Office établit que la décision GH-1-91 est clairement incorrecte. Toutefois, CNG a également soutenu que, si l'Office examine d'autres preuves susceptibles d'influer en partie sur la justesse de sa décision, il doit déterminer jusqu'à quel point, le cas échéant, ces preuves sont, sur le plan de la qualité, substantiellement différentes de celles entendues lors de l'audience GH-1-91; il doit également déterminer si de telles preuves suppriment le fardeau imposé aux demandeurs, qui doivent démontrer que la décision GH-1-91 était manifestement incorrecte.

La ville de Grand Island («Grand Island») a également soutenu que la décision de la FERC constitue le changement important sur lequel les demandeurs se sont fondés pour solliciter une révision de la décision.

### *Opinion de l'Office*

L'Office reconnaît que la Loi lui confère de vastes pouvoirs de révision et qu'il a pour tâche d'examiner toutes les preuves pertinentes à la question seuil, à savoir s'il doit ou non renverser sa décision. En outre, l'Office ne doit pas entraver son pouvoir discrétionnaire en refusant d'examiner des preuves pertinentes à la question devant lui. Selon l'Office, toute révision doit être reliée à la décision originelle, qui est l'objet de la demande aux termes de l'article 21; par conséquent, toute preuve est pertinente si elle touche la justesse de cette décision. Dans le cas présent, cela inclut les preuves relatives aux conclusions de l'Office énoncées dans le chapitre des décisions des motifs de décision GH-1-91. L'Office est donc d'avis que, pour prendre sa décision, il n'est pas limité à l'examen de la seule décision de la FERC, qui rejette les demandes de Tennessee et de CNG et qui approuve les installations d'Empire, et il ne doit pas examiner les preuves au dossier non pertinentes à la question.

Dans la décision GH-1-91, trois conclusions ont amené l'Office à rejeter la demande de TransCanada:

- Les marchés proposés pourraient être desservis en temps opportun par des moyens moins coûteux et plus respectueux de l'environnement grâce au prolongement de l'actuelle canalisation Niagara de TransCanada. L'Office était persuadé que Tennessee était disposé à offrir le service requis et qu'il était en mesure de le faire à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1992.
- Il n'y avait aucune indication à l'effet qu'une partie quelconque serait indûment touchée par le rejet des installations proposées.

L'affirmation de TransCanada à l'effet que les exportations, à partir de Niagara, continueraient d'augmenter au rythme des dernières années n'était pas étayée.

## **2.2 Prolongement de la canalisation Niagara**

Dans la décision GH-1-91, l'Office a constaté qu'il était évident que les marchés proposés pourraient être desservis en temps opportun par des moyens moins coûteux et plus respectueux de l'environnement grâce au prolongement de l'actuelle canalisation Niagara de TransCanada. De plus, l'Office était convaincu, d'après la preuve fournie par Tennessee, que cette dernière société serait en mesure d'offrir le service requis à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1992.

Les demandeurs ont soutenu que cette conclusion de l'Office s'est avérée incorrecte. Ils ont souligné que la preuve a permis de démontrer que les marchés ne veulent pas du service offert par Tennessee mais qu'ils souhaitent que l'on donne suite à la solution de rechange proposée par Empire; ils ont également affirmé que Tennessee a reconnu que la FERC a rejeté l'option Niagara parce que celle-ci n'avait pas l'appui des marchés. Il a été avancé que RG&E et les autres expéditeurs d'Empire cherchent une solution de rechange concurrentielle aux réseaux de Tennessee et de CNG. De plus, les demandeurs ont remarqué que l'apport d'une concurrence sur le marché de l'ouest et du centre de l'État de New York constitue une décision de principe de la part des organismes américains de réglementation compétents et la base de leur approbation du réseau d'Empire. Les demandeurs ont constaté que, malgré sa campagne visant à conquérir une partie du marché d'Empire, Tennessee n'a pu attirer un seul client d'Empire et que tout mouvement entre Blackhorse et la canalisation Niagara Spur Loop s'est fait en direction de National Fuel Gas Supply Corporation («National Fuel») et non de Tennessee. Par conséquent, les demandeurs ont affirmé que Tennessee n'a pas l'appui requis du marché à l'heure actuelle et ne l'aura pas dans un avenir prévisible.

De l'avis des demandeurs, pour fournir un service concurrentiel, Empire a besoin d'un pipeline distinct, sans pipeline intermédiaire entre lui et TransCanada. Les demandeurs ont soutenu que ce pipeline distinct ne peut dépendre de la collaboration des concurrents. Ils ont affirmé que, pour les commanditaires d'Empire il est inacceptable de permettre à Tennessee, avec son monopole, de contrôler un concurrent hypothétique, car au lieu de susciter une concurrence, cela renforcerait davantage la position monopolistique de Tennessee/CNG.

Les demandeurs ont en outre fait valoir que le maximum pouvant être offert par Tennessee serait un transport interruptible; dans sa proposition, Tennessee n'a jamais offert un service suffisant toute l'année pour combler les besoins du marché. De l'avis des demandeurs, un raccordement Tennessee-TransCanada est inutile étant donné qu'il n'y a aucune capacité garantie en aval.

Enfin, relativement à cette question, les demandeurs ont soutenu que, même si Tennessee consentait à desservir les expéditeurs de RG&E et d'Empire, il reste à déterminer si cette société est en mesure de le faire en temps opportun. Tennessee aurait à déposer auprès de la FERC une demande visant des installations additionnelles, ce qui n'a pas été fait et qui ne le sera pas tant qu'un expéditeur ne déposera pas une entente préalable. Le marché a indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'agir en ce sens. De plus, il serait nécessaire de déposer une demande auprès de la FERC pour raccourcir la canalisation d'Empire en vue d'un raccordement sur le réseau de Tennessee, et les demandeurs ont soutenu que ce processus prendrait tellement de temps que la date d'entrée en service, prévue pour le 1<sup>er</sup> novembre 1993, ne serait plus du tout fondée. Les demandeurs ont émis l'avis que, pour qu'une solution de rechange viable soit trouvée, il faut des acheteurs, des vendeurs et des expéditeurs disposés à cette fin et des mesures réglementaires et contractuelles pour que tous les éléments voulus soient mis en place.

Les demandeurs ont soutenu que, depuis l'annonce de la décision GH-1-91, les circonstances ont révélé que Tennessee n'est pas en mesure de répondre aux besoins des clients et qu'il le sera encore moins en 1992.

L'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada («l'ASPIC») a soutenu que, si Tennessee affirme qu'il déposera une demande visant des installations s'il a une indication de l'appui du marché, cela signifie qu'il reconnaît qu'il n'obtiendra pas l'approbation de la FERC à moins de démontrer que le projet proposé est étayé par des contrats. L'ASPIC a souligné que de nombreuses exigences réglementaires doivent être satisfaites avant que la solution de rechange proposée par Tennessee ne soit viable et qu'aucune ne l'a encore été. Dans le même sens, Kamine, Sithe/Independence Power Partners, L.P. («Sithe»), de même qu'Enron Gas Marketing Inc, et Enron Power Services, Inc. («Enron») (appelés collectivement «Sithe/Enron») ont soutenu que la solution de rechange de Tennessee n'existe plus et qu'il est peu probable qu'elle revoie le jour.

NCO a fait valoir que l'option Niagara est tellement incomplète que, si elle était présentée à l'Office en tant que demande visant des installations, celui-ci n'ordonnerait même pas la tenue d'une audience publique parce que cette option ne répond à aucun de ses critères d'évaluation de telles demandes. NCO a également observé que Tennessee reconnaît que sa proposition créerait un goulet d'étranglement qui empêcherait de fournir chaque jour de l'année le service garanti par contrat sur les pipelines en amont et en aval.

Unigas Corporation («Unigas») a affirmé que, les acheteurs ne s'étant pas tournés vers la canalisation de Tennessee/CNG depuis la décision GH-1-91, il est illogique de prolonger l'actuelle canalisation Niagara de TransCanada en vue d'un raccordement à un pipeline américain que personne ne veut utiliser. Unigas a également soutenu que l'Office semble avoir envisagé un scénario de «l'un ou l'autre» dans la décision GH-1-91 pour ce qui est des canalisations Blackhorse et Niagara; toutefois, comme il est évident que la demande de gaz naturel continuera d'augmenter de façon marquée dans l'État de New York, il est clair qu'il faut accroître la capacité pipelinière entre le Canada et les États-Unis. Par conséquent, il est probable non seulement que le prolongement Blackhorse sera nécessaire mais qu'il faudra également accroître la capacité de la canalisation Niagara. Unigas a fait valoir que la solution de rechange proposée par Tennessee n'était pas acceptable et qu'il n'avait pas d'autre choix que de renoncer à un marché attrayant obtenu au prix de grands efforts.

NYSEG a affirmé que, avant de signer des contrats avec Empire, il a négocié avec CNG et Tennessee mais n'a pu obtenir le genre de service concurrentiel dont il avait besoin. NYSEG a appuyé la position

du New York State Energy Office («NYSEO») à l'effet que les installations proposées empêcheront l'agrandissement du point d'exportation Niagara à un moment où le marché a besoin de ce service.

CNG, Tennessee, M. Helmut Rempel et Grand Island, État de New York, ont tous soutenu que la décision GH-1-91 prise à l'origine par l'Office était juste et qu'elle ne devait pas être renversée.

CNG a affirmé que, pour les demandeurs, les installations américaines de rechange qui ont été proposées (et qui mettent en cause CNG et Tennessee) étayaient la décision GH-1-91. Il s'ensuivrait donc que, une fois ces options rejetées par la FERC, la base de la décision touchant les installations canadiennes n'existerait plus et que la décision GH-1-91 serait erronée.

CNG a relevé de nombreuses erreurs dans l'application de la décision de la FERC à la question seuil. Il a affirmé que, si l'Office ne connaissait pas la teneur de la décision américaine (comme il a été soutenu par les demandeurs), cette décision ne peut donc pas étayer celle de l'Office. En outre, l'Office a indiqué dès le début de l'audience GH-1-91 qu'il ne se pencherait pas sur des tracés précis aux États-Unis; par conséquent, une partie ne peut pas affirmer que des installations américaines données étayaient la décision touchant le prolongement Blackhorse. CNG a donc affirmé que ce n'était pas la décision de la FERC qui étayait celle de l'Office mais plutôt le fait qu'une méthode plus respectueuse de l'environnement et moins coûteuse ait été trouvée pour acheminer le gaz vers le marché.

CNG a soutenu que Tennessee peut recevoir les livraisons à la frontière sans que la FERC ait besoin de prendre d'autres mesures, ajoutant que les approbations nécessaires à l'agrandissement des installations pour que le gaz ne passe pas par Niagara pourraient, dans des circonstances appropriées, être obtenues dans un laps de temps raisonnablement court, soit peut-être moins de six mois. De plus, CNG a affirmé que le seul obstacle au dépôt d'une nouvelle demande de la part de Tennessee est le suivant : Empire et ses expéditeurs proposés refusent de demander à Tennessee un service de transport. Grand Island a soutenu qu'il est presque certain que la FERC approuverait une proposition de TransCanada/Empire en vue de l'importation de gaz par le biais des installations de Lewiston si une telle demande était déposée.

CNG a réfuté l'argument des demandeurs à l'effet que Tennessee n'avait pas obtenu les approbations réglementaires voulues pour fournir le service en soulignant qu'Empire lui-même n'a pas obtenu toutes les approbations nécessaires, notamment celle de l'U.S. Army Corps of Engineers. Tennessee a affirmé que le rejet de sa proposition par la FERC ne constitue pas plus un obstacle à son projet que la décision de l'U.S. Army Corps of Engineers de refuser la demande d'Empire.

CNG et Tennessee ont souligné que l'Office a indiqué dans sa décision que l'acheminement du gaz en aval pourrait être effectué par Tennessee ou par National Fuel, ajoutant que le jugement de l'Office s'est avéré juste pour ce qui est du service fourni par National Fuel à au moins quelques installations de cogénération.

Quant à l'argument à l'effet qu'une concurrence est nécessaire, CNG a fait valoir que c'est l'entente entre TransCanada et Union Gas Limited («Union»), aux termes de laquelle TransCanada s'est vu dans l'obligation de déposer une demande visant les installations de Blackhorse, qui constitue la base de la demande. Pour CNG, ce fait est davantage relié aux intérêts commerciaux des commanditaires d'Empire qu'à un véritable besoin de concurrence. Tennessee a soutenu que l'entente a eu pour résultat une coordination et non pas une concurrence. De plus, CNG s'est opposé à l'argument



touchant la position monopolistique de sociétés pipelinières américaines interétatiques, comme CNG et Tennessee, en affirmant que ces deux dernières exploitent des pipelines de libre accès et qu'elles offrent des services concurrentiels conformes aux exigences de la FERC et à la politique énergétique des États-Unis. Tennessee a indiqué qu'il est toujours disposé à satisfaire certains besoins d'Empire sur le plan des services et qu'il est en mesure de le faire.

CNG, Tennessee et M. Rempel ont tous affirmé que la preuve démontre clairement que la canalisation Niagara de TransCanada permet de fournir les volumes de gaz étayant le prolongement Blackhorse à un coût considérablement moins élevé. CNG a souligné que la construction de ce prolongement n'accroîtra pas de façon marquée la capacité globale d'exportation de TransCanada vers les États-Unis. Il a constaté que peu de preuves, sinon aucune, permettraient d'analyser les incidences environnementales de la construction du prolongement Blackhorse, incidences qui seraient évitées grâce à l'agrandissement de la canalisation Niagara. Tennessee a également indiqué que rien n'a changé sur le plan des questions environnementales depuis la dernière audience.

Tennessee a soutenu que l'entente intervenue entre Union et TransCanada constitue la seule raison pour laquelle les demandeurs ne proposent pas le transport du gaz le long du tracé Niagara, qui demeure le tracé le plus économique et le plus respectueux de l'environnement. Tennessee a souligné que l'engagement contractuel de TransCanada envers Union ne lie pas l'Office. Il a aussi soutenu que la décision de l'Office en regard de l'intérêt des Canadiens n'a pas tourné autour du fait qu'une demande visant un pipeline quelconque en aval de Lewiston ait été ou non en instance devant un organisme de réglementation, ni autour du fait que la FERC ou tout autre organisme de réglementation ait autorisé ou non la construction et l'exploitation des installations nécessaires en aval de Lewiston.

De l'avis de Tennessee, le fait de dire que l'approbation de l'option Niagara par la FERC venait étayer la décision de l'Office équivaut à affirmer qu'une conclusion touchant l'intérêt de la population américaine est déterminante de l'intérêt du public canadien dans le tracé des pipelines. Tennessee a observé que l'Office n'a jamais adopté un tel point de vue. Tennessee et CNG ont tous deux soutenu que, au contraire, dans la décision GH-4-90 concernant le prolongement Gananoque, par exemple, l'Office a constaté que les installations visées par la demande n'étaient pas dans l'intérêt public canadien, même si les autorités américaines avaient approuvé les installations de raccordement de l'autre côté de la frontière.

Tennessee a affirmé que les parties disposent de suffisamment de temps, d'ici la date de mise en service prévue pour le 1<sup>er</sup> novembre 1993, pour examiner d'autres solutions de rechange et qu'elles auraient pu le faire pendant l'année suivant la décision de l'Office.

M. Rempel a soutenu que l'agrandissement d'installations sous-utilisées donne lieu à un service faisant double emploi et n'est ni pratique, ni rentable, ni dans l'intérêt des Canadiens.

### *Opinion de l'Office*

Dans sa décision de juillet 1991, l'Office a constaté que le marché proposé par Empire pouvait être desservi en temps opportun par des moyens moins coûteux et plus respectueux de l'environnement. Toutefois, la principale solution de rechange examinée par l'Office, l'option Niagara de Tennessee, ne semble plus viable.

Bien que l'Office ne considère pas que la décision de la FERC soit déterminante du renversement ou du maintien de sa propre décision, il prend note des conclusions de cet organisme, qui a rejeté les solutions de rechange proposées par Tennessee et CNG et approuvé les installations d'Empire. L'Office constate également que Tennessee n'a déposé aucune demande touchant l'approbation d'installations. Bien que l'Office ne mette pas en doute le fait que Tennessee puisse déposer une demande auprès de la FERC s'il reçoit des requêtes de service, l'Office ne prévoit pas que Tennessee obtiendra du marché l'appui nécessaire aux fins d'une telle demande. De plus, l'Office n'est pas convaincu que toutes les approbations réglementaires requises pour l'option Niagara puissent être obtenues d'ici la date de mise en service fixée au 1<sup>er</sup> novembre 1993.

L'Office a entendu un grand nombre de preuves sur le souhait exprimé par les expéditeurs d'Empire et par les organismes américains s'occupant de réglementation et d'énergie, qui veulent susciter une concurrence en établissant une autre source indépendante d'approvisionnement en gaz et de transport de cette ressource. L'Office constate que les actions de RG&E et des autres expéditeurs d'Empire vont en ce sens. À son avis, le fait de placer un des pipelines américains existants en situation de contrôle d'une partie du tracé réservé au transport du gaz n'est pas compatible avec cet objectif.

### **2.3 Effets défavorables indus**

Au cours de l'audience GH-1-91, rien n'a permis à l'Office de constater que le rejet des installations proposées aurait des effets défavorables indus sur une partie quelconque.

De nombreuses parties ont fait état de la preuve apportée par l'ASPIC à l'effet que la décision GH-1-91 a eu des effets défavorables sur les producteurs et les distributeurs canadiens, étant donné que les expéditeurs se sont tournés vers les sources américaines d'approvisionnement. L'ASPIC estime à 50 millions de dollars les pertes de recettes tirées de la vente de gaz canadien et prévoit que les pertes futures seront de l'ordre de 60-90 millions de dollars.

Les demandeurs ont aussi remarqué que, même lorsque la vente n'était pas perdue, il y a eu des cas où le producteur a dû accepter un prix réduit, sans compter que de nombreux producteurs ont parfois dû faire face à des retards dans l'affermage du transport de l'approvisionnement en gaz. Ils ont soutenu que les clients américains refuseront le gaz canadien si la demande visant le prolongement Blackhorse est rejetée encore une fois, phénomène qui serait accentué par le fait que Tennessee et CNG ont aliéné le marché en raison de leur situation monopolistique. Les demandeurs ont en outre affirmé que, à cause des contraintes exercées par CNG et Tennessee, la concurrence à laquelle donnerait lieu un nouveau pipeline sur le plan des taux de transport n'existe pas. Cette concurrence contribuerait à rendre les approvisionnements canadiens plus attrayants sur le marché, étant donné qu'elle entraînerait une réduction de la composante transport des coûts totaux du gaz livré et qu'elle permettrait aux producteurs canadiens d'améliorer leur marge bénéficiaire sur les ventes qu'ils peuvent faire.

RG&E a affirmé que, si l'Office limite son examen des effets défavorables à la seule question de savoir si les expéditeurs éventuels seraient en mesure de recevoir du gaz par suite de la décision GH-1-91, il ne pourrait pas affirmer que des torts ont été causés. Toutefois, RG&E a soutenu que le rejet

de la demande visant le prolongement Blackhorse a eu sur lui des effets défavorables indus, car ses efforts visant à diversifier le transport et les sources d'approvisionnement ont été contrecarrés et qu'il a dû assumer les coûts associés au remplissage des installations de stockage et à la commande de conduites et d'équipement.

Unigas a cité la preuve fournie par l'ASPIC à l'effet que, le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière étant en mauvaise santé financière, les producteurs doivent être en mesure de se livrer concurrence pour conquérir de nouveaux marchés attrayants. De l'avis d'Unigas, le prolongement Blackhorse permettrait d'améliorer les possibilités d'accès à ces marchés à un moment où une souplesse accrue dans le transport et la commercialisation du gaz revêt une importance critique pour la santé à long terme de l'industrie canadienne de la production.

M. Rempel a souligné que les préoccupations entourant les pertes de vente de gaz pourraient également être qualifiées de ventes reportées, étant donné que le gaz est encore disponible.

Grand Island a affirmé qu'Empire a amené la FERC à approuver un point d'importation au terminus du prolongement Blackhorse en soumettant une demande pour ce seul point tandis qu'il aurait pu obtenir tout aussi facilement de la FERC une autorisation d'importation à un autre endroit. Grand Island a donc soutenu que ce problème créé par Empire lui-même ne devrait pas être considéré comme une évolution de circonstance justifiant le renversement de la décision de l'Office.

### *Opinion de l'Office*

L'Office accepte la preuve de l'ASPIC à l'effet que sa décision de refuser les installations Blackhorse a entraîné des pertes et des retards dans les ventes de gaz canadien à ce marché, ce qui a eu pour résultat des pertes de recettes pour les producteurs canadiens.

## **2.4 Force du marché**

Dans sa décision GH-1-91, l'Office n'a trouvé aucun fondement à l'affirmation de TransCanada à l'effet que les exportations, à partir de Niagara, continueraient d'augmenter au même rythme que celui des années antérieures.

Les demandeurs et de nombreuses autres parties ont cité le témoignage de M. Hughes, expert-conseil d'ANR, et de M. Scott, du NYSEO, qui affirment que le marché est encore plus important que celui prévu il y a un an et que, en particulier, la taille du marché potentiel de la cogénération a presque doublé depuis la décision GH-1-91.

Les demandeurs ont souligné que les volumes visés par les ententes préalables conclues avec Empire sont également plus gros maintenant que lors de l'audience originelle. En outre, TransCanada a indiqué que ses prévisions touchant les livraisons destinées à l'exportation par la canalisation Kirkwall en 1993-1994 ont augmenté de 6 % par rapport à celles établies il y a un an dans le cadre de l'audience GH-1-91.

Les demandeurs ont donc soutenu que la croissance prévue est suffisamment élevée pour les canalisations Blackhorse et Niagara.

Tennessee a fait valoir que la conclusion de l'Office n'était pas une constatation négative quant à la force du marché mais qu'elle avait plutôt trait aux avantages environnementaux présumés de la construction du prolongement Blackhorse. Cette société a soutenu que l'Office n'en est arrivé à aucune conclusion quant aux marchés.

### *Opinion de l'Office*

L'Office ne peut convenir avec Tennessee que la conclusion touchant la croissance des exportations au point Niagara n'était reliée qu'aux avantages environnementaux du prolongement Blackhorse et non aux marchés. L'Office est d'avis que, dans la décision GH-1-91, il a été conclu que l'ajout de compresseurs à la canalisation Niagara constituerait une mesure suffisante pour répondre aux exigences du marché parce l'Office avait constaté que le taux de croissance ne serait pas le même que celui des années antérieures.

L'Office est convaincu que la preuve démontre la possibilité d'une augmentation de la demande de gaz naturel sur le marché et de besoins accrus de service sur le prolongement Blackhorse supérieurs aux  $5\,750\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $203\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) étayant la demande.

L'Office a décidé que les facteurs ci-dessus démontrent que l'évolution des circonstances et l'apparition de faits nouveaux depuis la date de sa décision GH-1-91 justifient la cassation de cette décision et le réexamen de la demande visant le prolongement Blackhorse aux termes de l'article 58 de la Loi.

### **Décision**

**À la lumière des faits nouveaux et de l'évolution des circonstances, l'Office a décidé de mettre de côté la décision GH-1-91 et, en conséquence, de réexaminer la demande visant le prolongement Blackhorse aux termes de l'article 58 de la Loi.**

# Chapitre 3

## Demande révisée aux termes de l'article 58

---

### 3.1 Installations proposées pour le prolongement Blackhorse

TransCanada a proposé l'aménagement d'une seule canalisation de 610 mm (24 po) de diamètre extérieur, appelée le prolongement Blackhorse, qui serait raccordée aux installations existantes de sa canalisation Niagara près de la station de comptage de Blackhorse (voir la figure 3-1). Le pipeline mesurerait environ 20,6 km (12,8 mi) de longueur, il serait raccordé aux installations proposées par Empire aux États-Unis, soit à Grand Island, État de New York. De nouvelles installations de comptage seraient aménagées près de la frontière canado-américaine. Empire se chargerait de la traversée de la rivière Niagara. Le projet comprend également l'aménagement d'une unité de compression additionnelle à la station 1301 près de Kirkwall (Ontario).

Le coût total estimatif des installations proposées est de 39,1 millions de dollars (\$) de 1992). Un résumé des installations et des coûts qui leur sont associés apparaît au tableau 3-1. Le tableau 3-2 présente, pour le prolongement Blackhorse, les besoins établis pour les jours de pointe, les débits annuels prévus et la durée des contrats. TransCanada prévoit que les installations seront mises en service le 1<sup>er</sup> novembre 1993, date coïncidant avec le parachèvement du réseau proposé par Empire.

Dans sa demande, TransCanada a également sollicité l'approbation d'une augmentation des droits de transport garanti de  $4\,433\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $156,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) sur le réseau d'Union, ce qui correspond aux volumes prévus dans les contrats signés par RG&E avec TransCanada pour un service garanti à partir de St. Clair jusqu'à Chippawa à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993.

### 3.2 Installations pipelinières d'Empire

Le pipeline proposé par Empire (voir la figure 3-1) mesure 248 km (155 mi) de longueur et 610 mm (24 po) de diamètre extérieur, il partirait de Grand Island, État de New York, à la frontière canado-américaine, et se terminerait à un point donné près de Syracuse, État de New York. Au départ, aucune installation de compression ne serait nécessaire pour le réseau d'Empire, qui servirait au transport de  $5\,750\,10^3\text{m}^3$  ( $203\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour.

Les filiales d'Union Energy, Inc. et de Coastal Corporation [St. Clair Pipeline Company, Inc. («St. Clair») et ANR, respectivement] seraient les propriétaires de plein droit des installations d'Empire. Une fois reçues toutes les approbations réglementaires, RG&E pourrait acquérir une participation de 20 % dans le projet d'Empire auprès de St. Clair.

Figure 3-1  
**Prolongement Blackhorse et pipeline Empire State**

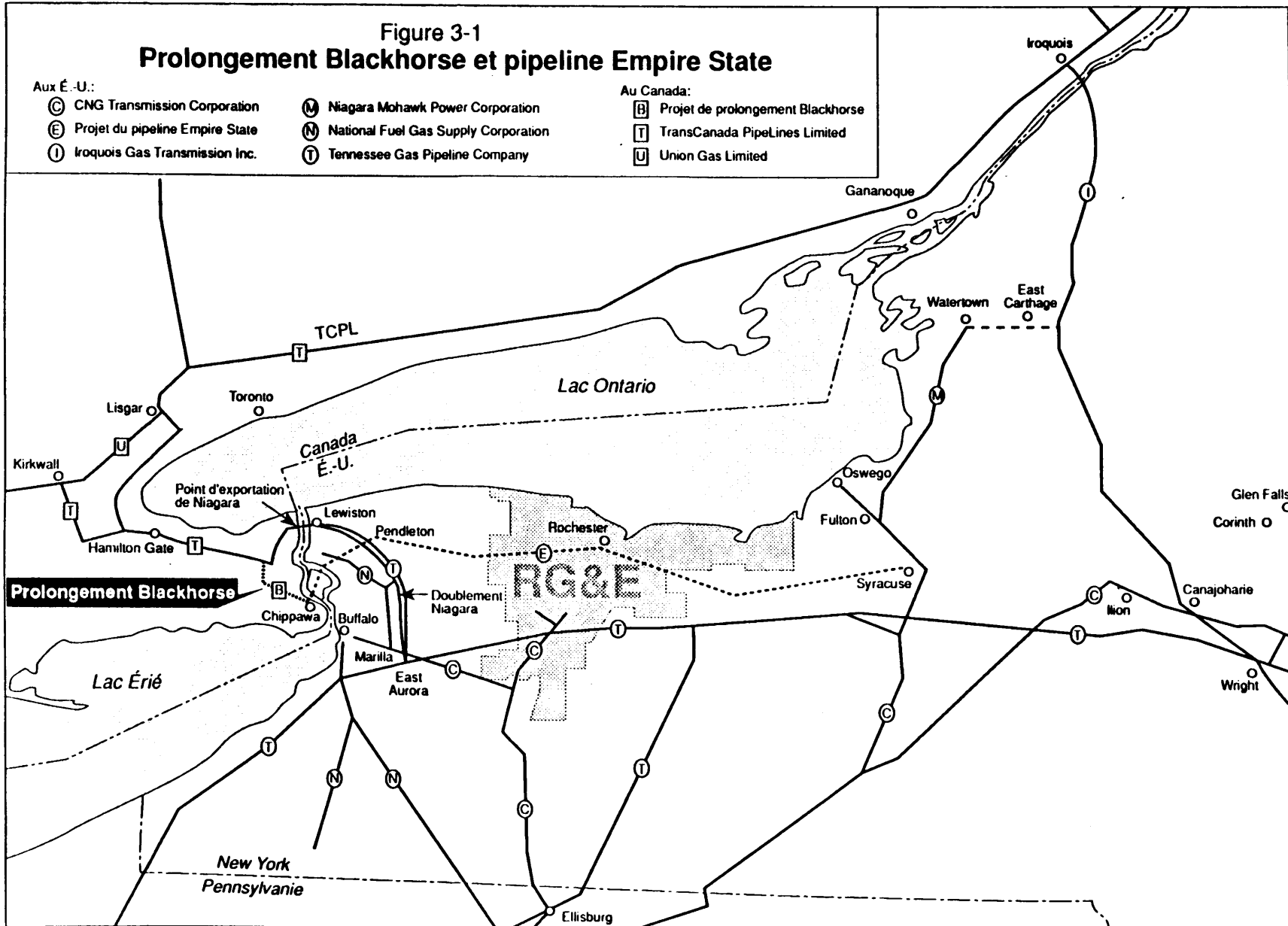
Aux É.-U.:

- Ⓒ CNG Transmission Corporation
- Ⓔ Projet du pipeline Empire State
- Ⓘ Iroquois Gas Transmission Inc.

- Ⓜ Niagara Mohawk Power Corporation
- Ⓝ National Fuel Gas Supply Corporation
- Ⓣ Tennessee Gas Pipeline Company

Au Canada:

- Ⓟ Projet de prolongement Blackhorse
- Ⓣ TransCanada PipeLines Limited
- Ⓡ Union Gas Limited



**Tableau 3-1**  
**Coûts estimatifs des installations du prolongement Blackhorse**

		Coût estimatif (000 \$ Cdn de 1992)
Pipeline :	20,6 km, 610 mm de diamètre extérieur	23 884
Compresseur :	6,3 MW à la station 1301	13 127
Comptage :	2 sections de comptage	<u>2 047</u>
Coût total en capital		39 058

**Tableau 3-2**  
**Besoins en service garanti sur le prolongement Blackhorse**  
**(Date de mise en service : le 1<sup>er</sup> novembre 1993)**

Expéditeur	Jour de pointe		Annuels		Durée (années)
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /jour	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	
<b>a) Livraison à courte distance : St. Clair à Chippawa</b>					
RG&E	2 875	101,5	235	8,3	15 <sup>(1)</sup>
RG&E	1 558	55,0	128	4,5	15 <sup>(1)</sup>
<b>b) Transport à longue distance : Empress à Chippawa</b>					
Kamine Carthage	402	14,2	131	4,6	15
Kamine Syracuse	462	16,3	152	5,4	15
RG&E	453	16,0	149	5,3	15
<b>Total</b>	<b>5 750</b>	<b>203,0</b>	<b>795</b>	<b>28,1</b>	

<sup>(1)</sup> RG&E peut réduire ses besoins en transport de 33 1/3% au cours de chacune des trois dernières années de son entente de service de 15 ans.



# Chapitre 4

## Questions touchant l'approvisionnement

---

Lors de son examen de la demande de TransCanada, l'Office s'est penché sur l'approvisionnement tant global que particulier au projet.

L'approvisionnement global a trait à la quantité totale de gaz naturel dont pourraient disposer les installations proposées. À cet égard, l'Office a déterminé si l'approvisionnement serait suffisant pour que le pipeline soit exploité à pleine capacité pendant toute sa durée de vie utile.

L'approvisionnement particulier au projet a trait à la quantité de gaz permettant de répondre aux demandes de service associées au prolongement proposé. L'Office a déterminé si chaque expéditeur s'était assuré ou s'assurerait de disposer d'un approvisionnement suffisant pour respecter ses engagements.

### 4.1 Approvisionnement global

Afin d'étayer la teneur canadienne de son approvisionnement, TransCanada s'est fondé sur l'étude Sproule intitulée *The Future Natural Gas Supply Capability of the Western Canadian Sedimentary Basin*. Cette étude, qui porte sur l'approvisionnement global en gaz, a été déposée par TransCanada lors de l'audience GH-4-91 et intégrée à titre de référence à la présente audience. Elle renferme une projection de l'approvisionnement en gaz naturel présent dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et ce, à partir d'hypothèses particulières sur la demande et le prix du gaz naturel.

La preuve de St. Clair touchant l'approvisionnement global a été fondée sur les estimations de l'U.S. Energy Information Administration quant aux réserves prouvées des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) et sur celles du Potential Gas Committee touchant les réserves potentielles non découvertes de cette même région. Selon cette preuve, l'approvisionnement en gaz naturel des États-Unis est suffisant pour que des contrats soient passés avec des expéditeurs potentiels utilisant les réseaux de pipelines Blackhorse/Empire.

Aucun intervenant n'a contesté la preuve touchant l'approvisionnement global.

### 4.2 Approvisionnement particulier au projet

Comme il est indiqué au tableau 4-1, il y a deux types distincts de besoins en service garanti étayant le prolongement Blackhorse proposé.

**Tableau 4-1**  
**Approvisionnement en gaz et marchés pour les volumes transportés sur Blackhorse**

Expéditeur	Jour de pointe		Approvisionnement	Marché
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /jour		
<b>a) Livraison à courte distance : St. Clair à Chippawa</b>				
RG&E	2 875	101,5	États-Unis	SDL (charge de base)
RG&E	1 558	55,0	États-Unis	SDL (charge de base)
<b>b) Transport à longue distance : Empress à Chippawa</b>				
Kamine Carthage	402	14,2	Cdn/Renaissance	Cogénération
Kamine Syracuse	462	16,3	Cdn/NCM	Cogénération
RG&E	453	16,0	Cdn/Unigas/Mark Resources	SDL (charge de base)

Sur le plan de l'approvisionnement particulier au projet pour les volumes à transporter à longue distance, TransCanada a soutenu que Kamine Carthage et RG&E se sont déjà conformés aux normes de l'Office puisqu'ils ont obtenu des licences d'exportation dans le cadre de l'audience GH-5-89. La preuve touchant l'approvisionnement a été versée au présent dossier à titre de référence. Kamine Syracuse ne détient pas encore de licence d'exportation. Toutefois, la preuve de l'approvisionnement particulier au projet déposée à l'appui de la demande de Kamine Syracuse est la même que celle présentée à l'Office dans le cadre de l'audience GH-1-92 relative à un autre projet de cogénération de Kamine. Cette preuve a également été incorporée à la présente audience à titre de référence.

Kamine Syracuse achètera les volumes destinés à l'exportation auprès de North Canadian Marketing Inc. («NCM»). Ces volumes proviendront des réserves situées en Alberta et en Saskatchewan et qui appartiennent à NCM ou qui sont contrôlées par NCM en vertu d'ententes d'approvisionnement conclues avec divers producteurs. NCM a fourni une garantie globale, laquelle est également assumée par NCO.

Les volumes transitaires de RG&E, qui représentent 77 % des besoins en service garanti sur le prolongement Blackhorse, ont fait l'objet d'importantes discussions.

Les demandeurs ont soutenu que, dans ce cas particulier, un contrat d'entreposage à long terme, des ententes de transport garanti en amont et des ententes de transport garanti entre les régions d'approvisionnement et les installations d'entreposage servent de substitution aux contrats d'approvisionnement en gaz à long terme non signés par RG&E. Ils ont avancé que RG&E ne devrait pas avoir de difficulté à s'approvisionner en gaz à des prix concurrentiels, étant donné l'emplacement des aires d'entreposage, qui permettent d'avoir accès à la plupart des grands bassins d'approvisionnement en gaz en Amérique du Nord par le biais des principaux réseaux d'acheminement du gaz. En outre, TransCanada a indiqué qu'il considérait RG&E comme une société de distribution locale («SDL») solvable, qui paierait les frais liés à la demande pour les services de TransCanada. RG&E a souligné qu'il est tenu, par contrat, de payer les frais liés à la demande et qu'il est de ce fait vivement intéressé à utiliser les installations proposées.

RG&E a déclaré avoir reçu une confirmation de la disponibilité d'un approvisionnement à long terme. Il a également indiqué qu'il n'irait pas de l'avant dans la diversification de ses sources d'approvisionnement s'il n'était pas complètement rassuré quant aux perspectives d'approvisionnement à long terme. Si le prolongement Blackhorse était approuvé, RG&E passerait des contrats de trois, cinq et sept ans. Cette méthode de gestion du portefeuille rendrait la concurrence plus efficace que l'engagement de volumes de gaz sur 10 à 15 ans.

TransCanada a déclaré ne pas s'attendre que l'Office prenne une décision générale en vertu de laquelle l'entreposage pourrait servir de substitution aux contrats d'approvisionnement en gaz à long terme. En outre, TransCanada a déclaré qu'il accepterait qu'on lui impose comme condition de démontrer, avant le début des travaux de construction, que les contrats d'approvisionnement en gaz ont été signés pour les volumes transitaires de RG&E.

RG&E a indiqué que, si nécessaire, il accepterait comme condition que les contrats d'approvisionnement en gaz soient signés avant le début des travaux de construction, pourvu que ceux-ci ne commencent pas avant mars 1993.

NCO a déclaré qu'il n'est pas demandé à l'Office de prendre une décision cruciale au sujet de ce cas mais plutôt de faire preuve d'une certaine souplesse. NCO a reconnu que, à l'heure actuelle, RG&E

n'a pas passé tous les contrats d'approvisionnement garanti en gaz pour la durée totale des ententes de transport de TransCanada; cependant, la preuve démontre clairement que RG&E tente de se doter d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement en gaz qui répondra à ses besoins. NCO a affirmé que, en tant que service public, RG&E possède une force financière considérable qui, une fois combinée aux engagements à long terme en matière de transport et de stockage, devrait constituer une raison suffisante pour justifier l'approbation des installations par l'Office. De la même façon, Unigas a déclaré que RG&E est une importante SDL solvable qui a accepté la responsabilité des frais liés à la demande et qui s'assurera de disposer d'un approvisionnement adéquat pour respecter ses engagements.

The Consumers' Gas Company Ltd. («Consumers'») était convaincu que TransCanada avait adéquatement justifié qu'il y ait exception, dans ce cas-ci, à ses exigences habituelles touchant l'approvisionnement à long terme particulier à un projet. Toutefois, Consumers' s'est inquiété de ce que TransCanada semble peu disposé à définir clairement les paramètres de cette exception. En conséquence, Consumers' a demandé à l'Office de déterminer les paramètres de l'exception aux exigences habituelles de TransCanada touchant l'approvisionnement particulier à un projet. Consumers' a soutenu que, si l'on permet à TransCanada de conserver le degré de discrétion qu'il souhaite dans l'établissement de paramètres propres à un cas, cela serait contraire à la notion de pipeline de libre accès décrite par l'Office dans ses motifs de décision GH-2-87.

CNG a convenu que l'approvisionnement américain était suffisant en regard des volumes stipulés dans les contrats de RG&E; toutefois, il a souligné l'absence de preuve quant à l'existence de contrats signés d'approvisionnement en gaz pour étayer le prolongement Blackhorse. CNG a demandé si RG&E était prêt à prendre les engagements exécutoires voulus sur le marché pour prouver à l'Office qu'il utiliserait les installations demandées de Blackhorse. CNG a également souligné que le niveau d'engagement de RG&E-face à ces installations devrait être évalué en regard du fait que cette société n'est pas disposée à se procurer l'approvisionnement américain «de remplacement» via les réseaux de livraison de rechange en place. CNG est d'avis que, comme les contrats d'approvisionnement en gaz ne sont pas signés, l'Office sait très peu de choses quant à l'approvisionnement américain qui sera utilisé pour étayer l'approvisionnement de RG&E.

La CCPA s'est aussi préoccupée du fait que les installations visées par la demande ne s'appuient pas sur des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz correspondant à la pleine capacité demandée. Elle a affirmé que, à défaut de tels contrats, il existe peu de preuves à l'effet que les installations seront pleinement exploitées pendant leur durée de vie utile. La CCPA s'inquiète de ce que l'Office puisse accepter l'entreposage stockage et le transport du gaz comme substitution aux contrats d'approvisionnement à long terme.

La CCPA ne s'est pas opposée à l'approbation du prolongement Blackhorse à la condition qu'elle soit donnée seulement si l'Office est assuré de la signature de contrats d'approvisionnement en gaz d'une durée suffisante avec tous les expéditeurs avant le début des travaux de construction. La CCPA a aussi recommandé que l'Office soit cohérent quant à la durée des contrats d'approvisionnement exigée pour les volumes de gaz du Canada et les volumes transitaires de RG&E.

TransCanada a soutenu que l'Office devrait s'opposer à toute tentative de codification des critères de TransCanada applicables à l'approvisionnement en gaz d'un projet particulier. Tout effort en ce sens serait incomplet et donnerait lieu à des attentes inadéquates quant à la façon dont TransCanada devrait répondre aux demandes de service exigeant la construction de nouvelles installations. TransCanada a

également affirmé que les propres règles de l'Office ne précisent aucune durée minimale pour les contrats d'approvisionnement en gaz.

RG&E a fait valoir que les motifs de décision GHW-2-91 de l'Office concernant Alberta Natural Gas Company Ltd. indiquaient qu'il n'était pas nécessairement indispensable qu'il y ait des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz si d'autres facteurs peuvent «faire l'affaire». De même, RG&E a fait l'appréciation commerciale suivante : sa méthode de gestion du portefeuille de contrats d'approvisionnement en gaz lui a permis de conclure des ententes optimales pour ses volumes transitaires. En outre, il a comme pratique courante d'inclure dans ses contrats d'approvisionnement des clauses lui permettant de s'assurer de la poursuite des ententes d'approvisionnement satisfaisantes. De l'avis de RG&E, toute tentative de l'Office visant à imposer une durée précise aux contrats d'approvisionnement en gaz constituerait une interférence inutile dans les ententes commerciales. RG&E a souligné que, jusqu'à maintenant, l'absence d'engagements fermes sur le plan de l'approvisionnement en gaz est due au fait que les fournisseurs hésitent à prendre de tels engagements et à consacrer du temps à la négociation de contrats tant qu'ils ne sont pas assurés que les installations seront construites.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est persuadé que l'approvisionnement global en gaz sera suffisant pour assurer l'utilisation à long terme des installations proposées de Blackhorse.

Quant à l'approvisionnement particulier à un volet du projet, c'est-à-dire les volumes à transporter à longue distance, l'Office constate que les trois expéditeurs ont signé des contrats d'approvisionnement. Après avoir examiné les conditions de ces contrats et la preuve détaillée qui lui a été fournie pour ce qui est des réserves et des possibilités de livraison, l'Office est convaincu de la suffisance de l'approvisionnement pour ces projets.

Cependant, l'Office se préoccupe de la suffisance de l'approvisionnement en gaz relatif aux volumes transitaires de RG&E. L'Office reconnaît que RG&E est une SDL solvable et qu'il a conclu des ententes fermes de transport et d'entreposage. Par conséquent, l'Office reconnaît que RG&E est en mesure d'assumer les frais liés à la demande et que, sur le plan économique, il est très intéressé à exploiter pleinement sa capacité sur le prolongement Blackhorse. Toutefois, l'Office n'accepte pas que les ententes de RG&E touchant l'entreposage et le transport du gaz servent de substitution à des ententes contractuelles d'approvisionnement en gaz. Par conséquent, l'Office exige de TransCanada qu'il dépose les contrats signés d'approvisionnement en gaz avant le début des travaux de construction.

De plus, comme la durée de ces contrats d'approvisionnement sera moins longue que celle habituellement exigée par TransCanada, l'Office est d'avis que TransCanada doit être responsable des frais liés à la demande qui ne seront pas recouverts pendant les quinze premières années du projet. Plus précisément, les frais non recouverts associés aux volumes de livraison à courte distance de RG&E, qui s'élèvent à  $4\,433\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $156,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ), ne pourront être traités dans un compte de report.

## Décision

**TransCanada sera responsable des frais liés à la demande associés aux volumes transitaires de RG&E et non recouverts pendant les quinze premières années du projet. Plus précisément, les frais non recouverts associés aux volumes de livraison à courte distance de RG&E, qui s'élèvent à  $4\,433\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $1,56\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ), ne pourront être traités dans un compte de report.**

# Chapitre 5

## Besoins du marché du gaz

---

Les installations de Blackhorse seraient utilisées par RG&E pour desservir le territoire de sa concession dans l'État de New York et par Kamine pour desservir deux centrales de cogénération situées à Carthage et à Syracuse, également dans l'État de New York (voir les tableaux 3-2 et 4-1). Les demandeurs ont aussi fourni des renseignements sur la demande globale de gaz afin de démontrer que les installations seront vraisemblablement utilisées et utiles tout au long de leur vie économique.

### 5.1 Besoins globaux du marché

Le témoin-conseil des demandeurs, M. Hughes, a soutenu que la croissance des besoins traditionnels dans le territoire desservi par Empire sera modeste mais qu'un potentiel très élevé a été perçu dans le marché de la production d'électricité, particulièrement dans le secteur des centrales de cogénération alimentées au gaz. La preuve a démontré que la capacité actuelle de cogénération en ligne est de 353 MW, ce qui représente une consommation de  $2\,635\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $93,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) sur la base des jours de pointe. Il est prévu que les centrales de cogénération en construction consommeront un volume additionnel de  $2\,768\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $97,7\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) sur la base des jours de pointe. Les centrales de cogénération pour lesquelles les contrats d'achat d'électricité ont été approuvés mais dont la construction n'a pas encore commencé devraient consommer un volume supplémentaire de  $5\,694\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $201,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) sur la base des jours de pointe. D'après les prévisions, le potentiel total de cogénération, qui est de 5 799 MW, représentera une consommation d'environ  $37\,449\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $1\,322,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) sur la base des jours de pointe. Le gaz alimentant ces installations devrait venir des États-Unis ou du Canada ou encore des deux pays. Il est reconnu dans ces prévisions que les installations de cogénération ne seront pas toutes construites et que le réseau d'Empire sera vraisemblablement concurrentiel dans l'approvisionnement de certaines mais non pas de l'ensemble de ces installations.

Les demandeurs ont également indiqué que les conclusions formulées par la New York State Public Service Commission («la NYPSC»), dans l'opinion 91-3 du 1<sup>er</sup> mars 1991 accordant à Empire un certificat de compatibilité environnementale et de besoin public, démontrent que le marché de l'ouest et du centre de l'État de New York est suffisamment important pour assurer l'utilisation à long terme des installations de Blackhorse/Empire.

Le NYSEO a indiqué que le réseau d'Empire est nécessaire pour répondre à la demande occasionnée par la croissance prévue du marché du gaz et pour accroître la concurrence dans les services pipeliniers offerts dans l'ouest de l'État de New York. Cet organisme a remarqué que ce besoin face au réseau d'Empire a été établi d'après le *1991 State Energy Plan* préparé par les trois organismes suivants : State Energy Office, Public Service Department et Environmental Conservation Department. Ce plan prévoit une utilisation accrue du gaz provenant d'une combinaison de sources intérieures américaines, du Canada et d'ailleurs, y compris le gaz naturel liquéfié importé.

Toujours d'après le plan précité, la consommation de gaz devrait passer d'environ  $25\,500\,10^6\text{m}^3$  ( $900\,10^9\text{pi}^3$ ) en 1990 à  $33\,800\,10^6\text{m}^3$  ( $1\,200\,10^9\text{pi}^3$ ) d'ici 2010, ce qui représente une augmentation de 32 %. La plus grande partie de cette croissance devrait se produire dans le marché de la production d'électricité, particulièrement dans le secteur de la cogénération, où la demande de gaz devrait être neuf fois plus élevée en 1994 qu'en 1990. Le NYSEO a constaté que la capacité pipelinère actuelle

desservant l'État de New York est insuffisante en regard de la croissance prévue du marché et que la capacité de Blackhorse/Empire, en plus de celle des canalisations actuelles d'Iroquois et de Niagara, est donc d'une importance critique pour satisfaire la demande résultant de la croissance du marché.

Les demandeurs ont affirmé que, à l'exception de CNG, toutes les autres parties intéressées ont implicitement convenu que le marché de l'ouest et du centre de l'État de New York devant être desservi par les installations de Blackhorse/Empire est attrayant et qu'il vient étayer le besoin des installations de Blackhorse visées par la demande.

Les demandeurs ont remarqué que, en approuvant le réseau pipelinier d'Empire, la NYPSC a constaté que les nouvelles installations constitueraient, pour l'État de New York, une capacité pipelinère additionnelle de propriété indépendante, laquelle permettrait d'avoir accès au gaz canadien et donnerait l'occasion aux SDL et aux consommateurs de gaz de diversifier leur portefeuille d'approvisionnement et de profiter de la réduction des tarifs de transport découlant d'une concurrence accrue entre les sociétés pipelinères. D'après les demandeurs, la NYPSC a constaté qu'une portion importante de la demande du marché n'est pas satisfaite dans l'ouest et le centre de l'État de New York. Les demandeurs ont conclu que, étant donné le marché new-yorkais en croissance et l'appui manifesté jusqu'à maintenant par le marché face au réseau de Blackhorse/Empire, le prolongement Blackhorse ne devrait pas être considéré comme une capacité qui rendra inutile l'accroissement de celle de la canalisation Niagara de TransCanada mais plutôt comme une capacité pipelinère complémentaire et nécessaire. Les demandeurs ont affirmé que le réseau de Blackhorse/Empire procurera au Canada des avantages économiques importants puisqu'ils permettront d'avoir accès à de nouveaux marchés d'exportation attrayants.

Les demandeurs ont indiqué qu'Empire s'est développé en tant que réseau pipelinier indépendant afin de concurrencer directement sur le marché les pipelines existants, procurant ainsi aux SDL et aux consommateurs de gaz les avantages de la concurrence et du choix. Les demandeurs ont remarqué que, pour être en mesure de fournir un service indépendant et concurrentiel, Empire ne peut tabler sur la collaboration de ses concurrents (CNG et Tennessee) et, par conséquent, résiste à toute tentative visant à forcer ses expéditeurs à compter sur CNG et Tennessee en vue d'un raccordement sur le réseau de TransCanada.

Les demandeurs ont soutenu que, en raison d'une politique américaine favorisant la concurrence dans le transport du gaz, de l'attrait des marchés en croissance de l'ouest et du centre de l'État de New York et de la détermination des SDL et des gros consommateurs de gaz de cet État de diversifier leur portefeuille d'approvisionnement en gaz, il y aura accroissement de la capacité pipelinère sur le marché. Les demandeurs ont conclu que, si la demande visant le prolongement Blackhorse est rejetée, d'autres installations pipelinères seront construites aux États-Unis et, par conséquent, le gaz permettant de desservir ce marché sera davantage de source américaine, ce qui ne serait pas le cas si le réseau de Blackhorse/Empire était en place.

Les demandeurs ont conclu que le pipeline d'Empire donnera lieu à une concurrence au sein des sociétés pipelinères sur ce marché, ce qui, en retour, entraînera une réduction des tarifs de transport et une augmentation de la consommation de gaz et fera naître des possibilités commerciales pour les producteurs et les distributeurs tant du Canada que des États-Unis.

Multiple Intervenors, une association non constituée et regroupant 39 grands utilisateurs ultimes industriels d'électricité et de gaz de l'État de New York, a indiqué dans une lettre de commentaires qu'un nombre important de ses membres faisant affaire dans les territoires de concession des SDL



pourraient être desservis par Empire. Multiple Intervenons a affirmé que le réseau de Blackhorse/Empire apportera une concurrence très souhaitée au sein des fournisseurs monopolistiques actuels du service pipelinier interétatique du centre et de l'ouest de l'État de New York; cette concurrence donnera lieu à de meilleures options de service, rendra les prix du gaz plus intéressants et permettra aux producteurs et aux distributeurs canadiens d'avoir plus facilement accès à ce marché. - Cette opinion a été partagée par Fulton Cogeneration Associates («Fulton»). Fulton a également soutenu que, malgré le fait que le rejet de la demande originelle visant le prolongement Blackhorse l'ait forcé à trouver des approvisionnements gaziers de rechange et d'autres moyens d'acheminer ce gaz à ses installations de cogénération, il croit néanmoins qu'une capacité pipelinère additionnelle est nécessaire dans l'ouest et le centre de l'État de New York pour permettre l'acheminement du gaz à partir de la frontière canado-américaine.

L'ASPIC a fait valoir que les producteurs de gaz canadiens se sont appliqués à repérer et à développer de nouveaux marchés sûrs dans la partie nord de l'État de New York et que, grâce au prolongement Blackhorse, ils seront mieux en mesure d'avoir accès à ces marchés. L'ASPIC a conclu que ces marchés souhaitent que le projet de réseau de Blackhorse/Empire aille de l'avant, ce qui leur assurera un accès au gaz de source canadienne. L'ASPIC a soutenu que le rejet de la demande visant le prolongement Blackhorse aura pour résultat le remplacement du gaz de source canadienne par du gaz de source américaine sur les marchés américains.

## **5.2 Besoins particuliers au projet**

RG&E est un service public de transport combiné d'électricité et de gaz naturel desservant en gaz des clients de la ville de Rochester et de certaines portions de sept comtés environnants situés dans l'ouest de l'État de New York.

RG&E perçoit le prolongement Blackhorse comme un lien entre le réseau actuel de TransCanada et le réseau proposé d'Empire, lien qui est essentiel à son programme visant à diversifier ses ententes d'approvisionnement en gaz, de transport et de stockage et, par conséquent, à réduire sa dépendance vis-à-vis de CNG. RG&E dépend actuellement de CNG pour la plus grande partie de ses besoins annuels en approvisionnement du réseau et pour la totalité de son service de transport.

RG&E a indiqué qu'il a négocié une entente de service avec CNG, laquelle prévoit que RG&E a la possibilité de réduire sa dépendance face à CNG pour une partie de ses besoins en approvisionnement du réseau et en service de transport. Plus précisément, l'entente permet à RG&E d'obtenir des cessions de la capacité de CNG sur les réseaux pipeliniers en amont de CNG et de passer des contrats d'approvisionnement en gaz dont le transport s'effectue sur un ou plusieurs de ces réseaux pipeliniers et sur le réseau de CNG jusqu'aux territoires de la concession de RG&E. RG&E a remarqué que ces cessions représenteront environ 50 % de l'approvisionnement de son réseau tout en maintenant sa dépendance vis-à-vis de CNG pour ce qui est du service de transport. Les 50 % restants seraient comblés par une décroissance de l'utilisation du réseau de CNG par RG&E et par la conclusion d'autres ententes d'approvisionnement, de stockage et de transport, notamment grâce à l'accès aux approvisionnements en gaz par le biais des réseaux pipeliniers de TransCanada, d'Empire et d'autres sociétés.

Pour ce qui est d'Empire, la nouvelle entente de service conclue avec CNG prévoit que les approvisionnements en gaz deviendront disponibles de façon progressive et ordonnée par le biais du réseau de Blackhorse/Empire. Plus précisément, cette instauration graduelle sera échelonnée sur deux

ans :  $4\,887\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $172,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) la première année et  $1\,558\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $55,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ), soit la quantité restante, la deuxième année.

RG&E a remarqué que, en supposant que la date de mise en service des installations d'Empire est le 1<sup>er</sup> novembre 1993, il ne peut qu'être assuré de maximiser son utilisation initiale du réseau d'Empire en avisant CNG le ou avant le 1<sup>er</sup> juillet 1992 de son intention de procéder à une réduction de  $1\,190\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $42,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993. De cette façon, RG&E pourrait se prévaloir graduellement de ses droits de transport de la première année sur le réseau de Blackhorse/Empire sans avoir à payer le double des frais liés à la demande (pour le service de transport sur le réseau de CNG et sur celui de Blackhorse/Empire). De plus, RG&E a indiqué être convaincu que, dans un tel cas, toutes les ententes contractuelles voulues et toutes les approbations réglementaires seront en place, de sorte que le gaz pourra être transporté sur le réseau de Blackhorse/Empire.

Le prolongement Blackhorse permettrait à RG&E de recevoir un approvisionnement en gaz à partir de deux endroits en amont de Kirkwall (Ontario). Premièrement, RG&E pourrait avoir accès au gaz de source canadienne sur le réseau de TransCanada à partir d'Empress (Alberta) (gaz transporté à longue distance). Deuxièmement, RG&E pourrait avoir accès au gaz de source américaine (gaz livré à courte distance ou gaz transitaire) sur les réseaux d'ANR et de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership («GLGT») par le Michigan. Cette source d'approvisionnement en gaz serait raccordée au réseau de TransCanada à St. Clair (Ontario) et, de là, le gaz serait acheminé sur les réseaux de TransCanada et d'Union jusqu'à Kirkwall (Ontario). Ce dernier tracé permettrait également à RG&E d'avoir accès au gaz de source canadienne par le réseau de GLGT/TransCanada.

Le 8 janvier 1991, RG&E a demandé à l'Office, aux termes de l'article 116 de la Loi, d'émettre une ou des ordonnances l'autorisant à importer au Canada à Sarnia (Ontario) et d'exporter ensuite de Chippawa (Ontario) un volume quotidien transitaire pouvant atteindre jusqu'à  $5\,991\,10^3\text{m}^3$  ( $211,5\,10^6\text{pi}^3$ ) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1991. Le volume total transitaire comprend  $2\,875\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $101,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) pour le service commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1991 plus deux augmentations subséquentes de  $1\,558\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $55,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) chacune à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1992 et du 1<sup>er</sup> novembre 1993. Comme le début du service sur le réseau de Blackhorse/Empire a été reporté au 1<sup>er</sup> novembre 1993, les dates sus-mentionnées ne s'appliquent plus et, par conséquent, il est prévu que la demande sera modifiée. La demande originelle est en instance devant l'Office.

Dans les motifs de décision GH-5-89 d'avril 1991, l'Office a accordé à Unigas une licence d'exportation de  $453\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $16,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) pendant 10 ans à compter de la date de la première livraison.

TransCanada a soutenu que toutes les approbations réglementaires canadiennes et américaines associées au prolongement Blackhorse ont été obtenues ou seront demandées dans un avenir rapproché. Dans son opinion et ordonnance n<sup>o</sup> 485 du 19 mars 1991, l'U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy («le DOE/FE») a accordé à RG&E l'autorisation d'exporter au Canada et de réimporter  $6\,445\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $227,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) pendant 15 ans. L'autorisation d'importation aux États-Unis demandée par RG&E, qui a trait à l'achat par contrat de  $453\,10^3\text{m}^3$  ( $16,0\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz de source canadienne par jour auprès d'Unigas, a été accordée par le DOE/FE le 16 mai 1991. Toutefois, TransCanada a remarqué que Kamine Syracuse n'a pas encore déposé sa demande d'importation devant le DOE/FE et qu'Union n'a pas non plus déposé sa demande visant des installations devant la Commission de l'énergie de l'Ontario («la CEO») pour le volume transitaire de  $1\,558\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $55,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) de RG&E.

RG&E a soutenu que, malgré le fait que le gaz à exporter via le prolongement Blackhorse soit du gaz de remplacement, la charge annuelle connaîtrait une augmentation constante de 1 à 1,5 % dans le territoire de sa concession. D'après les prévisions décennales de l'offre et de la demande de gaz qui ont été fournies, la consommation annuelle de gaz augmenterait de 9,6 % en dix ans, passant d'un volume estimatif de  $1\,473\,10^6\text{m}^3/\text{jour}$  ( $52,0\,10^9\text{pi}^3/\text{jour}$ ) en 1991 à  $1\,615\,10^6\text{m}^3/\text{jour}$  ( $57,0\,10^9\text{pi}^3/\text{jour}$ ) en l'an 2000.

RG&E a affirmé que sa capacité à absorber le gaz à transporter via le prolongement Blackhorse ne dépend pas de l'augmentation de la demande. Toutefois, il a soutenu que la concurrence accrue occasionnée dans l'ouest de l'État de New York par le prolongement Blackhorse et les installations d'Empire stimulera la demande de gaz, ce qui rend ses prévisions à long terme prudentes. RG&E est d'avis que ses clients représentent un marché établi et stable pour le gaz acheminé par le prolongement proposé de Blackhorse.

Kamine Carthage propose d'exporter, pendant 15 ans,  $402\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $14,2\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) à Chippawa (Ontario) pour son installation de cogénération à cycle combiné de 49,9 MW alimentée au gaz, laquelle doit être située à l'usine de James River à Carthage, comté de Jefferson, État de New York. Niagara Mohawk Power Corporation («Niagara Mohawk») achèterait l'électricité et James River II, Inc., achèterait l'énergie thermique résultante (vapeur) et l'utiliserait dans la fabrication d'essuie-tout et de mouchoirs de papier.

En avril 1991, par suite de l'audience GH-5-89, l'Office a délivré la licence d'exportation GL-158 à Kamine Carthage. En mars 1990, le DOE/FE a émis l'ordonnance 389 accordant à cette même société l'autorisation d'importer du gaz de source canadienne pendant 20 ans à compter de la date de la première livraison.

L'installation de cogénération de Kamine Carthage est actuellement en exploitation et utilise du gaz de source canadienne en vertu d'ententes intérimaires prévoyant une cession de la capacité de Consumers' sur le réseau de TransCanada à Niagara (Ontario). Kamine Carthage a remarqué que, si la demande visant les installations de Blackhorse n'est pas approuvée à temps, il a le droit, aux termes de son entente d'approvisionnement en gaz Kamine/Renaissance Energy Ltd. («Renaissance»), de mettre fin à son approvisionnement en gaz de source canadienne.

Kamine Syracuse propose d'exporter  $462\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $16,3\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) à Chippawa (Ontario) pour son installation de cogénération de 79,9 MW alimentée au gaz, laquelle doit être construite près du village de Solvay, comté d'Onandaga, État de New York. Niagara Mohawk achèterait l'électricité et New York State Fair et Olin Corporation achèteraient l'énergie thermique résultante. L'installation de Kamine Syracuse est actuellement en construction et les opérations commerciales devraient commencer à la fin de 1993.

Kamine Syracuse a déposé sa demande de licence d'exportation auprès de l'Office en avril 1992 mais n'a pas encore soumis au DOE/FE sa demande d'importation aux États-Unis.

Kamine a également remarqué que, en ce qui a trait au projet de Kamine Syracuse, les bailleurs de fonds de ce projet ont exigé que Kamine signe des ententes auxiliaires d'approvisionnement en gaz et de transport d'une durée de 15 ans, ententes qui ne nécessitent aucune autre approbation réglementaire de la part du Canada et, donc, ne prévoient aucun approvisionnement en gaz de source canadienne. Kamine a soutenu que, si le prolongement Blackhorse n'est pas approuvé à temps, les ententes auxiliaires exigées par les bailleurs de fonds seront mises en oeuvre, ce qui mettra en péril le projet de

Kamine Syracuse quant à son approvisionnement en gaz de source canadienne puisque les ententes supposent un approvisionnement en gaz de source américaine et le transport de ce gaz.

Kamine a conclu que, si le prolongement Blackhorse n'est pas approuvé, il serait dommage pour les producteurs canadiens que ces deux marchés à long terme présentant un facteur de charge élevée s'approvisionnent en gaz de source américaine.

TransCanada a remarqué que les contrats d'Encogen Four Partners, L.P., de Fulton Cogeneration Associates, d'Indeck Gas Supply Corporation-Corinth et d'Indeck Gas Supply Corporation-Ilion n'étaient plus la demande actuelle visant le prolongement Blackhorse (se reporter au tableau 2-2. page 9, des motifs de décision GH-1-91 de l'Office, juillet 1991). TransCanada a indiqué que, depuis le rejet de la demande GH-1-91, les centrales de cogénération expéditrices qui auraient utilisé le prolongement Blackhorse originel ont cherché à obtenir un service à Niagara (Ontario), à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1992, grâce l'augmentation proposée de la capacité de National Fuel sur la canalisation Niagara Spur Loop. Ces expéditeurs ont choisi Niagara (Ontario) plutôt que Chippawa (Ontario) pour leurs exportations parce que le rejet de la demande originelle visant le prolongement Blackhorse a entraîné un délai dans le service.

Les demandeurs ont suggéré à l'Office de se libérer de ses craintes en consultant la liste des expéditeurs ayant signé avec Empire des ententes de transport préalables pour la livraison de quelque 7 989 à 8 640 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (282,0 à 305,0 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/jour ) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993. Les cinq expéditeurs en questions sont les suivants : National Fuel Gas Supply, NYSEG, Niagara Mohawk, Sithe et U.S. Generating Company («U.S. Generating»). Le gaz à expédier pourrait être de source canadienne ou américaine et les marchés à desservir pourraient être un mélange d'industries et d'installations de cogénération.

St. Clair a constaté que, même si les volumes de ces expéditeurs additionnels n'ont pas été inclus dans ceux éayant la demande visant le prolongement Blackhorse, ces besoins potentiels démontrent clairement que les installations d'Empire et, partant, le prolongement Blackhorse sont nécessaires actuellement et à long terme.

Malgré qu'il ne cherche pas à obtenir une capacité sur le prolongement Blackhorse pour un service devant commencer le 1<sup>er</sup> novembre 1993, Sithe prévoit utiliser cette installation pour acheminer du gaz d'essai dès le 1<sup>er</sup> août 1994 et pour combler tous ses besoins en combustible à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1995. La capacité du prolongement Blackhorse permettra de fournir 5 241 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (185,0 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/jour) à son installation de cogénération à cycle combiné de 1 000 MW alimentée au gaz, qui doit être construite près de Scriba, État de New York. Au moins 850 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (30,0 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/jour) des besoins en combustible de l'installation seront comblés par du gaz de source canadienne. Sithe a appuyé sans réserve l'approbation du prolongement Blackhorse et croit que la construction du réseau de Blackhorse/Empire fera naître de nouvelles possibilités commerciales attrayantes pour le gaz canadien.

CNG a soutenu que les expéditeurs potentiels et éventuels de Blackhorse/Empire n'ont démontré, «... au mieux, qu'un certain intérêt à l'égard de cette route de transport et non pas un intérêt exclusif».

CNG a remarqué que le projet Blackhorse/Empire suppose le remplacement de l'entente d'approvisionnement en gaz actuellement en vigueur et qui permet de desservir un marché traditionnel susceptible de connaître une croissance modeste seulement. CNG a ajouté que la demande potentielle de cogénération sur le marché de l'État de New York pouvant être desservi par le biais du

prolongement Blackhorse est très hypothétique à ce moment-ci. CNG a conclu que ces marchés potentiels pourraient être desservis par les installations pipelinères actuelles ou futures des États-Unis.

Le NYSEO a indiqué que, à défaut de pouvoir compter sur Empire pour un troisième raccordement canadien, les possibilités d'accroissement de la capacité des deux raccordements existants seront rapidement dépassées par la demande accrue de gaz dans l'État de New York et dans tout le nord-est des États-Unis.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est convaincu que les projets particuliers (c.-à-d. ceux de RG&E, Kamine Carthage et Kamine Syracuse) précisés par TransCanada à l'appui du prolongement Blackhorse représentent des marchés sérieux et à long terme pour le gaz de source canadienne et américaine. Plus précisément, l'Office a constaté que RG&E est une importante SDL américaine qui possède de vastes ressources et qui a signé des contrats à long terme utilisant la capacité du prolongement Blackhorse afin d'avoir accès au gaz de source canadienne et américaine en vue de remplacer la plus grande partie du gaz qu'il achète de CNG, son seul fournisseur de gaz. De plus, l'Office constate que les projets de cogénération de Kamine Carthage et de Kamine Syracuse sont déjà avancés et que, jusqu'à maintenant, ces deux sociétés ont pris d'importants engagements contractuels et financiers à long terme afin de s'assurer d'avoir accès au prolongement Blackhorse et aux approvisionnements canadiens en gaz.

Pour ce qui est de la force de l'ensemble du marché et de sa croissance potentielle, l'Office admet en preuve le témoignage de M. Hughes, expert-conseil des demandeurs.

L'Office reconnaît la preuve fournie par le NYSEO et les projections sur les marchés contenues dans le *1991 State Energy Plan* en tant que justification supplémentaire du potentiel de croissance du marché du gaz de l'État de New York. L'Office est d'accord avec les parties qui ont soutenu que, compte tenu qu'il existe des moyens d'accès viables à ce marché, les approvisionnements en gaz canadien seront concurrentiels et joueront un rôle dans la satisfaction de la demande future de ce marché. À cet égard, l'Office remarque que la preuve fournie par NYSEG, Niagara Mohawk, Sithe, U.S. Generating et National Fuel est une indication de la possibilité de ventes additionnelles de gaz canadien au marché de l'État de New York, lequel pourrait être approvisionné dans l'avenir par le réseau de Blackhorse/Empire.

L'Office est persuadé que les projets étayant les installations demandées sont suffisamment avancés pour ce qui est des ententes de transport en amont et en aval, des ententes de ventes de gaz et de l'obtention de toutes les approbations réglementaires canadiennes et américaines à l'appui de ces installations. L'Office croit qu'il est raisonnable de s'attendre que toutes les questions contractuelles et réglementaires en suspens soient réglées en temps opportun.

Toutefois, pour s'assurer que les installations du prolongement Blackhorse seront exploitées et utiles à long terme, le début des travaux de construction sera assujéti à la condition suivante : TransCanada devra démontrer à l'Office que toutes les approbations réglementaires des gouvernements américain et canadien relatives aux

nouveaux volumes d'exportation garantis ou aux volumes d'importation destinés à l'exportation ont été reçus.

# Chapitre 6

## Ententes de transport et garanties financières

---

### 6.1 Ententes de service de transport et de stockage

TransCanada a conclu avec Kamine Carthage et Kamine Syracuse des ententes préalables pour la livraison, à partir d'Empress (Alberta) jusqu'au point d'exportation de Chippawa (Ontario), de  $864 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $30,5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ) de gaz par jour. (Voir les tableaux 6-1 et 6-2).

En amont, les deux expéditeurs étrangers se sont assurés d'un transport garanti sur les réseaux de NOVA Corporation of Alberta («NOVA») et de TransGas Limited («TransGas»); en aval, ils ont conclu des ententes de service de transport avec Empire et Niagara Mohawk pour la livraison de gaz à leurs installations respectives.

TransCanada a remarqué que toutes les ententes de transport en amont et en aval pour RG&E, Kamine Carthage et Kamine Syracuse ont été conclues et que son entente de service de transport avec chacun de ces expéditeurs est à long terme (c.-à-d. pour 15 ans à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993).

RG&E a également signé avec TransCanada deux ententes de transport préalables pour la livraison de  $4\,433 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  ( $156,5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$ ) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993, du point de réception de St. Clair (Ontario) jusqu'au point d'exportation de Chippawa (Ontario). De plus, RG&E a conclu avec TransCanada une entente préalable pour la livraison de  $453 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $16,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ) par jour de gaz de source canadienne à partir d'Empress (Alberta) jusqu'au point d'exportation de Chippawa (Ontario). (Voir le tableau 6-1.)

Pour ce qui est de son approvisionnement en gaz de source américaine s'élevant à  $4\,433 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  ( $156,5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$ ) et devant commencer le 1<sup>er</sup> novembre 1993, RG&E a signé des ententes à long terme avec ANR pour la livraison de gaz provenant de divers bassins d'approvisionnement des États-Unis jusqu'aux installations d'entreposage d'ANR près de Farwell, Michigan, ou aux raccordements des réseaux d'ANR et de GLGT. De plus, RG&E et ANR ont conclu une entente de service d'entreposage relative à l'injection et au retrait du gaz devant être transporté par ANR pour RG&E. (Voir les tableaux 6-2 et 6-3.)

RG&E a conclu une entente de service de transport avec GLGT pour la livraison de gaz, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993, à partir de différents points sur le réseau d'ANR jusqu'à St. Clair, Michigan. La FERC a approuvé récemment l'agrandissement des installations de GLGT pour qu'elles puissent fournir à RG&E le service de transport de  $4\,433 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  ( $156,5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$ ) requis à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993. Toutefois, GLGT n'a pas encore soumis à la FERC une demande visant les nouvelles installations requises pour fournir à RG&E un service additionnel de transport de  $1\,558 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  ( $55,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$ ) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1994.

En aval du réseau de TransCanada, RG&E et Empire ont conclu une entente préalable qui a été modifiée et reformulée et qui est valable pour 15 ans. Cette entente a trait à la réception et à la livraison d'un volume de gaz pouvant atteindre jusqu'à  $6\,445 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  ( $227,5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{jour}$ ) et ce, à partir du point de raccordement du prolongement Blackhorse proposé par TransCanada et des installations proposées par Empire près de Chippawa (Ontario) jusqu'à différents points de livraison dans l'ouest de l'État de New York. En janvier 1991, la NYPSC a émis l'ordonnance NYPSC 91-3

autorisant la construction du réseau d'Empire. De même, en juillet 1991, la FERC a accordé à Empire la permission de construire et d'exploiter des installations qui relieraient le réseau d'Empire au prolongement Blackhorse proposé par TransCanada et passant sous la rivière Niagara près de Grand Island, État de New York.



**Tableau 6-1**  
**Ententes de service de transport conclues par RG&E et Kamine avec TransCanada**

Expéditeur	Type de service	Jour de pointe		Point de réception	Point de livraison
		10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /jour		
<b>a) Livraison à courte distance : St. Clair à Chippawa</b>					
RG&E	Garanti	2 875	101,5	Sarnia	Chippawa
RG&E	Garanti	1 558	55,0	Sarnia	Chippawa
<b>b) Transport à longue distance : Empress à Chippawa</b>					
RG&E	Garanti	453	16,0	Empress	Chippawa
Kamine Carthage	Garanti	402	14,2	Empress	Chippawa
Kamine Syracuse	Garanti	462	16,3	Empress	Chippawa
Total		5 750	203,0		

**Tableau 6-2**  
**Ententes de transport en amont et en aval**

---

	Jour de pointe
Expéditeur	$10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$

---

**Tableau 6-3**  
**Ententes de service de transport et de stockage conclues par RG&E avec des sociétés**  
**pipelinières américaines**

Pipeline	Type de service	Jour de pointe		Point de réception	Point de livraison
		10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /jour		
1. ANR	Transport garanti (région du sud-ouest)	1 201	42,4	Diverses régions d'approvisionnement des États-Unis	Installations d'entreposage d'ANR au Michigan et de GLGT à Farwell au Michigan
2. ANR	Transport garanti (canalisation du sud-est)	1 841	65,0	Diverses régions d'approvisionnement des États-Unis	Installations d'entreposage d'ANR au Michigan et de GLGT à Farwell au Michigan
3. ANR	Stockage du gaz	a) 1 190 b) 4 326	46,0 152,7		
4. GLGT	1 - Transport garanti	2 904	102,5	Farwell, Capac et Muttonville, Michigan	St. Clair, Michigan
	2 - Transport garanti	1 558	55,0		
5. Empire	Transport garanti	c)		Niagara Falls, New York	Divers points dans l'État de New York

a) Injection

b) Retrait

c) Une quantité maximale de 4 887 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (172,5 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/jour) à compter de la date d'entrée en service jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 1994 et de 6 445 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (227,5 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/jour) du 1<sup>er</sup> novembre 1994 jusqu'à la fin de l'entente.

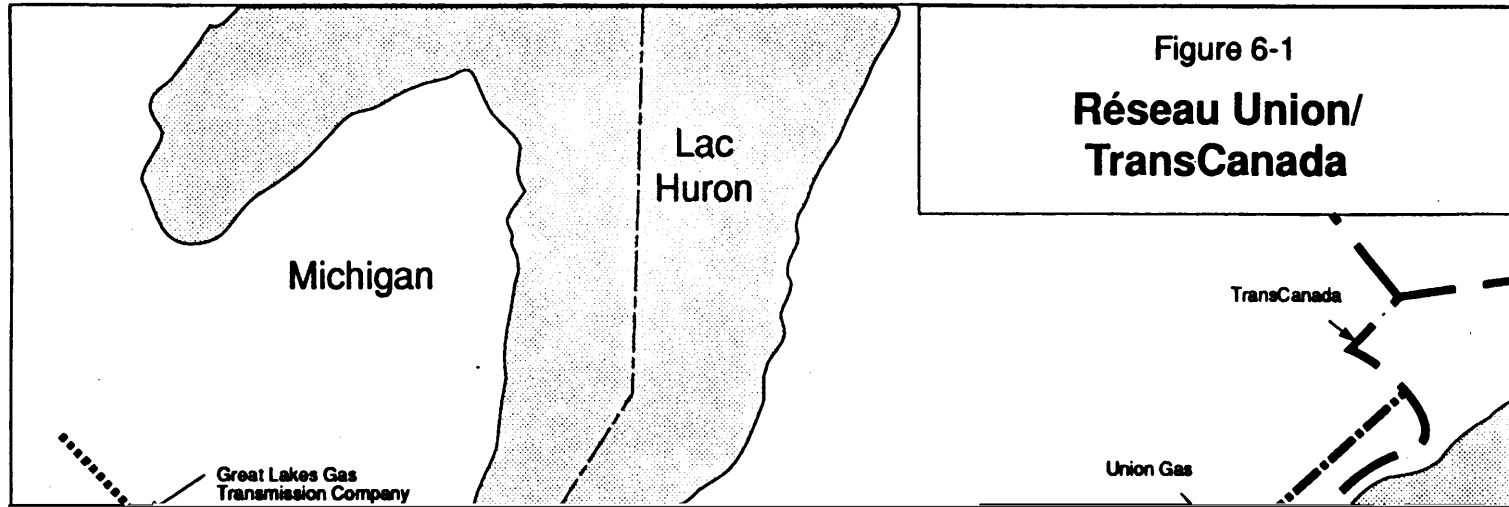
Dans sa décision GH-2-87, section 9.3.1, l'Office a établi que «... à l'avenir, TransCanada devrait chercher à obtenir l'approbation de l'Office avant de s'engager à modifier ses obligations contractuelles à long terme avec d'autres sociétés pipelinières lorsque les coûts des services de transport fournis aux termes des contrats sont inclus dans ses besoins en revenus». En conséquence, dans le cadre de la présente audience, TransCanada a demandé une approbation visant une augmentation de  $4\,433\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $156,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) de ses droits de transport garanti sur le réseau d'Union; cette augmentation résulte de l'entente de cession intervenue entre RG&E, TransCanada et Union pour  $2\,875\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $101,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) et de l'entente M-12 signée par TransCanada et Union pour le volume restant de  $1\,558\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $55,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) permettant de fournir à RG&E un service de liaison à courte distance de St. Clair à Chippawa.

Union et RG&E ont signé un contrat M-12 de transport garanti valable pour 15 ans en vue de la livraison de  $2\,875\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $101,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) de Dawn à Kirkwall (Ontario). Par la suite, RG&E, TransCanada et Union ont conclu une entente de cession en vertu de laquelle RG&E a cédé à TransCanada le contrat M-12 de transport garanti d'Union/RG&E.

TransCanada a expliqué que l'entente de cession a été conclue de façon qu'il puisse disposer d'une capacité suffisante sur le réseau d'Union pour fournir à RG&E un service de transport garanti et intégré. TransCanada a indiqué que, au moment où il a déposé sa demande originelle visant le prolongement Blackhorse, il envisageait de fournir à RG&E un service de transport entre Kirkwall (Ontario) et Chippawa (Ontario). RG&E aurait alors été responsable de rendre le gaz disponible à Kirkwall (Ontario). RG&E a par la suite précisé davantage ses besoins en transport et le point de réception est devenu le raccordement de TransCanada avec GLGT à la rivière St. Clair. TransCanada a soutenu que, comme il ne disposait pas lui-même d'une capacité suffisante sur le réseau d'Union pour se plier à ce changement et comme RG&E avait déjà pris des dispositions avec Union, il a été proposé de céder à TransCanada les droits de RG&E à un tel service au cours de la période pendant laquelle TransCanada fournirait un service équivalent à RG&E.

L'entente de cession prévoit que, pendant le laps de temps où TransCanada est dans l'obligation de fournir à RG&E un service de transport de  $2\,875\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $101,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ), TransCanada sera la partie liée par contrat à Union pour un niveau équivalent de service sur le réseau d'Union entre Dawn et Kirkwall (Ontario). Toutefois, après 12 ans, si RG&E opte pour une réduction du service de transport fourni par TransCanada, c'est cette dernière société qui décidera si elle doit signer un contrat avec Union pour tout volume supérieur à celui du service qu'elle doit fournir à RG&E. RG&E resterait toutefois responsable envers Union du paiement des frais liés à la demande pour la capacité engagée mais non utilisée par TransCanada. La figure 6-1 présente l'emplacement du réseau d'Union par rapport au tracé de transport entre Sarnia et Kirkwall.

TransCanada a conclu que RG&E demeure responsable envers Union pour tout niveau de service compris entre le volume de  $2\,875\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $101,5\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) et la portion de la capacité devenue disponible par suite de la réduction et que TransCanada aura décidé d'apporter pour le reste de la période visée par le contrat avec Union. TransCanada a affirmé que cette façon de procéder incite RG&E à ne pas réduire son contrat avec TransCanada. (Voir également le chapitre 11, «Questions touchant la conception des droits».)



Consumers' a indiqué que, au départ, la possibilité que TransCanada accorde à RG&E un traitement de faveur l'a préoccupé, étant donné que TransCanada répartirait sur l'ensemble de son réseau des coûts que RG&E devrait assumer directement. Toutefois, comme TransCanada pourra utiliser la capacité prévue à l'entente M-12 mais non requise pour RG&E afin d'offrir des services qui seront profitables à d'autres expéditeurs, et comme TransCanada a pour politique de fournir un service de transport intégré aux SDL canadiennes dans des situations semblables, Consumers' ne s'est pas objecté à la cession proposée. Consumers' a également souligné que rien ne permet de faire la distinction entre la cession proposée et un contrat direct entre Union et TransCanada pour les mêmes fins; à titre d'exemple, Consumers' a mentionné le contrat de service de livraison à courte distance de 1 558 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (55,0 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/jour) pour RG&E et le contrat approuvé récemment par l'Office dans le cadre de l'audience GH-4-91 pour le service de livraison à courte distance de 1 062 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (37,5 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>/jour) pour Tennessee.

NYSEG et Sithe/Enron ont appuyé la cession de la capacité de RG&E sur le réseau d'Union à TransCanada.

Les demandeurs ont remarqué que toutes les ententes de service de transport de RG&E sont de 15 ans et que, à l'exception de l'entente avec Union, elles renferment des dispositions prévoyant une réduction des volumes à compter de la treizième année du contrat. Aux termes de ces dispositions, RG&E peut réduire de 33 1/3 % par année son droit à un volume de gaz. RG&E a laissé entendre que de telles dispositions lui laisseraient la souplesse voulue pour se tourner vers d'autres options d'approvisionnement et de transport après la douzième année du contrat si de telles options étaient attrayantes. RG&E a soutenu ne pas avoir, actuellement, l'intention d'exercer ses droits aux termes de ces dispositions et qu'il est tout aussi probable qu'il cherchera à augmenter et à étendre ses ententes de service.

TransCanada a remarqué que, si RG&E décidait d'opter pour une réduction des volumes prévus et si cette capacité devenait disponible, il offrirait cette capacité, conformément à ses procédures de mise en file d'attente, à des expéditeurs potentiels qui proposeraient d'utiliser le point d'exportation de Chippawa (Ontario) ou de Niagara (Ontario). Cette dernière offre ne serait possible que si une capacité suffisante devenait disponible entre la jonction Blackhorse et Niagara (Ontario).

Les demandeurs ont soutenu que RG&E a intérêt, sur le plan économique, à utiliser pleinement ses ententes de service avec TransCanada pendant les 15 ans prévues, étant donné que RG&E continuera d'être responsable devant Union de tous les engagements contractuels y compris le paiement des frais liés à la demande pendant toute la durée de l'entente de cession conclue par TransCanada, RG&E et Union.

RG&E a indiqué qu'il orientait ses activités en vue de la date d'entrée en service prévue pour le 1<sup>er</sup> novembre 1993 pour le transport du gaz sur le prolongement Blackhorse et sur tous les autres réseaux de transport associés en amont et en aval. RG&E a ajouté que cette date l'oblige à commencer à remplir ses installations d'entreposage du Michigan au printemps 1993 de sorte que les injections soient terminées avant le début de la saison de chauffage 1993-1994.

### *Opinion de l'Office*

L'Office accepte les ententes de service de transport garanti à long terme et les ententes préalables déposées à l'appui de la demande visant les installations du prolongement Blackhorse.

Cependant, toute approbation accordée par l'Office relativement à la demande en cause sera assujettie à la condition suivante : avant le début des travaux de construction, TransCanada devra démontrer que, pour ce qui est du transport de tous les nouveaux volumes garantis sur le prolongement Blackhorse, tous les contrats de transport ont été signés et toutes les approbations réglementaires voulues ont été accordées par les organismes fédéraux du Canada et des États-Unis pour ce qui est des installations en amont et en aval ou des services de transport.

L'Office est convaincu que l'acquisition, par TransCanada, d'une capacité de 4 433  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$  (156,5  $10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) sur le réseau d'Union en vertu de l'entente M-12 est dans l'intérêt du public et est nécessaire pour la prestation du service à RG&E.

### **Décision**

**L'Office approuve l'entente de cession d'un volume de 2 875  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$  (101,5  $10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) conclue par RG&E, TransCanada et Union; il approuve également l'entente M-12 intervenue entre TransCanada et Union pour un volume de 1 558  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$  (55,0  $10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ).**

## **6.2 Garanties financières**

TransCanada a soutenu que les pièces justificatives et les preuves d'ordre financier déposées lors de l'audience GH-4-91 et adoptées ici à titre de référence, de même que son rapport annuel de 1991 démontrent adéquatement que sa situation financière est solide et qu'il a la compétence voulue pour mettre en oeuvre le programme des installations demandées.

En ce qui a trait à RG&E, TransCanada a affirmé que cette société est un grand service public bien établi et financièrement solide, comme il est démontré dans son rapport annuel de 1991, et que, à ce titre, il n'a pas à fournir à TransCanada des garanties financières particulières, mis à part la signature de contrats de service de livraison à courte distance. Quant aux contrats de RG&E visant le transport à longue distance de 453  $10^3\text{m}^3/\text{jour}$  (16,0  $10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ), RG&E a conclu une «entente d'exécution avec garanties financières» permettant à TransCanada d'exiger périodiquement une garantie financière sous une forme ou une autre.

Pour ce qui est de Kamine, TransCanada a souligné qu'il s'était assuré de la signature d'une entente d'exécution avec garanties financières aux termes de laquelle Kamine s'est engagé, pour ses projets de cogénération, à fournir à TransCanada une lettre de crédit (ou son équivalent) couvrant un an de frais liés à la demande avant de passer un contrat de service garanti avec TransCanada.

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

Comme il est indiqué en toutes lettres dans ses motifs de décision GH-5-89 et comme il a été réitéré dans ses récents motifs de décision GH-4-91, section 3.7, «Risque et garanties financières» (page 26), l'Office est d'avis que TransCanada devrait conserver le droit de déterminer le genre de garanties financières à négocier avec chacun des expéditeurs potentiels. De la même façon, l'Office croit que TransCanada devrait avoir le droit de déterminer si de telles garanties financières sont nécessaires ou non, comme il l'a fait dans le cas de RG&E.

L'Office estime que la prudence de la décision de TransCanada de ne pas exiger de telles assurances serait réexaminés si RG&E ne respectait pas ses engagements quant aux frais liés à la demande et si TransCanada déposait une demande visant le recouvrement de ces frais auprès des autres expéditeurs de son réseau.



# Chapitre 7

## Installations

---

### 7.1 Conception des installations

Les installations du prolongement proposé de Blackhorse visées par la demande de TransCanada aux termes de l'article 58 de la Loi incluent une unité de compression permanente de 6,3 MW à la station 1301 (Kirkwall), une conduite de 610 mm (24 po) de diamètre extérieur sur 20,6 km (12,8 mi) et des installations de comptage à Chippawa. Les dimensions de la conduite (610 mm de diamètre extérieur) seraient compatibles avec celles du réseau proposé par Empire. Le coût en capital des installations proposées est évalué à 39,1 millions de dollars (\$) de 1992). La date prévue de mise en service est le 1<sup>er</sup> novembre 1993. TransCanada a proposé d'avoir recours à un forage dirigé sous le chenal Chippawa de la rivière Niagara et pour d'autres traversées de cours d'eau choisis.

La conception de TransCanada visait à doter les installations d'une capacité suffisante pour acheminer les volumes initiaux de  $5\,750\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $203\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) par Chippawa, capacité pouvant être portée à  $16\,430\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $580\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) avant qu'il ne soit nécessaire d'aménager de nouvelles installations.

TransCanada a examiné la possibilité d'utiliser une conduite de 508 mm (20 po) de diamètre extérieur pouvant fournir capacité de  $10\,963\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $387\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ), la station 211 fonctionnant à la pression maximale de service admissible. La société a toutefois conclu qu'une conduite de plus petit diamètre ne conviendrait pas, étant donné que la capacité du réseau Niagara-Kirkwall serait restreinte par la pression d'admission résultante sur le prolongement Blackhorse et que la capacité ne serait pas suffisante pour permettre un accroissement ultérieur à Chippawa.

TransCanada a proposé l'utilisation des normes de conception de catégorie 3 de l'ACNOR pour tout le prolongement Blackhorse en se fondant sur la possibilité d'un aménagement ultérieur des terres le long du tracé du pipeline. Il a été calculé que le coût supplémentaire de cette amélioration serait d'environ 80 000 \$; après la construction, ce coût serait de l'ordre de 1 million de dollars.

Pendant l'audience, CNG a fait part de ses préoccupations quant à la nécessité globale des installations et a remarqué que le prolongement Blackhorse n'augmenterait pas de façon marquante la capacité totale de la canalisation Niagara. CNG a souligné que, avec le prolongement Blackhorse, la capacité supplémentaire du réseau Niagara-Kirkwall serait d'environ  $2\,181\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $77\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) et qu'elle diminuerait à  $198\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $7\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) si la station 209 était réformée. Lors du contre-interrogatoire mené par CNG, TransCanada a indiqué que le prolongement Blackhorse permettrait de profiter de la possibilité d'expansion à bon marché du réseau Niagara-Kirkwall. CNG a remarqué que si le prolongement Blackhorse était construit, cette modeste augmentation nette de capacité d'exportation dans la région de Niagara aurait pour conséquence de contraindre la capacité d'exportation maximale du réseau de pipeline interétatique à Niagara.

#### *Opinion de l'Office*

L'Office est d'avis que la conception proposée fait bon usage de la possibilité d'accroissement du réseau Niagara tout en assurant un potentiel d'agrandissement futur de tout le réseau.

L'office accepte la décision de TransCanada d'utiliser les normes de conception de catégorie 3 de l'ACNOR pour tout le prolongement proposé, étant donné que l'aménagement éventuel des terres le long du tracé du pipeline exigera une amélioration de la conduite et que le coût supplémentaire que représente la construction de tout le pipeline selon les exigences techniques de la catégorie 3 est inférieur au coût d'une seule amélioration.

L'Office est convaincu que les installations demandées sont appropriées et accepte la conception des installations de TransCanada.

## 7.2 Traversée des cours d'eau par forage dirigé

Le recours à un forage dirigé est proposé sous le chenal Chippawa, la rivière Welland et le ruisseau Lyons en même temps que le Queen Elizabeth Way («QEW»). La technique du forage dirigé comporte le forage d'un avant-trou suivant un arc prédéterminé sous la rivière, à l'aide d'un appareil à forage incliné et d'un moteur fond de trou, de même que de divers forets à roc. Une fois l'avant-trou aménagé, le trou sera élargi pour qu'il puisse recevoir le tuyau transporteur. Ce dernier sera assemblé et soudé en un train continu sur le côté de la rivière opposé au trou de forage; une fois terminé le processus d'élargissement, le tuyau transporteur est tiré à travers le trou. Cette technique a été présentée comme étant techniquement faisable et comme étant préférable, sur le plan de l'environnement, au creusement de tranchées à ces trois endroits. Le forage sous le chenal Chippawa serait entrepris à partir de Grand Island, sous la supervision d'ANR; il serait assujéti aux conditions imposées par l'Office et d'autres organismes de réglementation. TransCanada serait responsable des traversées de la rivière Welland et du ruisseau Lyons/QEW. Pour la portion américaine de la traversée du chenal Chippawa, Empire a demandé et reçu l'approbation de la FERC pour le forage dirigé seulement, soulignant que toute autre technique de traversée, comme le creusement de tranchées, devrait être approuvée par l'U.S. Army Corps of Engineers aux termes de l'article 10 du *Rivers and Harbours Act*.

Dans ses mémoires et ses témoignages, TransCanada a évalué la faisabilité et le risque de la traversée des cours d'eau par forage dirigé en examinant des facteurs comme l'état du sous-sol, la longueur du forage, le diamètre de la conduite et le rayon de courbure du tracé de forage. Une recherche géotechnique menée à travers le chenal Chippawa a révélé que les matériaux du sous-sol sont surtout constitués de moraine glaciaire surmontant la roche mère. Le forage dirigé serait effectué principalement dans la roche mère, celle-ci étant formée de couches horizontales de dolomies et de schiste argileux. D'après les renseignements recueillis et l'expérience acquise lors de la traversée de la rivière Lewiston, TransCanada a indiqué être très confiant que les trois forages dirigés seraient exécutés selon les plans. ANR a exprimé le même degré de confiance quant à la traversée du chenal Chippawa, indiquant qu'il travaillerait avec l'un des principaux entrepreneurs spécialisés dans le forage dirigé afin d'appliquer des techniques de pointe connues et éprouvées aux forages de la rivière Niagara.

CNG et certains résidants de Grand Island, État de New York, ont mis en question la faisabilité technique du forage dirigé, citant des exemples où des traversées par forage ont échoué et faisant état de la défaillance des pipelines en général.

Une des préoccupations exprimées avait trait aux approbations réglementaires d'une technique classique de traversée qu'il faudrait obtenir si celle du forage échouait. TransCanada a indiqué que l'approbation de la technique classique en tant que mesure d'urgence n'est sollicité que de l'Office.

Quant aux approbations de la FERC et de la NYPSC relatives à la technique classique de traversée du chenal Chippawa, ANR a indiqué que ces organismes ont décidé qu'il faudra obtenir la permission d'utiliser la méthode de creusement de tranchées si celle du forage dirigé devait être abandonnée. Empire serait dans l'obligation de fournir d'autres renseignements sur la méthode proposée. Empire n'a pas fourni de tels renseignements parce qu'il n'a pas l'intention de creuser des tranchées et qu'il ne s'attend pas à avoir recours à cette méthode puisqu'il est clair, à son avis, que le forage dirigé réussira. Pour ce qui est de la traversée de la rivière Welland et du ruisseau Lyons, TransCanada n'a pas indiqué s'il obtiendra des organismes provinciaux compétents l'autorisation d'utiliser une méthode classique de traversée à titre de mesure d'urgence. TransCanada ne voyait aucune raison justifiant l'abandon du forage dirigé en faveur d'une méthode classique de traversée. TransCanada a indiqué que l'établissement d'un calendrier ne devrait pas être considéré comme un facteur à prendre en compte.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est persuadé que les demandeurs ont fourni suffisamment de preuves à l'appui de la faisabilité technique du forage dirigé et remarque que cette méthode est compatible avec l'approbation de la FERC pour la portion américaine de la traversée du chenal Chippawa. Toutefois, l'Office ne considère pas que les recherches géotechniques sont approfondies et ne partage pas la confiance absolue d'ANR quant au succès assuré du forage dirigé.

En ce qui a trait à la méthode classique de traversée du chenal Chippawa de la rivière Niagara, advenant le cas d'un échec du forage dirigé, l'Office est d'avis que, étant donné que d'autres approbations réglementaires demeurent en suspens, il est trop tôt pour que l'Office approuve cette mesure d'urgence. De même, comme TransCanada n'a pas indiqué s'il cherchera à obtenir, avant le début du forage dirigé, les approbations provinciales nécessaires pour la traversée de la rivière Welland et le ruisseau Lyons de même que son affluent temporaire selon une méthode classique, l'Office considère que l'approbation de la mesure d'urgence n'est pas indiquée pour le moment.

Si un important dépassement des coûts de ce projet se produit par suite de problèmes inattendus au cours du forage dirigé ou de l'abandon de cette méthode, l'Office révisera, aux termes de la partie IV de la Loi, la prudence des décisions des demandeurs sur les plans suivants : la planification, la préparation et l'exécution des contrats de forage dirigé; l'estimation des coûts associés; et toute démarche et tout coût concomitant liés à l'obtention des approbations des techniques classiques de rechange pour la traversée des cours d'eau et la mise en oeuvre de ces techniques. Bien que l'Office appuie le choix de cette technique de pointe, il se préoccupe de la minutie avec laquelle les demandeurs se sont préparés à utiliser cette technique. L'Office a donc accepté les engagements des demandeurs et a rendue son approbation conditionnelle au règlement de ces préoccupations.

### **Décision**

**À l'exception du creusement de tranchées pour la traversée du chenal Chippawa de la rivière Niagara, de la rivière Welland et du ruisseau Lyons en même temps que le QEW, l'Office approuve la conception des installations demandées par TransCanada.**

# Chapitre 8

## Questions touchant le tracé et les terres

---

### 8.1 Préavis publics

En 1990, l'Office a publié des directives touchant les préavis publics sur les propositions de projets relatifs à l'énergie. Ces directives avaient pour but de permettre au public de contribuer aux étapes de la planification et de l'élaboration des projets, contribution qui serait ensuite intégrée aux demandes présentées à l'Office. L'Office s'attendait que la publication de tels avis et la contribution du public en temps opportun amélioreraient son processus de réglementation.

TransCanada, en collaboration avec son expert-conseil en planification environnementale (Ian Moncrieff, expert-conseil en environnement), a commencé à aviser le public de son projet de prolongement Blackhorse en juin 1989. Les premiers contacts ont été établis par téléphone, par lettre ainsi que par le biais de visites du site. Des lettres décrivant le projet proposé ont été postées à tous les propriétaires dont le bien-fonds se trouvait le long du tracé proposé, aux organismes gouvernementaux locaux, provinciaux et fédéraux, de même qu'aux associations communautaires et aux groupes d'intérêt spéciaux. Ces pallies ont été invitées à participer au choix du tracé et au processus d'évaluation environnementale. En août 1989, à titre de suivi de ses contacts initiaux, TransCanada a fait parvenir à tous les propriétaires une lettre décrivant le projet plus en détail ainsi qu'une carte du tracé proposé.

Au début de septembre 1989, TransCanada a déposé son étude du choix du tracé auprès de l'Office. Des copies de ce rapport ont été envoyées aux membres du Comité de coordination des pipelines de l'Ontario («CCPO»), aux organismes gouvernementaux et aux groupes d'intérêt spéciaux. Les commentaires reçus ont été incorporés au Rapport d'évaluation des incidences environnementales et socio-économiques («le Rapport d'évaluation»), lequel a été posté aux parties sus-mentionnées au début d'octobre 1989 pour qu'elles fassent connaître leurs commentaires.

Conformément aux directives de l'Office touchant les préavis publics, TransCanada a fait paraître, dans le journal de St. Catharines (*The Standard*), quatre avis consécutifs (les 21, 25 et 28 octobre et le 1<sup>er</sup> novembre 1989) décrivant le projet de prolongement Blackhorse et invitant les membres intéressés du public à une journée d'accueil le 2 novembre 1989. Quelque 24 propriétaires ont répondu à l'invitation.

Entre octobre 1990 et le début de l'audience GH-1-91, TransCanada a continué de communiquer avec les propriétaires et les parties intéressées; par le biais d'un sondage, il a obtenu le consentement de tous les propriétaires susceptibles d'être touchés par le projet, à l'exception d'un seul qui réside dans un autre pays.

TransCanada a indiqué que, en décembre 1990, aucun des propriétaires avec lesquels il avait communiqué n'avait exprimé de préoccupations au sujet du projet.

Par le biais d'un avis public dans la *Gazette du Canada*, les journaux de l'ensemble du pays et, localement, de la péninsule du Niagara et de l'ouest de l'État de New York; le grand public a été invité par l'Office à faire connaître ses commentaires au sujet des questions environnementales soulevées par le projet.

En vue de l'audience GH-R-1-92, TransCanada a tenu une assemblée publique le 24 mars 1992 au centre communautaire de Port Robinson. Un avis d'assemblée avait été publié dans le *Thorold News*, le *Review* de Niagara Falls, le *Welland-Port Colborne Tribune* et *The Standard* le 18 mars 1992. TransCanada a tenté d'inciter à participer à l'assemblée non seulement les propriétaires dont le bien-fonds se situe le long du tracé proposé mais aussi toute personne susceptible d'avoir des questions à poser sur le pipeline proposé ou préoccupée par le projet. Environ 22 propriétaires et résidents du secteur ont pris part à l'assemblée publique tenue le 24 mars 1992. TransCanada a indiqué que bon nombre des personnes présentes ont affirmé être en faveur de la construction du prolongement Blackhorse, compte tenu des répercussions positives de ce projet sur l'économie locale, ces gens ont aussi exprimé leur satisfaction quant aux efforts déployés par TransCanada pour les renseigner sur le prolongement Blackhorse.

Un propriétaire, M. Rempel, a déclaré que lui-même et son épouse avaient fait part de leurs inquiétudes à TransCanada mais que ce dernier n'en avait pas tenu compte dans le dossier relatif aux préoccupations du public. M. Rempel a répété le point suivant dans son argument final : malgré qu'il ait fait part de ses inquiétudes à TransCanada, cette société a indiqué dans sa preuve que, en décembre 1990, aucun propriétaire n'avait exprimé de préoccupations au sujet du projet. M. Rempel a également remarqué que TransCanada n'avait pas décrit adéquatement sa ferme laitière dans son Rapport d'évaluation. À son avis, il s'agit là d'une indication du fait que TransCanada n'est pas disposé à régler les problèmes potentiels.

### *Opinion de l'Office*

L'Office reconnaît les préoccupations exprimées par M. Rempel et constate que TransCanada a également indiqué dans son témoignage qu'il n'avait pas discuté des effets potentiels des activités de forage dirigé avec ce dernier. Selon l'Office, même si TransCanada a avisé en temps opportun toutes les parties touchées, la demande proposée n'a pas été discutée à fond avec toutes les parties intéressées au projet et que toutes les préoccupations n'avaient pas été adéquatement mises en lumière. L'Office s'attend que, à l'avenir, TransCanada soit plus consciencieux dans ses discussions avec les parties intéressées lors de l'étape des préavis publics.

## **8.2 Critères relatifs au choix du tracé**

La demande de TransCanada décrit le processus utilisé pour repérer, évaluer et comparer les tracés de rechange pour le prolongement proposé de Blackhorse. Le principal objectif de l'étude sur l'établissement de tracés de rechange était le choix d'un emplacement général pour le tracé du pipeline, qui répondrait aux exigences de l'Office. Le processus comprenait les étapes suivantes :

- la détermination d'un secteur d'étude;
- l'établissement de tracés de rechange dans le secteur à l'étude;
- l'évaluation de chaque tracé quant à ses incidences sur les milieux naturels et aménagés et sur la société; et
- la recommandation d'un tracé privilégié.

Les principaux facteurs environnementaux utilisés par TransCanada dans l'établissement de tracés de rechange sont inclus dans ses critères d'évaluation et sont décrits à l'annexe IV.

### *Opinion de l'Office*

Toute société proposant de construire des installations pipelinières est libre, au départ, d'utiliser les critères qui lui semblent appropriés dans le choix d'un tracé. L'Office doit ensuite déterminer si les critères retenus sont suffisamment complets et, donc, acceptables.

L'Office est d'avis que les critères retenus par TransCanada englobent de façon complète les facteurs et les contraintes (y compris celles relatives à l'environnement) propres au choix d'un tracé à l'intérieur de la région à l'étude. Par conséquent, l'Office considère que ces critères sont acceptables. La section 8.4 des présents motifs de décision décrit la façon dont TransCanada a utilisé ces critères pour repérer et choisir le tracé privilégié.

### **8.3 Méthode utilisée pour choisir le tracé**

TransCanada a indiqué qu'il a utilisé une méthode par étapes pour établir le tracé proposé pour le prolongement Blackhorse. Cette méthode comprenait les éléments suivants:

- la détermination des principales contraintes environnementales;
- la reconnaissance des tracés de rechange;
- l'évaluation de tous les tracés de rechange; et
- le choix d'un tracé privilégié.

Lors de l'évaluation des tracés de rechange et du choix du tracé privilégié, TransCanada a utilisé les 18 critères d'évaluation décrits à l'annexe IV.

Chaque tracé de rechange a été évalué en regard des critères pertinents à la région à l'étude. Les contraintes ont été classées selon qu'elles étaient d'ordre naturel ou anthropique et ont été évaluées en regard de chaque tracé de rechange de façon que la portée des effets environnementaux potentiellement néfastes de la construction d'un gazoduc puisse être déterminée.

Les contraintes reconnues ont trait aux facteurs suivants :

- les futurs secteurs de croissance urbaine;
- l'emplacement éventuel de décharges;
- les futurs secteurs industriels;
- les zones écologiquement sensibles;
- l'emplacement des traversées de rivières et de ruisseaux; et
- les ressources archéologiques et patrimoniales.

Dans son argument final, TransCanada a affirmé que les critères et la méthode qu'il a utilisés étaient suffisamment complets pour lui permettre d'évaluer les tracés de rechange dans le secteur à l'étude et de déterminer le tracé exact du prolongement Blackhorse.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est persuadé que la preuve démontre que le choix du tracé a été fait par étapes et de façon rationnelle. L'Office est d'avis que les critères et la méthode applicables au choix du tracé sont adéquats et permettent d'expliquer de façon raisonnable le choix du tracé privilégié.

## **8.4 Tracés de rechange**

À l'intérieur du secteur à l'étude, TransCanada a repéré et évalué quatre tracés de rechange, soit A, A1, B et C. Le tracé A1 a par la suite été présenté comme étant celui privilégié par TransCanada (voir la figure 8-1).

TransCanada a établi les limites du secteur à l'étude en déterminant d'abord l'emplacement des deux points terminus, du raccordement avec la canalisation Niagara existante et des points d'arrivée à terre possibles sur la rive ouest de la rivière Niagara. Il a indiqué que le secteur à l'étude englobait une zone à l'intérieur de laquelle tous les tracés envisageables pouvaient être évalués entre les deux points terminus.

### **8.4.1 Tracé privilégié**

Le tracé privilégié par TransCanada, soit le tracé A1, qui va de la station de comptage de Blackhorse jusqu'à la rivière Niagara, a une longueur d'environ 20,6 km (figure 8-1). Il a été choisi pour les raisons suivantes :

- il longe les emprises existantes sur plus de 82 % de sa longueur,
- il évite le boisé de Cyanamid Corners et Polloway Bush et les milieux humides qui leur sont associés;
- il passe dans le moins grand nombre de milieux humides et ne traverse aucune aire d'aménagement de la faune; et
- il évite les secteurs proposés par la ville de Niagara Falls à des fins de croissance urbaine ultérieure et un site retenu par la Société ontarienne de gestion des déchets («SOGD») pour l'aménagement éventuel d'une décharge.

Figure 8-1  
TransCanada PipeLines Limited  
Options de parcours





Le tracé privilégié longe la ligne de transport d'électricité d'Ontario Hydro et le pipeline de Provincial Gas vers le sud jusqu'à l'intersection du pipeline de Pipeline Interprovincial Inc. («PII»); de là, il continue dans une direction sud-est tout en étant adjacent au côté sud de l'emprise de PII, traversant la rivière Welland et les ruisseaux Grassy Brook, Lyons et Tee. Revenant ensuite longer le côté sud de l'emprise de PII, du côté est du Queen Elizabeth Way («QEW»), le tracé proposé continue vers la rive ouest et le point d'arrivée à terre de la rivière Niagara.

TransCanada a indiqué que le tracé privilégié, le tracé A1, permet de maximiser l'utilisation des couloirs existants et de minimiser ou d'éviter l'empiètement sur les principales zones naturelles sensibles et qu'il aurait peu d'incidences sur les secteurs de croissance urbaine ultérieure de Niagara Falls.

Dans son argument final, TransCanada a souligné que le tracé proposé pour le prolongement Blackhorse longe les emprises existantes sur plus de 80 % de sa longueur, qu'il aurait des incidences mineures à long terme sur les ressources forestières et des effets atténuables sur les cours d'eau traversés, les milieux humides, l'agriculture et d'autres utilisations des terres.

Comme il a été indiqué précédemment, le prolongement longera les couloirs existants sur toute sa longueur, soit 20,6 km (12,8 mi), exception faite de plusieurs déviations. Celles-ci sont traitées dans la section suivante.

#### **8.4.1.1 Déviations ou changements dans les plans**

TransCanada a indiqué que, par suite d'autres recherches et de communications avec les propriétaires fonciers touchés le long du tracé proposé, un certain nombre de déviations ou changements ont été apportés aux plans du tracé privilégié actuel (voir la figure 8-2).

##### **Déviatiion n<sup>o</sup> 1**

La première déviation a été proposée dans les lots 115 et 116 de la ville de Thorold afin d'assurer une meilleure traversée de l'emprise de CN Rail. De plus, cette déviation permettrait de tenir compte des plans d'agrandissement d'une usine de produits métalliques sur le côté nord de la route Barron et d'un emplacement «étroit» à proximité d'une résidence sur le côté sud de la route (voir la figure 8-3).

##### **Déviatiion n<sup>o</sup> 2**

La deuxième déviation est en fait un changement dans les procédures de construction. Dans sa demande originelle, TransCanada proposait une technique de traversée de la rivière Welland par voie humide. TransCanada prévoit maintenant procéder à un forage dirigé sous cette rivière. Le tracé proposé restera le même; toutefois, aucun des effets censés découler de la technique par voie humide ne devrait se produire.

TransCanada a cependant indiqué que, dans le cas peu probable où la méthode du forage dirigée échouerait, il reviendrait à la technique de traversée à ciel ouvert par voie humide.

Figure 8-2  
TransCanada PipeLines Limited  
Emplacements des points de détournement

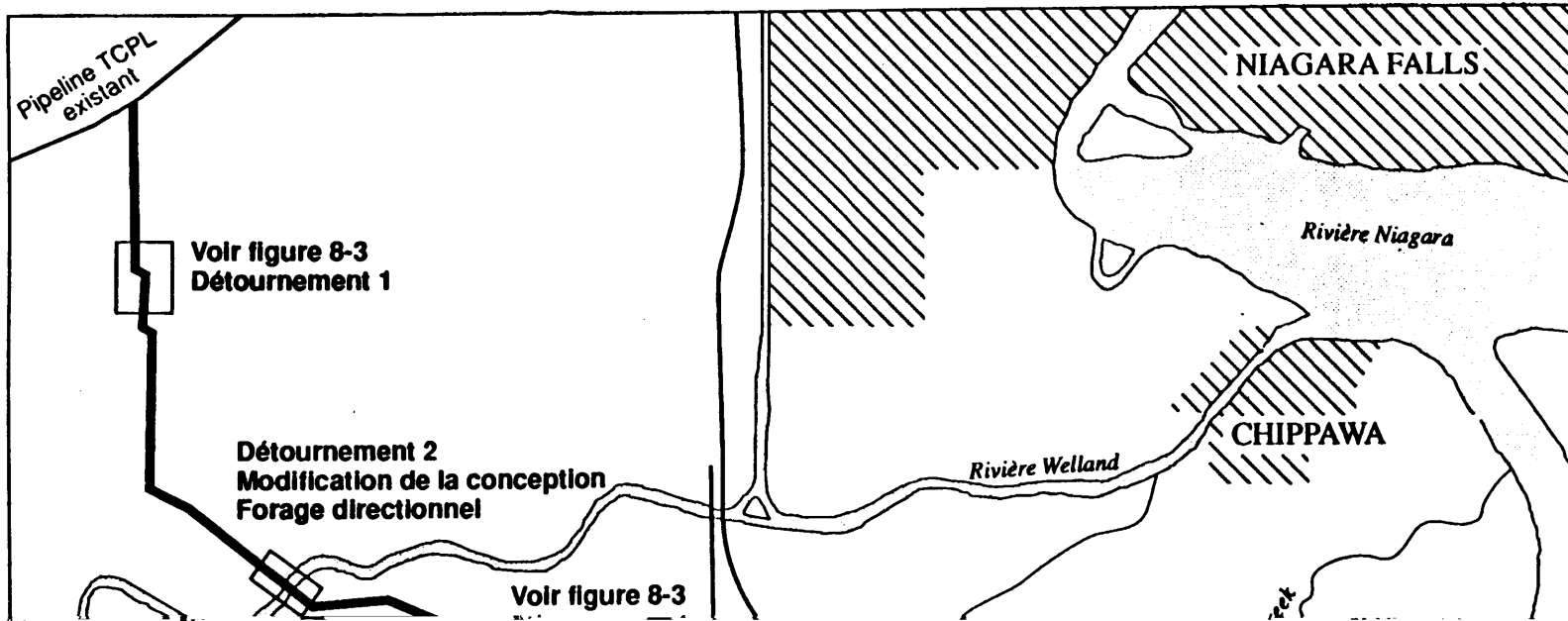
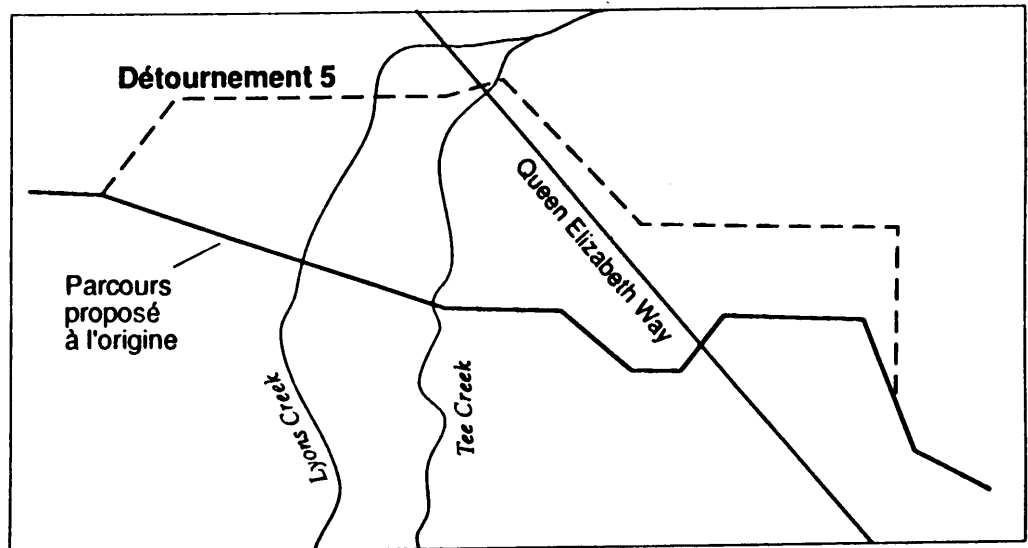
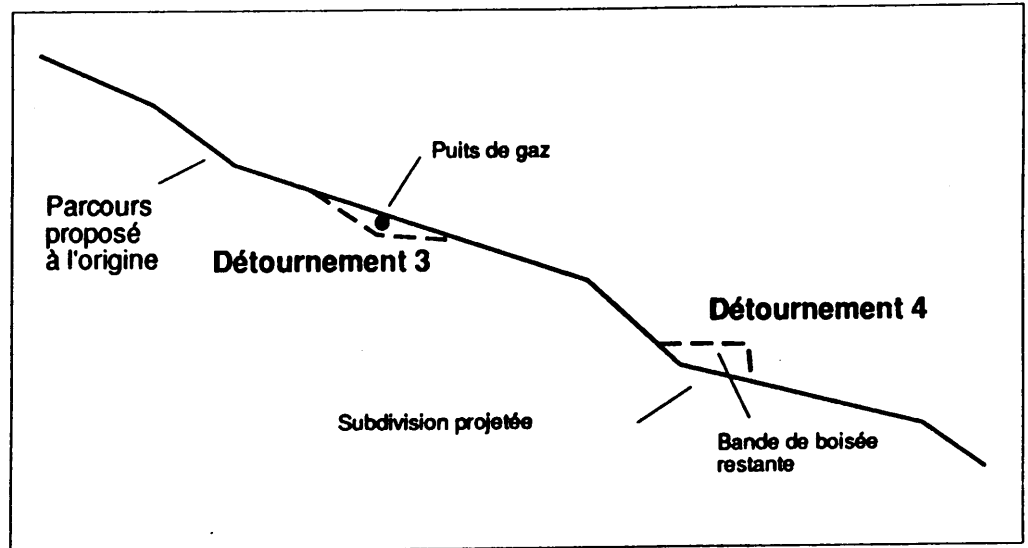
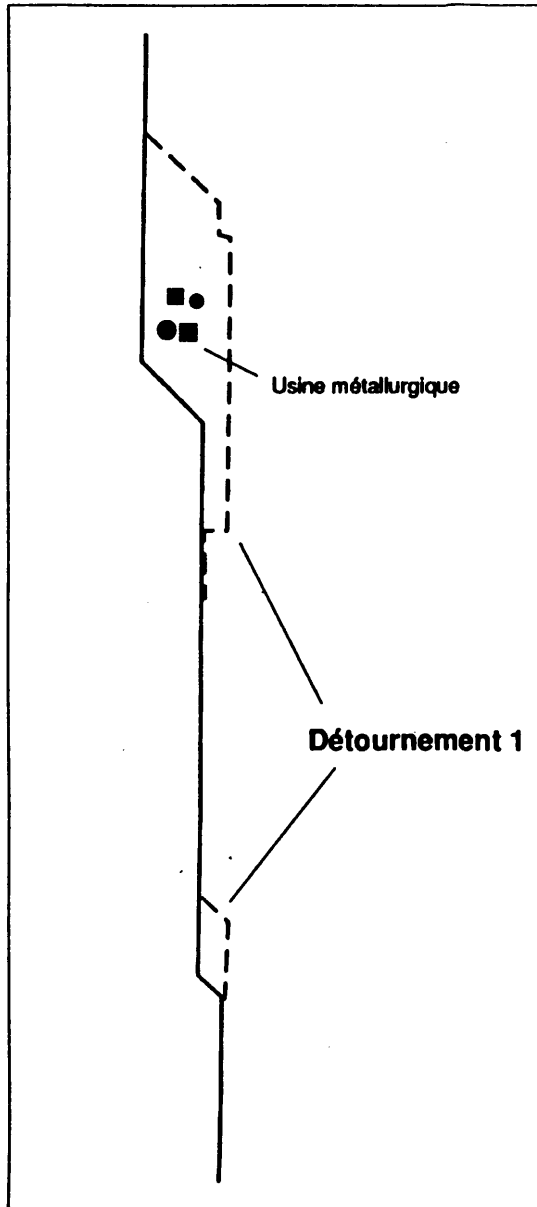


Figure 8-3  
TransCanada PipeLines Limited  
Détails des détournements



### **Déviations n° 3**

Un rajustement mineur dans la portion sud du tracé proposé a été suggéré dans le lot 6, concession Broken Front, ville de Niagara Falls. Ce changement a pour but d'éviter un puits de gaz naturel adjacent au pipeline de PII (voir la figure 8-3).

### **Déviations n° 4**

Un rajustement mineur du tracé a été proposé dans le lot 4, concession Broken Front, ville de Niagara Falls. Le tracé originel ne longeait pas le pipeline existant de PII à cet endroit. Le nouveau tracé suggéré longerait le côté sud de ce pipeline, au nord de la route Biggar, et passerait ensuite sous le pipeline de PII vers le côté est avant de traverser la route Biggar. Une fois cette route traversée, le pipeline proposé passerait sous le pipeline existant vers le côté sud, après quoi le tracé proposé au départ serait repris.

Ce changement au tracé a pour but d'éviter de toucher le devant de la propriété située sur la route Biggar dans le lot 4, concession 1, ville de Niagara Falls, de sorte que les possibilités ultérieures de subdivision de cette parcelle ne soient pas réduites. Le changement proposé occasionnerait le dégagement de la bande boisée restante au sud de la portion déjà dégagée le long du pipeline de PII.

### **Déviations n° 5**

La seule déviation d'importance est apportée dans les environs de la borne kilométrique 10,73, comme il est indiqué à la figure 8-4. Le nouveau tracé a été proposé afin d'éviter que le projet ait des répercussions sur le terrain de golf du Willo-Dell Country Club pendant la période où il est le plus fréquenté, soit d'avril à novembre.

Par suite de discussions avec le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario («MRNO») touchant le moment de la construction sur les ruisseaux Lyons et Tee, avec des représentants du Willo-Dell Country Club Ltd. et avec un propriétaire vivant à l'est de la traversée du QEW, par suite également des résultats d'études archéologiques plus détaillées sur le terrain, une déviation du tracé a été conçue afin d'éviter les contraintes reliées à tous ces éléments.

Le nouveau tracé traverserait la portion nord du terrain de golf et entraînerait l'aménagement de 600 m additionnels de pipeline. TransCanada a indiqué que le nouveau tracé aurait pour résultat une incidence moins marquée sur l'utilisation des terres.

#### **8.4.1.2 Tracés de rechange dans le secteur à l'étude**

Les tracés de rechange repérés et évalués par TransCanada sont indiqués sur la figure 8-1 et sont brièvement décrits ci-dessous.

#### **Tracé A**

En partant du raccordement avec l'actuelle canalisation Niagara de TransCanada, dans les environs de la station de comptage de Blackhorse, le tracé A longerait le côté ouest du couloir d'Ontario Hydro en allant vers le sud en direction de la station de transformation de ce même service public. En continuant en direction du sud le long de la ligne de transport d'électricité, le pipeline proposé croiserait l'emprise existante de PII. En longeant le côté sud de la servitude existante de PII, le pipeline proposé continuerait en direction du sud-est, traversant la rivière Welland et les ruisseaux Grassy Brook, Lyons et Tee. À l'ouest du QEW, le tracé proposé s'écarterait du pipeline de PII et passerait sous celui-ci du

côté nord, ce qui permettrait d'éviter une congestion de l'utilisation des terres à l'intersection du QEW et du pipeline. Une fois rendu du côté est du QEW, le pipeline proposé passerait sous l'emprise de PII et continuerait vers le sud-est, parallèlement à l'emprise de PII jusqu'au point d'arrivée à terre sur la rivière Niagara (voir la figure 8-1).

### **Tracé B**

En partant des environs de la station de comptage de Blackhorse, le tracé B longerait la ligne de transport d'électricité d'Ontario Hydro vers le sud jusqu'à la route 20. Le pipeline proposé continuerait ensuite en direction du sud-est jusqu'à la ville de Niagara Falls. Il se dirigerait alors davantage vers le sud, traversant la rivière Welland. En continuant en direction du sud-est, le tracé B traverserait le QEW de même que les ruisseaux Lyons et Usshers et croiserait la ligne de transport d'électricité d'Ontario Hydro. En suivant le côté ouest de cette ligne vers le sud, le pipeline proposé croiserait le pipeline de PII. Le reste du tracé serait le même que celui du tracé A jusqu'au point d'arrivée à terre sur la rivière Niagara (voir la figure 8-1).

### **Tracé C**

Le tracé C est une modification du tracé B, qu'il suit jusqu'à un point dans le lot 9, où il dévie vers le sud, traversant le ruisseau Lyons. Le pipeline proposé continuerait en direction du sud-est à travers les champs jusqu'au pipeline de PII. Le reste du tracé serait le même que celui du tracé A décrit précédemment (voir la figure 8-1).

## **8.4.2 Comparaison entre les divers tracés**

Dans sa comparaison des quatre tracés possibles, TransCanada a indiqué que ceux-ci présentaient des différences importantes sur les plans suivants : la distance sur laquelle les tracés longeraient les couloirs existants, la distance franchie dans des milieux naturels clés, comme les milieux humides désignés et les aires d'aménagement de la faune, et les effets possibles sur les utilisations ultérieures des terres.

Il n'y a pas de grands écarts dans la longueur des tracés. Les tracés A1 et B sont les plus longs, soit 20,6 et 20,3 km, respectivement, et le tracé C est le plus court, avec 19,1 km de longueur. Dans tous les cas, ils sont orientés vers le sud, en direction de la rivière Niagara.

Les tracés A et A1 longent les couloirs des services publics sur une distance beaucoup plus grande que les tracés B et C (Environ 86 % et 82 % des tracés A et A1, respectivement, sont adjacents à des emprises existantes, comparativement à 26 % et à 24 % pour les tracés B et C, respectivement). En outre, le couloir de la ligne de transport d'électricité que longe le tracé B à l'est de Willoughby Drive n'est pas considéré comme un couloir idéal en raison de la présence de l'assise d'une voie ferrée étroite abandonnée le long de l'ancienne ligne de transport d'électricité, qui consiste en des pylônes d'acier relativement peu élevées. De plus, le large fossé, les clôtures et les arbres bordant les deux côtés de la ligne de transport rendraient la construction difficile et la suppression des arbres aurait des effets à long terme.

Les tracés A et A1 longent les couloirs existants de la ligne de transport d'électricité et du pipeline. Toutefois, le tracé A aurait des incidences majeures sur Polloway Bush et le milieu humide qui lui est associé dans la ville de Thorold. C'est surtout pour éviter cette zone naturelle que le tracé A1 a été établi vers l'ouest. Les deux tracés sont les mêmes à partir du pipeline de PII.

Les tracés B et C diviserait en deux le boisé de Cyanamid Corners, tandis que les tracés A et A1 ne toucheraient pas à cette région. Le tracé B toucherait également le boisé de Willoughby Drive. Les tracés A, B et C passent dans presque deux fois plus de milieux humides désignés que le tracé A1, de même que dans des aires d'aménagement de la faune (près de 1 km pour le tracé A et presque 2 km chacun pour les tracés B et C), lesquelles sont évitées complètement par le tracé A1.

Les tracés A et A1 évitent le secteur de croissance future de la ville de Niagara Falls, de même que le site retenu par la SOGD pour une décharge éventuelle. Les tracés B et C, par contre, passeraient dans une grande partie du secteur de croissance et de la décharge.

En résumé, le tracé A1 est en grande partie adjacent aux couloirs de la ligne de transport d'électricité et du pipeline, lesquels évitent d'importantes caractéristiques naturelles et zones de préoccupation environnementale, et il permettrait de minimiser les effets potentiels du prolongement Blackhorse.

Plusieurs intervenants, dont CNG et Tennessee, ont affirmé que le point d'arrivée à terre au Canada a été déterminé d'après celui privilégié par Empire à Grand Island, État de New York. Tennessee était d'avis que le processus de sélection du tracé de TransCanada n'est rien d'autre qu'un exercice visant à trouver un tracé acceptable à partir d'un point de branchement latéral défini jusqu'au point d'exportation proposé de Chippawa. Tennessee a affirmé qu'il était impossible d'apporter une modification, même mineure, au point de traversée dans le but d'éviter les contraintes du côté canadien, étant donné qu'Empire s'est engagé à utiliser le point d'arrivée à terre de Grand Island.

### *Opinion de l'Office*

Lors d'une audience, l'examen de la preuve sur les tracés de rechange comporte deux volets :

- 1) Une société qui choisit un tracé à partir d'un ensemble raisonnable de possibilités est davantage susceptible de faire un choix acceptable que si elle est limitée à une seule possibilité.
- 2) En connaissant les raisons pour lesquelles une société pipelinière a rejeté divers tracés de rechange, l'Office peut mieux comprendre la façon dont cette société a appliqué ses critères de sélection d'un tracé.

L'office ne détermine pas quel tracé de rechange est le plus approprié. Il ne fait qu'établir si le tracé privilégié est acceptable. Après une audience, la décision ultime de l'Office est la suivante : il doit déterminer si le pipeline (le long du tracé privilégié) est et sera d'utilité publique ou non. La preuve sur les tracés de rechange aide l'Office à prendre cette décision.

En examinant la preuve soumise, l'Office est d'avis, d'après une évaluation équilibrée des solutions de rechange, que TransCanada a été objectif dans le choix du tracé privilégié.

L'Office convient avec TransCanada que, en suivant le tracé privilégié A1, la plus grande partie du pipeline proposé serait aménagée le long des couloirs existants qui évitent déjà les zones soulevant des préoccupations environnementales et qu'il permettrait de minimiser les effets possibles sur le milieu naturel.

Pour ce qui est des changements apportés au tracé originel, l'Office est d'avis que les déviations, qui résultent de la participation du public, complètent le tracé privilégié proposé par TransCanada.

## 8.5 Besoins fonciers

L'Office se préoccupe depuis longtemps des effets possibles des besoins fonciers aux fins de la construction de pipelines (pleine propriété et servitude) sur les propriétaires touchés. Comme par le passé, TransCanada a fourni à l'Office un plan des besoins fonciers associés au prolongement proposé de Blackhorse (figure 8-4).

### i) Terrain en pleine propriété

TransCanada a indiqué qu'une nouvelle station de comptage, celle de Chippawa, sera nécessaire et qu'elle sera construite sur un terrain en pleine propriété qu'il se propose d'acheter. TransCanada n'a toutefois pas encore déterminé l'emplacement exact de cette station.

TransCanada prévoit construire la station de comptage à un endroit situé dans les lots 249 à 304, à l'intérieur de la subdivision fermée appelée subdivision Willowbury. Le levé cadastral de cette subdivision date d'avant 1920; toutefois, aucun immeuble n'a jamais été construit sur les lots à l'ouest de la rue Brock. La ville de Niagara Falls a considéré la subdivision comme étant fermée en 1981, ce qui signifie qu'elle n'y construira pas de route ou qu'aucun service n'y sera offert et que les aménagements résidentiels y sont interdits.

TransCanada détient des options d'achat de terrains appartenant à des particuliers; ces terrains serviraient à la construction de la station de comptage de Chippawa. Le reste des terrains appartient à la ville de Niagara Falls, qui a accepté en principe de vendre à TransCanada tout les terrains dont il a besoin dans le secteur.

### ii) Servitude

TransCanada se portera acquéreur d'une servitude permanente de 20,0 m sur toute la longueur du pipeline proposé.

### iii) Espace de travail temporaire

TransCanada a besoin, sur 10,0 m de largeur, d'espace de travail temporaire pour le déplacement de la machinerie et le stockage des déblais, espace qui lui permettra également de s'assurer que le milieu naturel ou les intérêts des propriétaires touchés ne seront pas menacés. Cette exigence est conforme aux devis de construction de pipelines de TransCanada (1990).

TransCanada a ajouté qu'il aura besoin d'un espace de travail temporaire considérable pour les activités de forage dirigé.

M. Helmut Rempel a exprimé son inquiétude face à la superficie totale de la servitude devant être acquise sur sa propriété (qui inclut l'actuelle servitude de PII) et a posé des questions à TransCanada au sujet de l'utilisation possible du pipeline abandonné ou de l'emprise de PII. TransCanada a affirmé que la capacité du pipeline abandonné de PII n'était pas suffisante et que l'emprise serait trop étroite s'il décidait de remplacer le pipeline abandonné. TransCanada a également déposé des documents provenant de PII dans lesquels il est indiqué que, par le passé, PII a permis à TransCanada d'utiliser

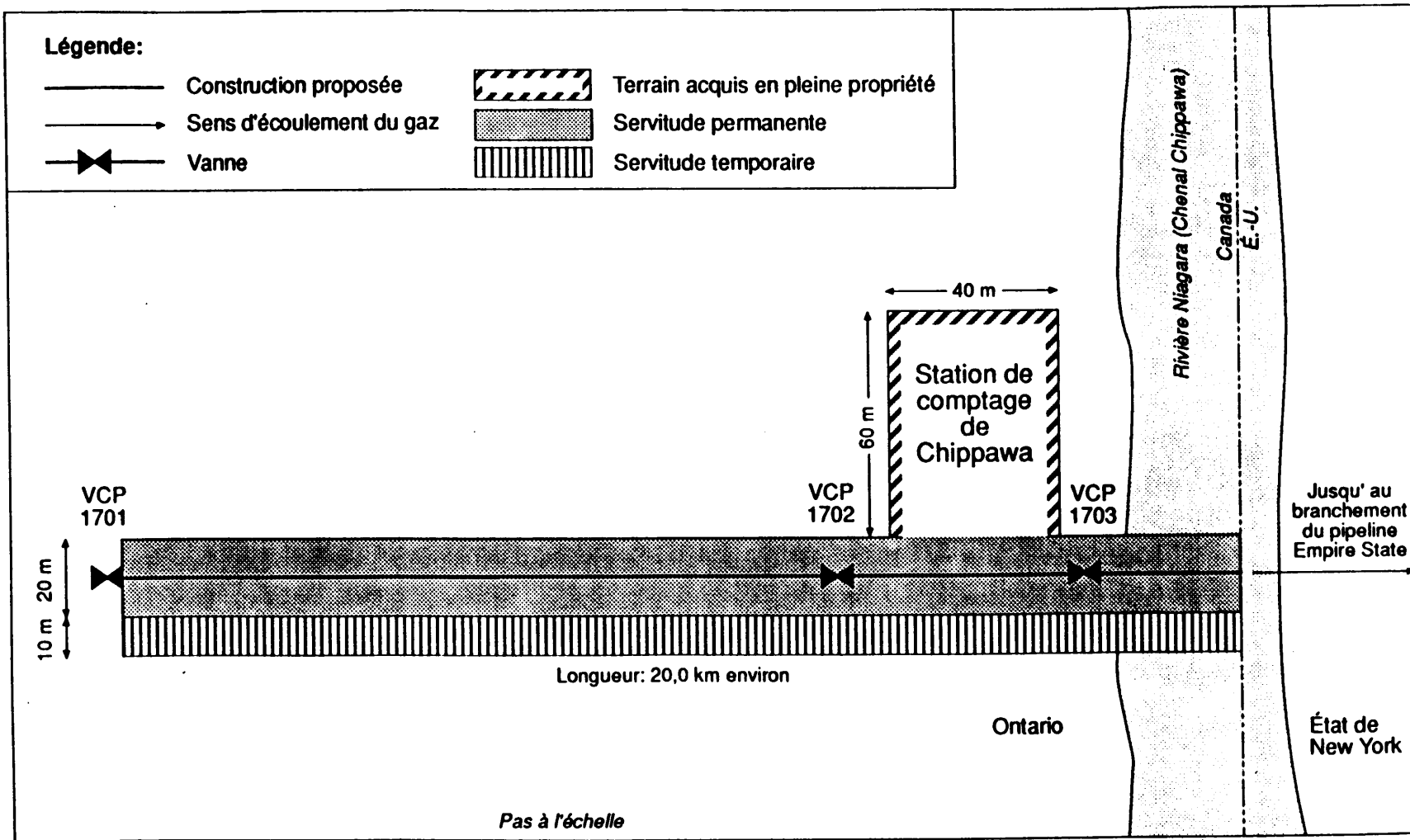
son emprise pour le stockage des déblais, à la condition que l'équipement ne soit pas manoeuvré au-dessus du pipeline existant.

Compte tenu des préoccupations de M. Rempel, compte tenu également du fait que TransCanada a indiqué qu'il se souciait de réduire au minimum l'abattage des arbres dans les boisés et les zones écologiquement sensibles, l'Office a posé d'autres questions à TransCanada sur l'utilisation partagée des emprises dans le but de réduire les perturbations du milieu. TransCanada a déclaré avoir reçu de PII l'autorisation écrite d'utiliser une bande de 5 m de largeur, laquelle serait utilisée pour réduire l'espace de travail temporaire le plus possible. TransCanada a ensuite entrepris de revoir les documents et les ententes conclues avec PII et d'examiner chaque site afin de pouvoir faire rapport à l'Office sur ses besoins d'espace de travail. Par suite de cet examen, TransCanada a indiqué que l'ensemble des conditions aux termes desquelles PII lui permettrait d'utiliser son emprise n'étaient pas définitives et qu'aucune entente n'avait été conclue. TransCanada a aussi mentionné que des problèmes avaient surgi parce qu'il ne connaît pas l'emplacement exact de la canalisation de PII à l'intérieur de l'emprise et parce que d'autres obstacles pourraient renforcer le besoin de prévoir un espace de travail à l'extérieur de la servitude de PII. TransCanada a répété qu'il s'engageait à réduire cet espace le plus possible dans les boisés et sur la propriété de M. Rempel. Il soumettra à l'Office et à M. Rempel un plan relatif à cette propriété. Ailleurs, TransCanada s'est engagé à utiliser l'emprise de PII afin de réduire, dans la mesure du possible, l'espace de travail dont il a besoin.

Dans son argument final au sujet de l'audience GH-1-91, M. Rempel a mis en question la nécessité de laisser un espace de 30 pi entre les pipelines. Il a remarqué que TransCanada prévoyait installer son pipeline à 75 pi de l'actuelle canalisation de PII, ce qui est excessif à son avis. M. Rempel a indiqué que, en réduisant cette distance, il serait davantage possible de tenir compte d'un agrandissement ultérieur, étant donné qu'un plus grand nombre de canalisations pourraient être construites dans les limites de la même servitude.



**Figure 8-4**  
**Propositions de droits de passage et d'acquisition foncière pour la canalisation**  
**1700-1 et la VCP 1701 en direction de la frontière canado-américaine**



### *Opinion de l'Office*

L'Office est satisfait de ce que TransCanada ait tenté de négocier l'utilisation d'un espace de travail temporaire conjointement avec PII et de ce qu'il se soit engagé à réduire le plus possible l'espace de travail dont il a besoin.

## **8.6 Acquisition de terrain**

TransCanada a fait savoir à l'Office qu'il avait conclu des ententes de servitude ou d'option pour 16 333 m ou environ 90 % de l'emprise nécessaire sur les propriétés privées.

TransCanada a aussi indiqué qu'il avait conclu des ententes de principe touchant les droits fonciers nécessaires avec Standard Radio Inc. (Niagara District Broadcasting), le docteur Ernst et Mme Marion Herterich et la ville de Niagara Falls. On trouve sur ces propriétés 1 093 m d'emprise, ce qui porte la proportion totale de l'emprise faisant l'objet d'ententes à plus de 96 %.

Le 14 mai 1992, TransCanada a obtenu de M. Joseph Pietrangelo un accord de principe pour une option/servitude sur sa propriété. Le 19 mai 1992, TransCanada a reçu une lettre de l'avocat de 822956 Ontario Limited dans laquelle il réitérait la demande de son client visant l'obtention d'une compensation pour la servitude accordée à TransCanada. Les négociations se poursuivent avec ces propriétaires et TransCanada a bon espoir que les parties parviendront à une entente dans un proche avenir.

Les négociations se poursuivent avec H. et I. Rempel, les seuls autres propriétaires avec lesquels TransCanada n'a pas conclu d'entente.

### *Opinion de l'Office*

L'Office remarque que TransCanada a réussi à conclure, avec les différents propriétaires, des ententes d'options/servitude pour la plus grande partie du pipeline proposé, exception faite de 822956 Ontario Limited et H. et I. Rempel. Toute approbation de l'Office serait conditionnelle à l'acquisition des terrains restants.

## **8.7 Exigences de la Loi touchant le tracé des nouvelles installations pipelinières**

Les demandeurs ont sollicité une exemption relative aux clauses des articles 31 et 33 de la Loi, qui exigent d'une société qu'elle dépose et fasse approuver les plans, profils et livres de renvoi renfermant notamment le tracé détaillé du pipeline. Les demandeurs ont en outre affirmé qu'une telle exemption ne devrait pas être conditionnelle à la signature de toutes les ententes d'option et de servitude.

Dans cette veine, lors des discussions entourant les conditions, les demandeurs ont fait part de leur préoccupation au sujet de la condition normalisée prévoyant la signature de toutes les ententes d'option ou de servitude avant le début des travaux de construction. À leur avis, une telle condition empêcherait les expropriations et les droits d'accès prévus aux termes de la partie V de la Loi et, par conséquent, viendrait contrecarrer la construction du pipeline.

De l'avis de M. Rempel, TransCanada ne devrait pas être exempté de l'application des articles 31 et 33 sans l'approbation des propriétaires.

### *Opinion de l'Office*

En décidant s'il devait exempter TransCanada de l'application des articles 31 et 33 de la Loi, l'Office a tenu compte de la nature détaillée de la demande et de l'examen du tracé au cours de l'audience. De l'avis de l'Office, le dépôt des plans, profils et livres de renvoi ne serait nécessaire, dans le cas présent, que si une audience sur le tracé détaillé devait être tenue; par conséquent, l'Office a décidé d'accorder à TransCanada l'exemption demandée. En prenant cette décision, l'Office se soucie des droits des propriétaires adjacents<sup>1</sup>, qui peuvent être touchés par le projet de construction. L'Office est d'avis que, en raison de l'emplacement proposé pour les installations (celles-ci seraient adjacentes aux emprises existantes), il est peu probable que le projet de construction ait des répercussions néfastes à long terme sur ces propriétaires. L'Office remarque qu'aucun propriétaire adjacent n'est intervenu lors des audiences GH-1-91 et GH-R-1-92.

L'Office se préoccupe de ce que les droits des propriétaires auprès desquels TransCanada se propose d'acquérir des terrains soient protégés aux termes de la Loi. Toutefois, l'Office est également au fait des problèmes auxquels les demandeurs s'exposent s'ils ne peuvent signer toutes les ententes d'option ou de servitude voulues. Par conséquent, l'Office a décidé que les travaux de construction autorisés par ordonnance pouvaient commencer à la condition que TransCanada ait acquis tous les droits fonciers requis pour tout le tracé ou, si ces droits n'ont pas encore été acquis, qu'il démontre qu'aucun préjudice n'est porté aux droits des propriétaires aux termes de la Loi. L'Office est d'avis que la formulation de cette condition protège les droits des propriétaires tout en laissant à TransCanada la souplesse voulue pour mettre en oeuvre le processus du droit d'accès.

---

<sup>1</sup> Dont la propriété n'est pas située le long de l'emprise proposée mais qui pourrait être touchée de façon défavorable par les installations visées par une demande.

# Chapitre 9

## Questions environnementales

---

### 9.1 Processus d'évaluation

En même temps que sa demande originelle visant le prolongement Blackhorse, TransCanada a fourni une évaluation environnementale et socio-économique qui a été modifiée avant l'audience GH-R-1-92, de même qu'une évaluation des ressources halieutiques. Ces rapports sont appelés collectivement «les évaluations». Ils comprennent une description du cadre environnemental, un examen des effets environnementaux néfastes possibles et des recommandations visant à prévenir néfastes ou à atténuer tout effet de ce genre qui résulterait des installations demandées. TransCanada s'est engagé à mettre en oeuvre ou à faire en sorte que soient mises en oeuvre toutes les politiques, pratiques, recommandations et procédures visant la protection de l'environnement incluses ou mentionnées dans sa demande, ses rapports sur l'environnement déposés avec cette dernière, ses devis de construction de pipelines (1990), son guide de pratiques pour la protection de l'environnement (1991) et ses engagements devant le Ministère fédéral des Pêches et des Océans («MPO») et les organismes faisant partie du Comité de coordination des pipelines de l'Ontario («CCPO»), tels qu'ils ont été déposés dans le dossier de l'audience GH-R-1-92.

Les effets environnementaux et les incidences sociales directement reliées à ces effets ont été examinés simultanément par le biais de deux processus distincts :

- i) un examen du projet conformément au mandat de l'Office aux termes de la partie III de la Loi; et
- ii) un examen environnemental de la demande conformément au *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* («Décret PEEE»), dans la mesure où cet examen ne faisait pas double emploi avec le mandat de l'Office aux termes de la partie III de la Loi.

L'évaluation a été effectuée en même temps que l'audience GH-1-91 et mise à jour par suite des nouveaux renseignements déposés lors de l'audience GH-R-1-92.

#### *Opinion de l'Office*

En se fondant sur l'examen des renseignements d'ordre environnemental contenus dans la demande de TransCanada et sur la preuve apportée lors de l'audience, l'Office en est arrivé aux conclusions suivantes :

- i) effets possibles du projet : aux termes du paragraphe 12c) du Décret PEEE, l'Office a conclu que les effets environnementaux potentiellement néfastes, y compris les incidences sociales directement reliées à ces effets, auxquels peuvent donner lieu les installations proposées, à l'exception de la traversée proposée du chenal Chippawa de la rivière Niagara, seraient minimales ou atténuables à l'aide de mesures techniques connues;
- ii) effets possibles de la traversée proposée du chenal Chippawa de la rivière Niagara : aux termes du paragraphe 14 du Décret PEEE, l'Office exige que la

traversée du chenal Chippawa se fasse au moyen du forage dirigé pour empêcher que ne deviennent importants les effets environnementaux potentiellement néfastes, y compris les incidences sociales directement reliées à ces effets, auxquels peut donner lieu la traversée du chenal Chippawa de la rivière Niagara au moyen du creusement de tranchées;

- iii) effets possibles du projet de forage dirigé du chenal Chippawa sur la rivière Niagara aux termes du paragraphe 12c) du Décret PEEE, l'Office a conclu que les effets environnementaux potentiellement néfastes, y compris les incidences sociales directement reliées à ces effets, auxquels peut donner la traversée du chenal Chippawa de la rivière Niagara au moyen du forage dirigé seraient minimales ou atténuables à l'aide de mesures techniques connues;
- iv) effets environnementaux, incidences sociales directement reliées à ces effets et répercussions sur les terres attribuables au projet proposé : l'Office a conclu que ces questions seraient examinées de façon adéquate dans le cadre des procédures établies aux termes de la partie III de la Loi, conformément à la section 8 du Décret PEEE.

## **9.2 Questions environnementales**

Dans sa demande, TransCanada a précisé un certain nombre de problèmes environnementaux pouvant résulter de la construction du pipeline. Les effets environnementaux et les mesures d'atténuation proposées par TransCanada ont été présentés dans les évaluations et dans des mémoires subséquents. Certains des effets particuliers aux sites et les mesures d'atténuation proposées à leur égard ont été discutés au cours des audiences. Les discussions ont surtout porté sur les effets environnementaux potentiellement néfastes des activités de forage dirigé et sur les incidences sociales directement reliées à ces effets. Nombre de questions associées au forage dirigé ont trait à divers aspects de la protection de l'environnement.

### **9.2.1 Forage dirigé**

#### **Données fondamentales sur le projet**

Dans son évaluation environnementale et socio-économique, TransCanada a établi que la traversée de la rivière Niagara au moyen de la méthode à ciel ouvert ou de creusement de tranchées était faisable et que les effets environnementaux néfastes qui lui sont associés seraient mineurs, locaux et temporaires. Des effets néfastes comme la perturbation temporaire de l'habitat lors du creusement de tranchées et le bruit occasionné par les activités de dynamitage seraient inévitables. TransCanada a indiqué qu'une planification soignée et le recours à de bonnes pratiques de construction, comme celles précisées dans son guide de pratiques pour la protection de l'environnement et ses devis de construction de pipelines, réduiraient l'ampleur totale des effets néfastes du projet sur le milieu aquatique.

Après avoir examiné les progrès technologiques au sein de l'industrie du forage et les caractéristiques physiques du sous-sol et de la roche en place du chenal Chippawa, TransCanada a conclu qu'il serait possible d'avoir recours au forage dirigé plutôt qu'à la méthode à ciel ouvert pour installer le pipeline. Le forage dirigé permettrait d'éliminer toute perturbation à l'intérieur même des cours d'eau, comme la sédimentation.

TransCanada a modifié sa proposition pour y indiquer que la méthode du forage dirigé serait utilisée pour traverser la rivière Welland. De plus, cette méthode serait également utilisée pour traverser le Queen Elizabeth Way («QEW») en même temps que le ruisseau Lyons et son affluent temporaire. Cette méthode est également celle privilégiée par le Ministère des Richesses naturelles de l'Ontario («MRNO») et le MPE.

### **Effets environnementaux potentiellement néfastes**

Les préoccupations de l'Office touchant le forage dirigé comprennent :

- i) la précision du dispositif d'orientation fond de trou;
- ii) la prévention des dommages à la structure du sol sur les sites de forage dans l'éventualité de mauvaises conditions météorologiques;
- iii) la composition des boues;
- iv) les retours inattendus de boues dans les lits non consolidés;
- v) l'écoulement non contrôlé de boues dans les avants-trous abandonnés;
- vi) l'élimination des boues;
- vii) les effets sociaux associés aux activités de forage (bruit et vibration);
- viii) les effets sociaux cumulatifs résultant d'activités prolongées advenant le cas où le forage dirigé serait abandonné au profit d'une méthode classique de traversée des cours d'eau; et
- ix) les raisons pour lesquelles le forage dirigé serait abandonné au profit d'une méthode classique de traversée des cours d'eau (sujet déjà traité au chapitre 7).

Les demandeurs ont mentionné que l'interférence magnétique dans le dispositif d'orientation serait indiquée par des lectures et que, dans ce cas, un système de guidage terminal pourrait être utilisé. Ils se sont engagés à aviser l'Office de tout problème opérationnel confirmé touchant le dispositif d'orientation et des mesures mises en oeuvre pour corriger le problème.

Afin d'éviter que les fossés et le compactage ne détériorent la structure du sol sur les sites de forage, les demandeurs se sont engagés à utiliser des véhicules à pneus larges ou à chenilles dans la mesure du possible et à couvrir les sites de forage de géotextile et de gravier après le décapage de la couche arable.

Les demandeurs se sont engagés à informer l'Office de la toxicité chimique de tout additif susceptible d'être incorporé aux boues de forage. TransCanada a aussi indiqué que des écoulements non contrôlés de boues dans les avant-trous abandonnés ou que des retours inattendus de boues dans les lits non consolidés seraient peu probables; toutefois, à titre de mesure d'urgence, les demandeurs se sont engagés à injecter du coulis dans les secteurs où les boues parviennent à la surface du sol et ne peuvent être recirculées. En ce qui a trait à l'élimination des boues, telle qu'elle est décrite dans les évaluations, TransCanada propose de mettre en décharge la portion solide des boues et de procéder à des tests sur les affluents avant de les éliminer conformément aux règlements. TransCanada a modifié son plan afin d'y inclure la possibilité de procéder à un épandage des boues sur le sol, de conserver les boues in situ dans un puits et de les stocker temporairement dans des contenants. Les demandeurs ont également accepté trois conditions (dans leur version modifiée) imposées par l'Office touchant l'élimination des boues. Dans son argument final, TransCanada a affirmé qu'il a démontré à l'Office que ces déchets pourraient être éliminées de façon sécuritaire dans des décharges locales ou par le biais d'un épandage sur le sol.

Afin d'atténuer les incidences sociales néfastes associées aux activités de forage, TransCanada s'est engagé à utiliser divers moyens pour réduire le bruit et la vibration. Les activités de construction

seraient limitées aux heures normales de travail, à moins qu'une activité donnée ne nécessite le prolongement de ces heures.

En ce qui a trait aux effets sociaux cumulatifs résultant de l'abandon du forage dirigé au profit d'une méthode classique de traversée des cours d'eau, TransCanada propose de les atténuer en réglant séparément les problèmes engendrés par chaque type de traversée et en continuant d'appliquer sa pratique courante, qui est d'informer de façon détaillée les résidents locaux et les organismes gouvernementaux sur la construction proposée et sur tout changement au calendrier. En particulier, TransCanada a convenu que, à l'avenir, il envisagerait de discuter du forage dirigé, de ses effets potentiellement néfastes sur l'environnement et de ses incidences sociales avec les propriétaires susceptibles d'être touchés.

### **9.2.2 Traversée de cours d'eau**

Le prolongement proposé de Blackhorse traverse dix cours d'eau permanents; TransCanada se propose de traverser trois d'entre eux à l'aide d'un forage dirigé (comme il a été indiqué ci-dessus). TransCanada a demandé à l'Office d'autoriser le recours, à titre de mesure d'urgence, à une méthode classique de traversée pour ces trois cours d'eau, advenant le cas où le forage dirigé ne réussisse pas.

La méthode classique proposée pour la traversée des cours d'eau entraînerait la perturbation des habitats aquatiques en raison de la sédimentation des cours d'eau et de la perte de végétation riveraine. Les effets néfastes possibles sur les pêches le long du tracé proposé pourraient comprendre des concentrations élevées mais temporaires de sédiments en suspension, l'envasement, la perturbation ou la perte d'habitats et la perturbation des populations de poissons pendant des périodes cruciales comme le frai. TransCanada a indiqué que l'application des mesures décrites dans les évaluations atténueraient les effets néfastes possibles.

La traversée de la rivière Welland et du ruisseau Lyons par une méthode classique soulève des préoccupations particulières, étant donné la possibilité que des sédiments contaminés soient perturbés pendant le creusement des tranchées. TransCanada a indiqué que l'utilisation du forage dirigé pour ces deux cours d'eau permettrait de réduire ou d'éliminer les effets néfastes possibles associés au creusement de tranchées dans des sédiments contaminés. Au cas où le forage dirigé ne réussisse pas, le MRNO a exigé de TransCanada qu'il élabore, à titre de mesure d'urgence, des plans de remise en état et des techniques de traversée pour la rivière Welland et le ruisseau Lyons. Si le forage dirigé échouait, TransCanada utiliserait la méthode courante de traversée à ciel ouvert et mettrait en oeuvre les procédures d'atténuation et de remise en état décrites dans les rapports d'évaluation.

Les discussions soutenues et l'échange de correspondance entre TransCanada, le MPO et le CCPO et ses organismes membres [le ministère de l'Environnement de l'Ontario («MEO») et le MRNO] ont eu pour résultat un certain nombre d'engagements de la part de TransCanada (annexe III). Des restrictions seraient imposées quant au moment des activités de construction dans les cours d'eau afin d'éviter de perturber les poissons vivant en eau tiède au moment du frai et des périodes de développement cruciales. TransCanada a indiqué que, par suite de ses engagements devant le MRNO et le MEO, les méthodes proposées pour la traversée des cours d'eau ne préoccupent plus ces organismes.

En résumant ses préoccupations à l'intention de TransCanada, le MEO a indiqué que son examen de la proposition ne comprenait pas le chenal Chippawa de la rivière Niagara. Le rapport d'évaluation de TransCanada précisait que les concentrations des sédiments contaminés prélevés à divers endroits du chenal Chippawa et analysés par la suite dépassaient parfois les recommandations du MEO touchant

l'élimination des déblais de dragage dans l'eau, plus précisément dans le cas des concentrations de fer et de zinc.

### **9.2.3 Sols et agriculture**

Le tracé proposé traverse des terres agricoles sur la plus grande partie de sa longueur. Ces terres servent à la culture du maïs et du blé et comprennent des pâturages amendés et non amendés de même qu'une étendue considérable de terres non cultivées (3,43 km). Compte tenu de la texture argileuse du sol et d'un drainage pauvre des terres le long du tracé, la plupart des effets néfastes du projet sur l'agriculture seraient vraisemblablement reliés au compactage du sol et aux modifications associées à ce compactage sur le plan du drainage, de l'infiltration et de la perméabilité. De tels effets entraîneraient une perte de production agricole pendant la construction et une réduction à court terme du rendement des cultures.

La construction proposée ferait également apparaître des facteurs de nuisance comme des niveaux de poussière et de bruit accrus et réduirait l'accès aux terres agricoles. Des préoccupations ont été soulevées quant aux effets possibles du projet sur les sols et à des perturbations importantes des opérations agricoles. TransCanada s'est engagé, particulièrement à l'endroit de M. Rempel, à éviter de perturber les opérations agricoles. TransCanada a affirmé que l'accès des propriétés agricoles serait maintenu pendant la construction lorsqu'il serait exigé par les propriétaires. TransCanada a déclaré que le calendrier proposé pour la construction du pipeline risque en outre de perturber, à l'extérieur des emprises, des activités agricoles comme la pulvérisation de pesticides. TransCanada a indiqué que les agriculteurs seraient informés du calendrier de construction afin qu'ils puissent établir leur propre calendrier de plantation ou d'ensemencement et de récolte. TransCanada a conclu que les mesures d'atténuation proposées permettraient de minimiser les effets néfastes que pourrait avoir la construction du pipeline sur l'agriculture.

Les pratiques courantes décrites dans les devis de construction de pipelines de TransCanada assurent la conservation du sol dans des circonstances normales de construction. Comme il a été indiqué précédemment, TransCanada s'est engagé à fournir un plan détaillé d'élimination des boues de forage; ce plan inclurait l'atténuation de tout effet néfaste et assurerait donc la conservation des sols dans l'éventualité où les boues ou les effluents seraient éliminés par épandage sur les terres agricoles.

Comme le tracé proposé par TransCanada traverse principalement des terres où se pratique la culture de plantes annuelles, les effets néfastes du projet sur les activités agricoles devraient être de courte durée.

### **9.2.4 Végétation**

Étant donné que TransCanada aura recours au forage dirigé pour éviter la zone écologiquement sensible du ruisseau Lyons, le tracé proposé ne traverse qu'une seule autre zone semblable, celle du marais Willoughby. On trouve dans ce dernier des chênes bicolores et des caryers à cochons (rares en Ontario et au Canada) et des chênes palustres (rares en Ontario). TransCanada a indiqué qu'il appliquera ses mesures courantes décrites dans son manuel de pratiques pour la protection de l'environnement, qui prévoient l'atténuation des effets néfastes possibles sur les milieux humides. La présence d'un arbuste rare dans la province, la viorne dentée, a été confirmée à proximité de l'endroit où le pipeline proposé traverse les ruisseaux Lyons et Tee. TransCanada s'est engagé à repérer à l'aide de rubans et peut-être à clôturer les secteurs où l'on trouve cet arbuste afin de minimiser les effets néfastes du pipeline.



### **9.2.5 Boisés**

Environ 14 % (2,8 km) du tracé proposé traverserait des boisés. TransCanada a précisé quelles mesures d'atténuation il utiliserait pour réduire les effets néfastes du projet sur les boisés. Ces mesures incluent la minimisation de la largeur de l'espace de travail dans ces secteurs, la protection d'arbres individuels et, dans les endroits vulnérables à l'érosion, comme les pentes abruptes, la remise en état du site immédiatement après l'installation de la conduite. TransCanada s'est engagé à partager, si possible, un espace de travail temporaire de 5 m de largeur avec Pipeline Interprovincial Inc. («PII») afin de réduire encore davantage toute perturbation de ces secteurs, là où une telle mesure est faisable.

### **9.2.6 Ressources archéologiques et patrimoniales**

TransCanada a déposé des études archéologiques préliminaires du tracé proposé et du site de la traversée de la rivière Niagara. D'après ces études, il est fort possible que d'importants sites archéologiques et patrimoniaux soient découverts.

TransCanada a précisé que, après une étude préliminaire sur le terrain, la présence de quatre sites archéologiques d'importance a été étayée. Il a également indiqué qu'il procéderait à des relevés détaillés des sites et qu'il soumettrait à l'Office, au moins dix jours avant le début de la construction, les résultats des travaux ainsi que toute mesure d'atténuation applicable. Si d'autres sites étaient découverts pendant la construction, TransCanada observerait les recommandations contenues dans son guide de pratiques pour la protection de l'environnement et ses devis de construction de pipelines.

### **9.2.7 Autres préoccupations**

M. Rempel s'est dit inquiet de ce que la construction et l'exploitation du pipeline proposé puisse nuire à son exploitation d'élevage. Les préoccupations de M. Rempel comprenaient l'assurance que ses animaux d'élevage auraient accès aux pâturages pendant la construction et que le pipeline ne donnerait pas lieu à une tension vagabonde, ce qui augmenterait les menaces de mastites<sup>1</sup> pour son cheptel.

M.P. Tregunno, de Tregunno Fruit Farms, a fait parvenir à l'Office une lettre de commentaires dans laquelle il parlait de son expérience passée en matière de forage dirigé sur sa propriété. M. Tregunno a indiqué que les effets néfastes pourraient inclure le bruit, les vibrations, la prolongation du calendrier de construction et l'altération de la structure du sol. En réponse à ces préoccupations, TransCanada a pris certains engagements afin de réduire les effets des trois traversées proposées; toutefois, M. Rempel s'est dit inquiet de ce que les vibrations du forage dirigé puissent endommager les structures en place sur sa propriété, notamment ses deux silos en douves de béton. Bien que TransCanada se soit engagé à faire évaluer la structure néfastes des bâtiments avant et après la construction, M. Rempel a dit s'inquiéter tout de même pour sa propre sécurité et pour celle de sa famille et de son bétail. Il s'est également inquiété de ce que TransCanada ne lui ait pas mentionné les effets secondaires possibles du forage dirigé sous la rivière Welland.

Kim Pennachio, Tony Pennachio et Joe Marsala ont fait état de leurs préoccupations au sujet de situations conflictuelles entourant leurs activités d'élevage de chevaux et leurs rapports avec l'agent des terres de TransCanada. TransCanada s'est engagé à aménager des clôtures temporaires pour

---

<sup>1</sup> Inflammation des glandes mammaires entravant la production du lait.

faciliter la réinstallation des chevaux à l'écart des emprises et a maintenant signé une entente avec ces propriétaires au sujet de l'espace considérable de travail qu'il devra utiliser temporairement dans le cadre des activités de forage dirigé.

### *Opinion de l'Office*

TransCanada est satisfait des engagements de TransCanada touchant l'atténuation des effets environnementaux néfastes des activités de forage dirigé et des incidences sociales directement reliées à ces effets. Pour ce qui est de l'élimination des boues de forage, l'Office n'est pas convaincu que TransCanada ait démontré que ces boues seront éliminées de façon sécuritaire, particulièrement dans le cas de l'épandage des matières solides et des effluents sur les terres agricoles; par conséquent, l'ordonnance sera conditionnelle au dépôt, par TransCanada, et à l'approbation, par l'Office, d'un plan d'élimination des boues.

À la lumière des préoccupations du MEO touchant les sédiments contaminés et compte tenu du fait que TransCanada a reconnu que des sédiments contaminés risquaient d'être perturbés si des tranchées étaient creusées dans le chenal Chippawa de la rivière Niagara, l'Office est d'avis que des effets environnementaux néfastes risquent de se produire.

TransCanada a consulté toutes les autorités concernées et a convenu de prendre un certain nombre d'engagement précis en réponse à leurs préoccupations. L'Office accepte ces engagements mais a ajouté quatre autres conditions touchant le confinement et l'élimination des boues de forage et la surveillance des divers effets du forage dirigé. Selon l'Office, si TransCanada applique les mesures proposées pour la protection de l'environnement et les mesures additionnelles dont il a convenu avec le CCPO et l'Office, la construction et l'exploitation du prolongement Blackhorse n'aura que des effets environnementaux minimes, locaux et temporaires si le chenal Chippawa est traversé à l'aide du forage dirigé. L'Office a rendu l'ordonnance conditionnelle pour s'assurer que ces mesures seront mises en oeuvre.

Afin de déterminer si les objectifs environnementaux ont été atteints, l'Office exigera de TransCanada qu'il soumette à son approbation un rapport environnemental postconstruction dans les six mois suivant la date d'autorisation de mise en service du pipeline. Ce rapport traiterait de toutes les questions environnementales soulevées jusqu'à ce moment-là. Il devrait également faire le point sur chaque question et décrire les mesures à prendre pour régler toute question en suspens.

L'Office exigera en outre de TransCanada qu'il dépose un rapport semblable le 31 décembre suivant chacune des deux premières saisons complètes de croissance après la construction.

# Chapiter 10

## Faisabilité économique

---

L'Office établit la faisabilité économique d'un projet en examinant la possibilité que les installations soient exploitées à un niveau raisonnable pendant leur durée de vie utile et en déterminant si les frais liés à la demande seront payés. Pour faciliter cet examen, l'Office prend en compte plusieurs facteurs jugés pertinents au cours d'audiences précédentes, de même que la preuve déposée TransCanada en regard de chacun de ces facteurs.

À titre de preuve à l'effet que des approvisionnements à long terme en gaz seraient disponibles et permettraient d'exploiter pleinement le pipeline pendant sa durée de vie utile, TransCanada a déposé un rapport préparé par Sproule Associates Limited (celui-ci est traité au chapitre 4). Ce rapport démontre l'existence d'un approvisionnement à long terme en gaz dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Pour ce qui est de l'approvisionnement américain en gaz naturel, St. Clair a déposé une preuve fondée sur les estimations de l'Energy Information Administration des réserves prouvées dans les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) et sur les estimations du potentiel non découvert dans la même région établies par le Potentiel Gas Committee. Selon ces estimations, un approvisionnement en gaz naturel adéquat aux États-Unis sera à la disposition des expéditeurs potentiels utilisant le réseau Blackhorse/Empire.

En ce qui a trait à la perspective à long terme de la demande de gaz, les demandeurs et le NYSEO ont déposé une preuve faisant état d'une perspective positive pour la demande future de gaz dans l'État de New York. TransCanada a aussi mentionné les prévisions de Gas Research Institute, Data Resources Inc. et Foster Associates Inc., qui indiquent que la demande à long terme sera plus forte que celle prévue il y a quelques années. TransCanada aussi fait référence à la liste des expéditeurs éventuels, qui ont signé des ententes de service préalables sur le réseau d'Empire, en tant que preuve de la demande de gaz. Les témoins de St. Clair et du NYSEO ont indiqué que les plans visant les centrales de cogénération alimentées au gaz, la conversion et les ajouts de centrales électriques ainsi le remplacement de l'électricité par le gaz naturel ont mené à une forte demande sur le marché. TransCanada a soutenu que, collectivement, ces preuves démontrent que le marché est adéquat et que les installations seront vraisemblablement exploitées pendant leur durée de vie utile.

TransCanada a affirmé que les approvisionnements en gaz livrés sur le réseau de Blackhorse/Empire seraient concurrentiels; il a aussi fait état des prévisions touchant la demande globale de gaz naturel et de la conclusion d'ententes préalables pour des services de transport à long terme de  $5\,750\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $203\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) sur les réseaux de TransCanada et d'Empire. TransCanada a cité la preuve fournie par le NYSEO à l'effet que les projets de pipeline approuvés et en suspens et l'accroissement prévu de la capacité pour desservir l'État de New York ne peuvent répondre aux besoins de gaz naturel d'ici 1995-1996. TransCanada a affirmé qu'il était raisonnable de supposer que, si elles décidaient de devenir concurrentielles, les sociétés pipelinières américaines existantes feront davantage d'affaires compte tenu de la croissance prévue du marché.

L'ASPIC a soutenu que la concurrence susceptible d'être livrée par d'autres sociétés exploitant des gazoducs était conjecturale. L'ASPIC a affirmé que les seuls moyens raisonnables permettant de transporter le gaz jusqu'au marché desservi par Empire seraient un raccordement de Tennessee à Niagara, de même que les installations existantes de Tennessee et de CNG acheminant du gaz venant

du sud des États-Unis. L'ASPIC a fait valoir que les producteurs et distributeurs canadiens étaient facilement en mesure de faire face à toute concurrence venant de ces sources. Elle a ajouté qu'il était être de considérer l'option Iroquois comme étant une concurrente potentielle du pipeline de Blackhorse/Empire.

Une discussion portant sur l'option Iroquois a été entamée par CNG, qui a remarqué que certaines parties ont pu prendre des mesures réglementaires pour doter le réseau d'Iroquois du raccordement nécessaire.

TransCanada a fourni des estimations du coût supplémentaire en capital associé au tracé suggéré d'Iroquois par rapport au prolongement Blackhorse, lesquelles démontrent que, sur la base d'un débit de  $5\,750\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $203\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ), les coûts des installations au Canada seraient plus élevés de 98,5 millions de dollars. En se fondant sur le même débit, TransCanada a évalué les coûts totaux supplémentaires des installations au Canada et aux États-Unis à 34,8 millions de dollars si les installations d'Empire ne sont pas construites. ANR a cité la preuve de TransCanada à l'effet que, à un débit de  $18\,413\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $650,0\,10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ), l'option Iroquois exigerait le débours de 130 millions de dollars en installations supplémentaires au Canada, en plus des coûts des installations de Blackhorse/Empire, sans compter encore 120 millions de dollars en installations additionnelles aux États-Unis.

Les demandeurs ont conclu que le réseau de Blackhorse/Empire est le moyen le plus rationnel et le plus efficace d'avoir accès au marché du nord de l'État de New York. Ils ont cependant remarqué que les deux réseaux, soit ceux de Blackhorse/Empire et d'Iroquois, sont des moyens complémentaires d'acheminer du gaz de source canadienne et américaine à différents secteurs du marché du nord-est américain.

TransCanada a fait valoir que la preuve d'un raccordement avec un pipeline de rechange ne démontre pas que le marché, les fournisseurs ou les expéditeurs sont prêts à s'engager à utiliser ce pipeline. TransCanada a souligné que, en plus de l'absence d'engagement de la part des expéditeurs face à l'option Iroquois, Iroquois et les sociétés pipelinères en aval n'ont pas demandé les approbations réglementaires nécessaires pour prolonger ou agrandir leurs installations respectives en vue de répondre aux besoins des expéditeurs d'Empire. TransCanada doute que ces approbations puissent être obtenues et que les installations puissent être construites de façon que le service soit offert à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993. TransCanada a ajouté que ce n'est pas à lui de prévoir quels réseaux ses expéditeurs ou le marché veulent utiliser.

Les demandeurs ont soutenu que les expéditeurs auraient à compter sur CNG et sur Tennessee pour s'approvisionner en gaz par le biais du réseau d'Iroquois, maintenant ainsi leur dépendance historique face à ces deux réseaux pipeliniers et perpétuant l'absence de solutions de rechange concurrentielles sur le plan des pipelines et de l'approvisionnement en gaz. Ils ont fait valoir que le statu quo serait inacceptable pour ces expéditeurs et pour les autorités de réglementation des États-Unis et de l'État de New York et qu'il causerait un grave préjudice aux producteurs et distributeurs de gaz canadiens.

Les demandeurs ont en outre soutenu que, pour la plus grande partie de la zone du marché que l'on propose de desservir par le biais du réseau d'Empire, le service de transport sur le réseau d'Iroquois n'est pas une solution de rechange viable au réseau d'Empire. Ils ont donc conclu qu'Empire concurrencera Tennessee, CNG, National Fuel et d'autres réseaux pipeliniers interétatiques dont le gaz provient des régions de production du sud des États-Unis.

NCO et Sithe/Enron ont remarqué que le marché n'appuie pas l'option Iroquois et que celle-ci devrait donc être rejetée en tant que solution de rechange viable au réseau de Blackhorse/Empire.

CNG a soutenu que l'intérêt exprimé par U.S. Generating, NYSEG et Niagara Mohawk, qui veulent avoir accès au réseau d'Iroquois, ne devrait pas être ignoré.

Tennessee a fait état de la preuve de Niagara Mohawk à l'effet que, malgré qu'il ait rejeté le réseau d'Iroquois au moment où le réseau de Gananoque/TransYork a été proposé, il s'intéressait maintenant au réseau d'Iroquois comme solution de rechange au réseau de Blackhorse/Empire en tant que moyen d'avoir accès aux approvisionnements en gaz canadien.

Pour ce qui est de la preuve touchant les contrats d'approvisionnement en gaz associés aux installations proposées, TransCanada a affirmé que Kamine Carthage et RG&E satisfaisaient à la norme de l'Office sur l'approvisionnement en gaz de projets particuliers précisée dans l'audience GH-5-89 et que Kamine Syracuse a déposé son contrat d'approvisionnement à long terme en gaz signé avec NCM et a versé au dossier sa preuve détaillée en matière d'approvisionnement en gaz. Quant aux volumes transitoires de RG&E, les demandeurs ont soutenu que l'Office devrait accepter, comme substitution aux contrats à long terme d'approvisionnement en gaz, les contrats à long terme de stockage et de transport garanti en amont et en aval signés par RG&E. Ils ont fait état de l'emplacement de l'aire de stockage, qui assure un accès à la plupart des principaux bassins d'approvisionnement en Amérique du Nord par le biais des grandes sociétés de transport du gaz, et ont laissé entendre que RG&E ne devrait pas avoir de difficulté à se procurer du gaz sur une base concurrentielle. Comme il a été décrit au chapitre 5, une preuve a été déposée au sujet des ententes de transport de RG&E, Kamine Carthage et Kamine Syracuse. TransCanada a fourni une preuve touchant l'intégrité financière de RG&E, une SDL établie depuis longtemps et qui dessert la ville de Rochester et les comtes environnants. Pour ce qui est de Kamine, TransCanada a conclu une entente de rendement sur les garanties financières en vertu desquelles Kamine s'est engagé, pour ses projets de cogénération, à fournir une lettre de crédit couvrant un an de frais liés à la demande avant la signature d'un contrat de transport.

Sur le plan des approbations réglementaires, les demandeurs ont fourni une preuve sur l'état actuel des approbations au Canada et aux États-Unis et ont soutenu que toutes les approbations avaient été ou seraient obtenues. CNG et Grand Island ont souligné les difficultés qu'éprouverait Empire dans l'obtention des permis requis auprès de l'U.S. Army Corps of Engineers pour les aménagements dans les milieux humides et sur les cours d'eau le long des 250 km de son réseau et ont affirmé que des délais minimums de six à douze mois pourraient compromettre la date de mise en service fixée à novembre 1993. CNG a aussi soutenu que, si le forage dirigé du chenal Chippawa de la rivière Niagara échouait, l'utilisation d'une méthode classique forcerait Empire à revenir à la case de départ pour ce qui est des approbations réglementaires.

Les demandeurs ont indiqué que l'incidence du coût des installations de Blackhorse sur les payeurs de droits actuels serait *de minimis* (environ 0,001 \$/GJ dans le cas des droits de la zone Est).

### *Opinion de l'Office*

L'Office est persuadé que la preuve démontre la faisabilité économique du prolongement Blackhorse proposé. Il est très probable que les installations seront exploitées pendant leur durée de vie utile en raison de la forte demande de gaz naturel sur le marché. De même, il est raisonnable de s'attendre que les frais liés à la demande

seront payés. L'Office est convaincu que toutes les approbations réglementaires nécessaires seront obtenues avant le début des travaux construction. L'Office est également d'avis que, en dépit du fait que le pipeline suscitera la concurrence au sein des sociétés gazières, le prix du gaz livré par le biais des installations sera concurrentiel. L'Office remarque que l'incidence des droits sur les expéditeurs existants serait *de minimis*.

L'Office partage l'avis des parties ayant soutenu que l'appui du marché et des organismes de réglementation est actuellement insuffisant pour que l'option Iroquois constitue une solution de rechange viable au réseau de Blackhorse/Empire. L'Office ne croit pas que l'intérêt manifesté jusqu'à maintenant à l'endroit d'Iroquois par U.S. Generating, NYSEG et Niagara Mohawk saperont la viabilité à long terme du réseau de Blackhorse/Empire.

# Chapitre 11

## Questions touchant la conception des droits

---

### 11.1 Méthode de conception des droits

Dans sa preuve, TransCanada a fait état de deux méthodes possibles de conception des droits pour les expéditeurs utilisant le prolongement Blackhorse :

- 1) des droits calculés selon la méthode de péréquation, de point à point pour le prolongement Blackhorse («les droits de péréquation»); et
- 2) des droits de péréquation de point à point jusqu'à l'endroit où le prolongement Blackhorse se détache de la canalisation principale, puis des droits différentiels additionnels pour le prolongement Blackhorse («les droits différentiels»).

Au cours de l'audience, l'Office a sollicité l'avis des demandeurs sur les deux méthodes suivantes de conception des droits :

- 3) des droits calculés séparément et qui supposeraient, pour le prolongement Blackhorse, l'établissement d'une base des taux distincte où tous les coûts actuels et futurs de Blackhorse seraient calculés selon la méthode de péréquation («les droits calculés séparément»); et
- 4) des droits de péréquation comprenant, pour les expéditeurs utilisant le prolongement Blackhorse, des frais supplémentaires équivalant à la différence entre les coûts estimatifs de la construction du prolongement Blackhorse et l'agrandissement de la canalisation Niagara.

TransCanada a indiqué être en faveur de l'option 1), soit les droits de péréquation, pour le prolongement Blackhorse, les trois autres options étant, à son avis, de simples variantes des droits différentiels. TransCanada a remarqué que l'Office a examiné la question des droits de péréquation par rapport à diverses formes de droits différentiels au cours d'audiences antérieures, y compris l'audience GH-5-89, et a opté pour les droits de péréquation. De l'avis de TransCanada, les raisons suivantes justifient le recours à des droits de péréquation pour le prolongement Blackhorse:

- Le prolongement Blackhorse n'est pas différent des autres embranchements du réseau de TransCanada et les droits devraient être établis sur la même base que celle utilisée pour les autres embranchements.
- Le prolongement Blackhorse desservira des clients multiples, comme tous les autres embranchements.
- Les embranchements nationaux et ceux servant aux exportations devraient être traités de la même façon pour ce qui est des droits. TransCanada a indiqué que le pays d'origine et le pays de destination du gaz ne peuvent faire l'objet d'un traitement différent aux termes du chapitre 9, articles 903 à 906, de l'Accord de libre-échange.
- Le prolongement Blackhorse ne sera pas utilisé pour offrir un service sur commande mais bien un service garanti et interruptible ordinaire, comme celui qui est offert sur l'ensemble du réseau de TransCanada.

- Les installations visées par la demande apportent un niveau accru de sécurité au réseau grâce aux aménagements qui seront ajoutés entre St. Clair et la jonction de la canalisation Niagara d'une part et le prolongement Blackhorse d'autre part. Ce dernier offre un point de livraison auxiliaire vers les États-Unis.
- Le prolongement Blackhorse permettra d'offrir aux autres clients du service garanti un point d'accès supplémentaire qui facilitera la dérivation ou la cession d'une capacité de service garanti au profit d'un marché secondaire, ce qui rehaussera la valeur de leurs droits à un service garanti.
- On ne trouve dans la demande aucune des trois conditions en vertu desquelles des droits différentiels pourraient être indiqués. Ainsi, aucune proposition ne vise le traitement de tous les embranchements de la même façon non discriminatoire par l'établissement de droits différentiels dans tous les cas; Blackhorse n'est pas un embranchement court construit exclusivement pour un seul client ou une seule centrale; et le prolongement Blackhorse ne fournit aucun service sur commande.
- Si des droits différentiels étaient appliqués selon les caprices du moment, les droits des futurs clients pourraient être nettement moins élevés et ce, aux dépens des clients antérieurs.
- L'application de frais supplémentaires dans le cas du prolongement Blackhorse exige la détermination d'installations théoriques pour une solution de rechange qui n'est que théorique également. L'établissement des coûts des installations théoriques peut être quelque peu subjectif et mener à la détermination de droits moins exacts. TransCanada ne croit pas qu'il soit approprié d'établir des droits d'après des coûts théoriques.
- Compte tenu du coût relativement peu élevé en capital de cet embranchement, les incidences des droits sur les autres utilisateurs sont négligeables (environ 0,001 \$/GJ dans le cas des droits de la zone Est). Bien que l'ampleur de l'incidence des droits sur ceux qui les paient actuellement ne soit pas déterminante de la méthode de conception des droits à appliquer, TransCanada a soutenu qu'une incidence de minimales sur les payeurs de droits actuels, compte tenu d'autres facteurs étayant les droits de péréquation, vient renforcer l'argument favorisant les droits de péréquation.
- La confiance de l'industrie face à un traitement réglementaire cohérent serait sapée si l'Office s'écartait du précédent qu'il a établi en matière de droits de péréquation lorsqu'il n'est pas prouvé que le service en cause est unique en son genre.

La position de TransCanada face aux droits de péréquation a été appuyée par ANR, RG&E. St. Clair, l'ASPIC, Consumers', Gaz Métropolitain, inc. («GMi»), NYSEG, NCO, Sithe/Enron, la CCPA et le procureur général du Québec («le Québec»).

ANR a soutenu que l'application de droits différentiels pour le Prolongement Blackhorse pourrait limiter l'utilisation de ce dernier et réduire les rentrées nettes des producteurs dont le gaz est transporté sur le prolongement Blackhorse.

Une objection fondamentale exprimée par l'ASPIC face à toute méthode de conception des droits autre que celle de la péréquation pour les installations proposées est que le prolongement Blackhorse se distinguerait des autres embranchements de TransCanada sur le plan du traitement des droits. L'ASPIC



a soutenu que, si l'Office décide d'appliquer une méthode de conception des droits autre que celle de la péréquation pour le prolongement Blackhorse, il faudrait, selon les principes de l'équité, réviser les méthodes de conception des droits des autres embranchements du réseau de TransCanada. Dans le même sens, Sithe/Enron s'est préoccupé de ce que la question des droits de péréquation vs les droits différentiels soit réexaminée et a affirmé que le rejet des droits de péréquation porterait un grave préjudice aux investisseurs privés qui ont consacré d'importantes sommes d'argent à l'élaboration de projets dans l'espoir que les règles existantes de conception des droits continueront d'être appliquées.

Consumers' a souligné que, pour les expéditeurs existants de TransCanada, les avantages des installations de Blackhorse seraient sans doute proportionnels à l'augmentation prévue des droits de péréquation. Dans ces circonstances, Consumers' a soutenu que les droits de péréquation sont appropriés. TransCanada a conseillé à l'Office de ne pas se fonder sur un équilibre des coûts et des avantages, comme cela a été fait dans certains cas soumis à la FERC. TransCanada a répété que l'Office devrait continuer de prendre des décisions touchant les droits en se fondant sur les pratiques et principes appliqués au Canada.

De l'avis de GMi, si l'Office croit que le projet de TransCanada présente des lacunes ou qu'il est moins indiqué que d'autres moyens pour satisfaire les besoins du marché, l'Office devrait rejeter la demande de TransCanada ou demander à ce dernier de la modifier. Le principe des droits de péréquation appliqué depuis longtemps ne devrait pas être sacrifié en vue de «réparer» une demande lacunaire. GMi a soutenu qu'il faudrait continuer de calculer les droits selon la méthode de péréquation de façon à maintenir la clarté des règles actuelles de conception des droits et la certitude qui les entoure.

NCO a affirmé qu'un réseau intégré est un réseau qui transporte du gaz d'une source d'approvisionnement jusqu'à un marché et qu'il ne conviendrait pas que l'Office adopte une approche peu systématique face au réseau de TransCanada en utilisant différentes méthodes de conception des droits pour divers tronçons du pipeline. Le Québec a également souligné que le prolongement Blackhorse ferait partie du réseau intégré de TransCanada et qu'il fournirait le même service que les autres embranchements.

De l'avis de CNG, les installations proposées devraient faire l'objet de droits différentiels. CNG a soutenu que ce sont les volumes transitoires américains et non les approvisionnements canadiens transportés à longue distance qui dorment lieu au facteur de charge peu élevé prévu pour le prolongement Blackhorse. Selon CNG, la nature du service pour le gaz transitaire est différente de celle du service de transport à longue distance de TransCanada. CNG a soutenu que la faible utilisation prévue est une indication du fait que les installations ne sont pas planifiées dans le cadre du développement intégré du réseau de TransCanada; par conséquent, les payeurs de droits de la zone Est de TransCanada ne devraient pas payer des droits même imperceptiblement plus élevés. CNG a également fait état des considérations suivantes à l'appui de l'application des droits différentiels : la preuve n'indique pas que les installations amélioreront de façon sensible la fiabilité ou la souplesse de l'ensemble du réseau de TransCanada; les volumes américains concurrenceront le gaz canadien pour les marchés desservis par le réseau d'Empire, les expéditeurs canadiens, principalement, devant assumer les coûts des installations sous-utilisées; et, selon le témoin de TransCanada, l'application de droits différentiels est faisable d'un point de vue technique et administratif.

Dans sa réponse, TransCanada a remarqué que l'argument de CNG mènerait à l'attribution de certains coûts à certains volumes, tandis qu'aucun argument de même nature touchant l'origine des coûts n'a été retenu par l'Office pour les installations autres que celles reliées à la pression de livraison.

TransCanada a également fait valoir que la préoccupation de CNG relative aux coûts assumés par les expéditeurs canadiens pour les installations sous-utilisées suppose que les expéditeurs actuels ont des droits acquis sur le réseau et ne tient pas compte de la pratique approuvée depuis longtemps voulant que les expéditeurs partagent les coûts et les avantages du réseau.

M. Rempel a indiqué que des droits différentiels devraient être appliqués dans le cas du prolongement Blackhorse de façon que les consommateurs de gaz et les industries du gaz du Canada n'aient pas à assumer le fardeau du coût des exportations du gaz naturel. Il a soutenu que les producteurs de gaz du Canada doivent utiliser le réseau canadien de transport du gaz et qu'ils ont, par conséquent, des responsabilités face au réseau, tandis que les producteurs américains n'utilisent le réseau canadien que lorsque cela leur convient. M. Rempel a prié TransCanada de prendre ce facteur en considération dans l'application de la méthode de conception des droits.

L'Association des consommateurs industriels de gaz («l'ACIG») s'est également opposée aux droits de péréquation pour le prolongement Blackhorse. Pour l'ACIG, le fait d'offrir à un nouveau marché situé dans une région éloignée une capacité de transport du gaz par le biais du prolongement Blackhorse suppose des coûts qui doivent être recouverts à même les coûts du transport destiné à ce marché. L'ACIG a préconisé, tout comme lors de l'audience GH-5-89, que les droits soient calculés selon la méthode de péréquation avec ségrégation des marchés. Toutefois, l'ACIG n'a pas cherché à incorporer la preuve déposée lors de l'audience GH-5-89 dans le dossier de la présente audience et n'a pas participé activement aux audiences GH-1-91 et GH-R-1-92.

### *Opinion de l'Office*

Afin de déterminer si les droits de péréquation seraient indiqués pour le prolongement Blackhorse, l'Office s'est penché sur deux facteurs. Premièrement, l'Office a tenu compte de la mesure dans laquelle le prolongement Blackhorse serait intégré au reste du réseau de TransCanada. Deuxièmement, l'Office a examiné la nature du service qui sera fourni par les installations proposées en regard du service fourni par le reste du réseau de TransCanada.

Sur le plan de l'intégration, la question est de savoir jusqu'à quel point les installations de Blackhorse seront physiquement intégrées au reste du réseau de TransCanada. Bien que les expéditeurs de TransCanada n'utiliseront probablement pas tous le prolongement Blackhorse, tout expéditeur désirant atteindre le marché de l'État de New York pourrait utiliser le prolongement si la capacité de ce dernier ne pose pas de contrainte. De plus, tous les expéditeurs utilisant le prolongement Blackhorse doivent également utiliser certaines autres parties du réseau de TransCanada. Les installations de Blackhorse ne pourraient être utilisées isolément. En outre, les installations seraient, selon toute probabilité, à la disposition d'autres expéditeurs qui pourront l'utiliser à des fins de dérivation, de cession ou de service interruptible. Par conséquent, l'Office est d'avis que le prolongement Blackhorse fera partie du réseau intégré de transport du gaz de TransCanada.

Pour ce qui est du deuxième facteur, l'Office est du même avis que TransCanada et les autres parties ayant soutenu que le service serait le même que celui offert sur le reste du réseau de TransCanada, c'est-à-dire un service de transport du gaz garanti et interruptible pour les utilisateurs multiples du réseau. Le prolongement Blackhorse fournirait un service classique et non pas un service sur commande.

En conclusion, l'Office est persuadé que le prolongement Blackhorse fera partie du réseau intégré de TransCanada et qu'il fournira un service semblable à celui offert sur le reste du réseau de TransCanada. De l'avis de l'Office, les coûts de toute portion d'un réseau pipelinier intégré utilisé conjointement par de nombreux expéditeurs et offrant un service classique devraient être partagés par tous les utilisateurs du réseau par le biais de droits de péréquation. Ces droits reflètent le fait que tous les expéditeurs occasionnent des coûts pour le réseau et partagent les avantages d'un réseau intégré. Dans de telles situations, les droits de péréquation permettent d'envoyer aux expéditeurs les bons signaux du marché pour ce qui est du coût de la prestation du service.

### **Décision**

**L'Office a approuvé le calcul des droits selon la méthode de péréquation pour le prolongement Blackhorse.**

## **11.2 Cession de capacité**

Comme il a été décrit dans la section 6.1, TransCanada a demandé à l'Office d'approuver une augmentation de  $4\,433\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $156,5\ 10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) de ses droits de transport garanti sur le réseau d'Union. Cette augmentation résulterait de la cession, à TransCanada, de la capacité de RG&E stipulée par contrat et s'élevant à  $2\,875\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $101,5\ 10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ) sur le réseau d'Union, de même que de l'entente M-12 signée par TransCanada et Union pour  $1\,558\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $55,0\ 10^6\text{pi}^3/\text{jour}$ ). Ces droits sur le réseau d'Union correspondent aux volumes prévus dans les contrats de service garanti entre St. Clair et Chippawa à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1993 et signés par RG&E et TransCanada.

Du point de vue de TransCanada, la cession de capacité sur le réseau d'Union est appropriée et elle ne devrait pas être traitée différemment des autres cas où TransCanada signe des contrats directement avec Union pour la capacité prévue à l'entente M-12 afin d'offrir à ses clients un service intégré.

Au moment où RG&E a modifié sa demande de service à partir de St. Clair, soit du point de raccordement de TransCanada et GLGT, jusqu'à Chippawa, TransCanada ne pouvait assurer en toute confiance à RG&E qu'il pourrait obtenir la capacité additionnelle nécessaire prévue à l'entente M-12 conclue avec Union pour combler les besoins de RG&E. Toutefois, RG&E était suffisamment élevé dans la file d'attente d'Union pour que la capacité nécessaire soit disponible sur le réseau d'Union; cette capacité a ensuite été cédée à TransCanada. La cession de la capacité de RG&E sur le réseau d'Union fournirait le moyen de relier les installations de TransCanada en amont et en aval, ce qui permettrait à TransCanada de fournir un service intégré à RG&E.

TransCanada a affirmé que RG&E a demandé ce service intégré, qui est fourni à des tiers par TransCanada, ajoutant qu'il préférerait le fournir dans ce cas-ci. TransCanada a ensuite soutenu que le service demandé par RG&E n'est pas différent de celui proposé pour Tennessee et qui a été approuvé lors de l'audience GH-4-91.

CNG a fait valoir que, avec des droits de péréquation, TransCanada ne recouvrerait pas la totalité des coûts supplémentaires du service offert par le biais de ces installations; par conséquent, tous les expéditeurs de TransCanada contribueraient au paiement du transport des volumes transitoires à courte distance de RG&E. CNG a en outre affirmé que la cession des volumes de RG&E est discriminatoire parce que TransCanada exige des payeurs de droits de la zone Est, comme GMi, qu'ils obtiennent leur

propre capacité sur le réseau d'Union afin de pouvoir utiliser les services offerts uniquement sur le réseau d'Union.

GMI a demandé pourquoi les payeurs de droits d'Union devraient assumer les risques associés à la capacité de RG&E sur le réseau d'Union lorsque GMI et certains autres distributeurs canadiens doivent passer eux-mêmes des contrats de transport garanti avec Union, assumant ainsi directement un risque financier et une responsabilité contractuelle. GMI a recommandé à l'Office, s'il décide de renverser sa décision précédente et d'approuver le prolongement Blackhorse, d'ordonner à RG&E de signer des contrats pour sa propre capacité sur le réseau d'Union; RG&E assumerait ainsi les risques et les coûts associés à ces contrats.

La CCPA a affirmé que, même si TransCanada aura l'occasion d'utiliser, à des fins de service interruptible, les droits garantis de RG&E sur le réseau d'Union les jours où RG&E ne se prévaut pas de ses droits, ce service confère à RG&E un avantage sur les autres utilisateurs du réseau de TransCanada. La CCPA a soutenu que ce «service intégré» devrait être considéré comme un nouveau service et que l'Office devrait en faire l'examen lors d'une audience ultérieure sur la conception des droits et prescrire un droit approprié. De l'avis de la CCPA, cette affirmation est particulièrement pertinente à la lumière de l'intention avouée de TransCanada d'offrir ce service à des tiers et de l'intention des tiers de profiter de l'offre de TransCanada.

#### *Opinion de l'Office*

Selon l'Office, rien ne distingue la capacité de transport garanti prévue à l'entente M-12 et acquise par TransCanada sur le réseau d'Union que ce soit par le biais de cessions ou de contrats directs des services intégrés actuellement offerts aux expéditeurs du gaz destiné aux marchés nationaux et étrangers. Par conséquent, l'Office est d'avis que les coûts associés au service prévu à l'entente M-12 devraient être recouverts par le biais de droits de péréquation. L'Office ne partage pas l'avis de la CCPA qui affirme qu'il s'agit d'un nouveau service ou que l'Office devrait en faire l'examen lors d'une audience ultérieure sur la conception des droits et prescrire un droit approprié.

#### **Décision**

**Les coûts associés à la capacité prévue à l'entente M-12 sur le réseau d'Union seront recouverts par le biais de droits de péréquation.**

# Chapitre 12

## Disposition

---

Les chapitres qui précèdent constituent notre décision et nos motifs de décision relativement aux demandes déposées devant l'Office dans le cadre de l'audience GH-R-1-92. L'Office a constaté une évolution des circonstances et l'apparition de faits nouveaux depuis la décision GH-1-91, ce qui justifie la cassation de cette décision. L'Office a également constaté que les installations proposées sont et seront d'utilité publique. L'annexe II renferme l'ordonnance autorisant la construction des installations.

K.W. Vollman  
Membre président

R.B. Horner, c.r.  
Membre

R. Illing  
Membre

# Annexe I

## Liste des questions

---

### Faisabilité économique

1. La probabilité que les installations soient exploitées à un degré raisonnable au cours de leur durée de vie utile et que les frais associés liés à la demande soient payés, en regard notamment des éléments suivants :
  - l'existence et la suffisance des approvisionnements à long terme en gaz à l'appui des installations existantes et demandées;
  - la preuve de la perspective à long terme de la demande de gaz dans la région du marché à desservir,
  - la preuve d'une concurrence éventuelle apportée par d'autres réseaux de transport aux approvisionnements en gaz acheminés par le réseau de TransCanada;
  - la preuve de l'existence de contrats de gaz associés aux installations proposées, y compris :
    - i) la preuve que les frais liés à la demande seront payés;
    - ii) la preuve quant à l'approvisionnement particulier au projet pour le prolongement proposé;
    - iii) la preuve que les ententes de transport du gaz existent ou existeront tant en amont qu'en aval du réseau de TransCanada; et
    - iv) la preuve que toutes les approbations réglementaires appropriées, tant du côté canadien qu'américain, seront obtenues avant la construction des installations demandées; et
  - la preuve de l'intégrité financière des demandeurs et des parties aux contrats de gaz associés aux installations proposées.

### Questions techniques

2. La faisabilité et l'utilisation possible de diverses techniques de construction, y compris le forage dirigé, afin de minimiser les incidences sur l'environnement.
3. La conception appropriée des installations proposées et la compatibilité de cette conception avec les exigences à long terme.

### Tracé général

4. La convenance du tracé précis proposé pour le prolongement Blackhorse.
5. Les tracés de rechange à l'intérieur de la région globale à l'étude délimitée par TransCanada, y compris ceux repérés par TransCanada mais sans exclure d'autres possibilités.

### Méthode de sélection du tracé

6. La pertinence des critères et de la méthode de sélection du tracé retenus par TransCanada.

## **Milieu naturel**

7. Les incidences environnementales potentielles associées à la construction du pipeline proposé sur les terres agricoles et les boisés.
8. Les effets environnementaux potentiels des traverses de cours d'eau et de milieux humides lors de la construction du pipeline proposé, particulièrement dans le cas de la rivière Niagara (chenal Chippawa), la rivière Welland et le ruisseau Lyons.

## **Méthode de conception des droits**

9. La méthode de conception des droits appropriée au prolongement Blackhorse proposé.
- 9A. La pertinence des ententes de cession de capacité conclues par Union et TransCanada pour les volumes transportés sur le réseau d'Empire.

## **Conditions**

10. Les conditions appropriées à inclure dans tout certificat ou ordonnance pouvant être émis.

## **Propositions de rechange**

11. En plus d'examiner, en regard du prolongement Blackhorse proposé, les points 1 à 10 mentionnés ci-dessus, l'Office se penchera également sur les aspects économiques, environnementaux et autres des moyens de rechange permettant d'avoir accès au marché américain visé par le prolongement Blackhorse. (Pour plus de précision, il n'est pas dans l'intention de l'Office d'entendre des preuves détaillées sur la portion américaine des installations, sauf dans la mesure où ces preuves permettent d'établir que ces installations sont un moyen viable de transporter les volumes de gaz à l'appui de cette demande jusqu'au marché à desservir.)

## **Révision**

12. Le renversement ou le maintien de la décision GH-1-91 dans laquelle l'Office rejetait la demande.

## **Annexe II**

### **Ordonnance XG-23-92**

---

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

Par suite d'une demande présentée par TransCanada PipeLine Limited («TransCanada»), en vertu de l'article 58 de la Loi, concernant des installations proposées connues sous le nom du prolongement Blackhorse, demande modifiée déposée auprès de l'Office le 20 juillet 1989 sous le numéro de dossier 3400-T001-52;

Par suite d'une demande présentée en vertu de l'article 21 de la Loi par TransCanada, ANR Pipeline Company, Rochester Gas and Electric Corporation et St. Clair Pipelines Ltd. («les requérants») en vue de la révision de la décision prise par l'Office de rejeter la demande relative aux installations;

EN VERTU DE l'ordonnance d'audience GH-R-1-92.

DEVANT l'Office le 17 juin 1992.

ATTENDU QUE l'Office a reçu de TransCanada une demande datée du 20 juillet 1989 concernant certaines installations qui s'ajouteraient à son réseau pipelinier et qui sont connues sous le nom de «prolongement Blackhorse»;

ATTENDU QUE l'Office a délivré l'ordonnance GH-1-91 selon laquelle la demande relative au prolongement Blackhorse ferait l'objet d'une audience;

ATTENDU QU'une audience a été tenue dans les villes de Niagara Falls et d'Ottawa en Ontario, du 22 au 26 avril et le 6 mai 1991;

ATTENDU QUE l'Office a décidé de rejeter la demande visant le prolongement Blackhorse;

ATTENDU QUE les requérants ont déposé, en vertu de l'article 21 de la Loi, une demande visant la révision de la décision prise par l'Office, en date du 2 août 1991, de rejeter la demande relative au prolongement Blackhorse;

ATTENDU QUE l'Office a décidé qu'en raison de faits nouveaux et de circonstances différentes, il y avait lieu de réviser la décision GH-1-91;

ATTENDU QUE l'Office a décidé de réviser la décision de l'instance GH-1-91 dans le cadre d'une audience orale;

ATTENDU QU'une audience publique a été tenue en vertu de l'ordonnance d'audience GH-R-1-92 dans la ville de Niagara Falls (Ontario) du 11 au 14 mai et à Calgary (Alberta) les 20 et 21 mai et, qu'à cette occasion, l'Office a entendu les requérants et toutes les parties intéressées;

ATTENDU QUE l'Office a décidé que les circonstances différentes et les faits nouveaux présentés justifiaient la mise de côté de la décision qu'il avait prise à l'instance GH-1-91;

ATTENDU QUE conformément au *Décret sur les Lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* («le Décret PEEEE»), l'Office a mené un examen



environnemental et a étudié les faits présentés par TransCanada ainsi que les preuves présentées au cours de l'audience;

ATTENDU QUE l'Office a établi, conformément au paragraphe 12(c) du Décret PEEE, que les effets environnementaux défavorables possibles des installations proposées, sauf pour ce qui a trait aux travaux de tranchée pour le croisement du chenal Chippawa de la rivière Niagara, ainsi que les répercussions sociales directement reliées à ces effets, seraient négligeables ou atténuables à l'aide de techniques connues;

ATTENDU QUE l'Office a établi, en vertu du paragraphe 12(c) du Décret PEEE, que les effets environnementaux défavorables possibles du croisement du chenal Chippawa de la rivière Niagara au moyen du forage dirigé, ainsi que les répercussions sociales directement reliées à ces effets, seraient négligeables ou atténuables à l'aide de techniques connues;

ATTENDU QU'en vertu de l'article 14 du Décret PEEE, l'Office exige le recours au forage dirigé pour empêcher que les effets environnementaux défavorables possibles du croisement du chenal Chippawa de la rivière Niagara, y compris les répercussions sociales directement reliées à ces effets, ne deviennent importants;

ET ATTENDU QUE l'Office a étudié la demande visant les installations et est d'avis qu'il est dans l'intérêt public d'autoriser le prolongement demandé;

IL EST ORDONNÉ QUE les installations décrites dans l'annexe A (et faisant partie intégrante de la présente) soient soustraites aux dispositions de l'alinéa 30(1)(a) et des articles 31 et 33 de la Loi, sous réserve des conditions suivantes:

1. TransCanada doit posséder et exploiter les installations pipelinières visées par la présente ordonnance («installations additionnelles»).
2. Avant la mise en chantier, TransCanada doit déposer auprès de l'Office la preuve qu'elle a obtenu auprès des autres organismes de réglementation les autorisations nécessaires visant les installations demandées.
3. (1) TransCanada doit faire dessiner, fabriquer, situer, construire et mettre en place les installations additionnelles conformément aux devis, dessins et autres renseignements ou données présentés dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office et approuvée dans la décision GH-R-1-92, sauf lorsque des modifications sont apportées aux termes du paragraphe (2) ci-dessous.  
  
(2) TransCanada ne doit pas faire modifier les devis, dessins ou autres renseignements ou données mentionnés au paragraphe (1), ci-dessus sans l'autorisation préalable de l'Office.
4. TransCanada doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, pratiques, recommandations et méthodes pour la protection de l'environnement incluses ou mentionnées dans sa demande, dans ses rapports d'évaluation environnementale déposées dans le cadre de sa demande, dans les devis de construction de ses installations pipelinières (1990), dans son manuel de pratiques de protection de l'environnement (1991) et dans ses engagements envers le ministère fédéral des Pêches et des Océans et les organismes membres du Comité de coordination des pipelines de l'Ontario, documents qui font tous partie de la preuve produite devant l'Office à l'audience GH-R-1-92.

5. (1) À moins d'une disposition contraire à l'alinéa (2) ci-dessous, TransCanada doit, avant la mise en chantier des installations visées par la présente ordonnance, démontrer à la satisfaction de l'Office que tous les titres fonciers requis ont été acquis le long du tracé complet.  
(2) Advenant qu'elle n'obtienne pas tous les droits fonciers requis le long du tracé faisant l'objet de la présente ordonnance, TransCanada peut entreprendre la construction d'une partie des installations à condition qu'avant la mise en chantier, elle démontre à la satisfaction de l'Office que les droits, prévus à la Loi, des propriétaires dont les terrains longent la partie du tracé pour laquelle TransCanada n'a pas obtenu les droits fonciers requis, ne seront pas lésés par la construction de la partie en question.
6. TransCanada doit, au moins dix jours avant la mise en chantier des installations additionnelles, déposer auprès de l'Office un ou plusieurs échéanciers détaillés des travaux de construction indiquant les principales activités de construction et elle doit aviser l'Office de toutes les modifications apportées à son ou à ses échéanciers au fur et à mesure.
7. TransCanada doit, au moins dix jours avant la mise en chantier, déposer auprès de l'Office les résultats des études sur les ressources du patrimoine mentionnées à l'audience GH-R-1-92, y compris les mesures de prévention ou d'atténuation pertinentes.
8. À moins d'une directive contraire de l'Office, TransCanada doit, avant d'entreprendre la construction des installations additionnelles, démontrer à la satisfaction de l'Office :
  - (1) qu'en ce qui a trait aux nouveaux volumes garantis à l'exportation et aux nouveaux volumes garantis à l'exportation pour ré-importation, toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation des États-Unis et du Canada, y compris les autorisations canadiennes d'exportation et d'importation pour ré-exportation pertinentes à long terme, ont été obtenues;
  - (2) qu'en ce qui a trait au transport de nouveaux volumes garantis par le réseau de TransCanada,
    - (a) les contrats de transport ont été signés;
    - (b) toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation des États-Unis et du Canada ont été accordées à l'égard des installations en aval et en amont ainsi que des services de transport; et
    - (c) les contrats d'approvisionnement en gaz ont été signés.
9. TransCanada doit déposer auprès de l'Office, au moins dix jours avant la mise en chantier, les contrats d'approvisionnement en gaz de RG&E étayant le service de transport contractuel des  $4\,433\,10^3\text{m}^3/\text{j}$  ( $156,5\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$ ) initiaux par le réseau de TransCanada.
10. À moins d'une directive contraire de l'Office, TransCanada doit, avant le début de la construction des installations approuvées, faire autoriser par l'Office,
  - (1) des tableaux des besoins présentés de la même façon que les tableaux des annexes 5 et 6 de l'onglet 6 de la pièce B-6 de l'audience GH-R-1-92 et indiquant les besoins prévus du scénario de référence et les besoins pour lesquels la modalité 8 a été exécutée; et

- (2) des graphiques d'acheminement du réseau de TransCanada démontrant que les installations approuvées pour lesquelles on doit obtenir une autorisation de procéder sont nécessaires au transport des volumes requis indiqués au paragraphe (1).
11. Pendant la construction, TransCanada doit déposer auprès de l'Office des rapports mensuels sur les coûts et l'avancement des travaux, selon la présentation convenue avec le personnel de l'Office, fournissant une ventilation, par emplacement et par installation, des coûts engagés pendant le mois du rapport, le pourcentage d'achèvement de chaque activité et une mise à jour des coûts prévus pour le parachèvement du projet.
  12. TransCanada doit, dans les six mois suivant la mise en service des installations additionnelles, déposer auprès de l'Office un rapport fournissant une ventilation des coûts engagés pour la construction ainsi que le pourcentage du contenu canadien des installations additionnelles en utilisant la présentation que l'on trouve à l'annexe II de l'onglet 3 de la pièce B-6 produite à l'audience GH-R-1-92, comparant les coûts réels aux coûts estimés et expliquant tout écart important par rapport aux estimations.
  13. TransCanada doit conserver à chaque bureau de chantier une copie des méthodes de soudure et d'essai non destructif utilisées pour le projet ainsi que tous les documents d'appui de façon qu'ils puissent être vérifiés au besoin.
  14. (1) TransCanada doit déposer auprès de l'Office un rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction dans les six mois suivant la date de la dernière autorisation de mise en service des installations additionnelles.
    - (2) Le rapport visé au paragraphe (1) ci-dessus doit énoncer les questions environnementales qui ont été soulevées jusqu'à la date du dépôt du rapport et doit :
      - (a) indiquer les questions réglées et celles qui sont demeurées en suspens; et
      - (b) décrire les mesures que TransCanada entend prendre pour régler les questions en suspens.
    - (3) TransCanada doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre suivant chacune des deux premières saisons complètes de culture, après le dépôt du rapport d'évaluation visé au paragraphe (1),
      - (a) une liste des questions environnementales qui, comme l'indique le rapport, sont encore en suspens et de celles qui se sont posées depuis le dépôt du rapport, le cas échéant; et
      - (b) une description des mesures que TransCanada entend prendre pour régler toute question environnementale en suspens.
  15. Trente (30) jours avant la mise en chantier, TransCanada doit déposer auprès de l'Office pour approbation un plan d'élimination des boues de forage. Le plan présenté doit contenir au moins les renseignements suivants :
    - (i) un estimé de la composition complète des déchets de forage ce qui comprend les quantités relatives d'eau, de bentonite et d'autres sédiments et débris de forage; indication des additifs susceptibles d'être utilisés pendant la construction ou aux fins de la floculation avant l'élimination;

- (ii) un document indiquant que TransCanada a conclu une entente avec une installation d'élimination des déchets aux fins de l'élimination des déchets solides de forage dans le cas où un déversement brut des solides est proposé;
  - (iii) ce cas échéant, document indiquant que TransCanada a conclu une entente avec le propriétaire du terrain privé sur lequel elle entend décharger les déchets; et
  - (iv) une analyse des effets défavorables potentiels sur l'environnement et mesures d'atténuation proposées pour la méthode d'élimination prévue.
16. TransCanada doit déposer auprès de l'Office, dix jours avant l'élimination des déchets de forage, tous les renseignements qu'elle a été tenue de fournir pour se conformer aux exigences et aux lignes directrices du ministère des Ressources naturelles de l'Ontario et du ministère de l'Environnement de l'Ontario.
17. TransCanada doit déposer auprès de l'Office, dix jours avant la première élimination des déchets de forage et toutes les deux semaines par la suite jusqu'à la fin du forage dirigé, une analyse de données indiquant la composition chimique complète des déchets solides et liquides à éliminer ainsi que les mesures d'atténuation nécessaires en fonction de cette composition chimique.
- Si des substances doivent être ajoutées aux fluides de forage à un moment quelconque de la construction, TransCanada doit informer immédiatement l'Office de la nature et de la composition de ces additifs.
18. TransCanada doit présenter à l'Office un rapport postérieur à la construction indiquant en détail les problèmes rencontrés pendant le forage dirigé ainsi que les mesures prises. Le document présenté doit contenir au moins les renseignements suivants :
- (i) tout problème (tel que l'interférence magnétique) lié à la précision du système de direction;
  - (ii) tout problème lié aux dommages à la conduite;
  - (iii) tout problème lié aux boues qui font surface après avoir traversé des couches meubles ou des trous de guidage abandonnés;
  - (iv) toute préoccupation d'ordre social soulevée au cours des activités de forage;
  - (v) tout problème lié au confinement ou à l'élimination des boues; et
  - (vi) le niveau des vibrations causées par le forage dirigé et les dommages aux structures liés à ces vibrations.
19. TransCanada doit, au moins dix jours avant la mise en chantier des installations additionnelles, déposer auprès de l'Office une copie de la liste des questions environnementales qu'elle a dressée conformément à l'alinéa 28(1)(a) du *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office, et si d'autres questions sont soulevées pendant la construction, TransCanada doit déposer une liste à jour conformément au paragraphe 28(2) du *Règlement sur les pipelines terrestres* et prendre les mesures nécessaires afin de remédier à la situation.
20. Au moins dix jours avant la mise en chantier, TransCanada doit déposer auprès de l'Office une copie de l'entente d'ordre technique conclue avec ANR Pipeline Company concernant le croisement du chenal Chippawa de la rivière Niagara.

21. À moins d'une directive contraire de l'Office, TransCanada doit faire en sorte que la construction et la mise en place de chacune des installations additionnelles visées par la présente ordonnance débutent au plus tard le 31 décembre 1994.

L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le Secrétaire

---

J. S. Richardson

## Annexe A

### Prolongement Blackhorse

Description	Coût estimatif (en 1992, en milliers de dollars)
Gazoduc : conduite de 20,6 km de long et de 610 mm de diamètre s'étendant de la VCP 1701 à la frontière américaine	23 884
Compresseur : compresseur de 6.3 MW à la station 1301	13 127
Comptage : deux sections de comptage de tubes d'un diamètre nominal de 12 pouces, situé à Chippawa (Ontario)	<u>2 047</u>
Coût total en capital :	39 058

# **Annexe III**

## **Engagements de TransCanada face au Comité de coordination des pipelines de l'Ontario et ses organismes membres**

---

### **Comité de coordination des pipelines de l'Ontario («CCPO»)**

TransCanada s'engage :

1. à préparer une évaluation archéologique détaillée du tracé définitif avant le début des travaux de construction;
2. à éviter les sites archéologiques pendant la construction mais, si la chose est impossible, à fouiller tous les sites connus susceptibles d'être touchés par la construction;
3. à produire un rapport sur les résultats du relevé archéologique détaillé effectué sur le terrain et sur les fouilles entreprises;
4. à communiquer au président du Comité de coordination des pipelines de l'Ontario le nom du superviseur des travaux de construction et de l'inspecteur en environnement, dix jours avant le début de la construction;
5. à aviser les bureaux locaux des ministères de l'Environnement et des Richesses naturelles de l'Ontario ainsi que le président du CCPO de la date et du lieu du séminaire qui sera tenu sur l'environnement à l'intention du personnel chargé de la construction et de la supervision; et
6. à fournir au président du CCPO des copies de tous les rapports «après la construction» et «tel que construit».

### **Ministère des Richesses naturelles de l'Ontario («MRNO»)**

1. TransCanada PipeLines obtiendra du MRNO les autorisations voulues - qui peuvent prendre la forme de permis de travail - pour toutes les constructions touchant les cours d'eau à moins que le MRNO décide que de telles autorisations ne sont pas requises. TransCanada devra demander ces autorisations au plus tard 45 jours avant le début des travaux de construction et il devra s'y conformer.

TransCanada devra respecter toute restriction touchant le moment de la préparation du site et des activités de construction et les méthodes utilisées à cette fin.

2. TransCanada fournira des plans de gestion des eaux pluviales lors de la construction et après celle-ci et des plans d'entretien à long terme, y compris les mesures à prendre pour régler tout problème de défaillance éventuel. Ces plans ont pour but de prévenir l'accumulation de l'eau dans l'emprise et la contamination du cours d'eau.
3. TransCanada avisera le bureau local du MRNO de la date, de l'heure et de l'endroit du séminaire qui sera tenu sur l'environnement à l'intention du personnel chargé de superviser les travaux de construction et avisera le MRNO 24 heures avant d'entreprendre chaque traversée de cours d'eau.

4. Si le MRNO est d'avis que l'habitat du poisson sera détruit par suite des mesures envisagées par TransCanada, il en avisera le ministère des Pêches et des Océans («MPO»). Ce dernier doit approuver toute destruction de l'habitat et toute mesure de compensation qui lui est associée avant le début de la construction.

### **Ministère de l'Environnement de l'Ontario («MEO»)**

1. Là où l'on se propose d'éliminer les matériaux de dragage dans l'eau et là où l'on croit avoir affaire à des sédiments contaminés, il faudra procéder à une analyse des sédiments afin de déterminer si les matériaux satisferont aux exigences du ministère de l'Environnement de l'Ontario en matière d'élimination dans l'eau; ces exigences sont décrites dans la directive 15-07 intitulée *Évaluation de la construction de pipelines de transport et de distribution d'hydrocarbures qui traversent des cours d'eau* (1984).
2. Si les matériaux de dragage ne satisfont pas aux exigences du ministère de l'Environnement de l'Ontario en matière d'élimination dans l'eau, ils doivent être stockés au-dessus de la laisse de crue et stabilisés pour éviter qu'ils ne pénètrent à nouveau dans le cours d'eau. Ces matériaux seront éliminés par épandage sur le sol, à un endroit convenu avec le Ministère.
3. Les prises d'eau et les approvisionnements en eau doivent être protégés, ou les municipalités et les industries doivent être informées du moment, le cas échéant, où des travaux de dragage auront lieu. Là où les approvisionnements en eau seront perturbés, TransCanada doit prévoir des sources d'eau temporaires ou permanentes de rechange.
4. Des mesures de surveillance de la qualité de l'eau doivent être mises en oeuvre pour la rivière Welland, les ruisseaux Lyons et Tee et pour certains de leurs plus gros affluents. Le ruisseau Ussher, notamment, est renommé pour ses pêches et il doit faire l'objet d'une attention particulière.

Des carottes de sédiments devraient être prélevées jusqu'à la limite de l'excavation, les 30 premiers centimètres étant soumis séparément du reste de la carotte à des analyses des paramètres de la qualité de l'eau. Ces paramètres ne devraient pas dépasser les concentrations admissibles précisées dans le tableau 1 de la version provisoire du document du ministère de l'Environnement intitulé *Guidelines for the Management of Dredged Material in Ontario*.

Le ministère de l'Environnement recommande de procéder à un échantillonnage à six (6) endroits de la rivière Welland espacés également, dont la moitié dans le marais, à quatre (4) endroits dans le ruisseau Lyons, à trois (3) endroits tant dans le ruisseau Ussher que dans le ruisseau Tee. Les données recueillies à ces endroits permettront de déterminer si les plus petits cours d'eau doivent également être échantillonnés. Pour de plus amples détails touchant l'échantillonnage des sédiments ou l'interprétation des résultats des analyses, prière de communiquer avec M. Archie McLarty, biologiste régional, Hamilton (416-521-7702).

5. TransCanada évaluera les incidences possibles du bruit et de la poussière occasionnées par la construction et précisera les mesures d'atténuation de ces incidences au besoin.
6. TransCanada avisera le bureau local du ministère de l'environnement de la tenue d'un séminaire sur l'environnement à l'intention du personnel chargé de superviser les travaux de construction.



## **Annexe IV**

# **Critères d'évaluation es tracés de rechange utilisés par TransCanada**

---

1. Maximiser la distance sur laquelle le tracé peut longer une emprise existante et y être immédiatement adjacent.
2. Minimiser la longueur des nouvelles emprises non adjacentes aux emprises existantes.
3. Maximiser la distance pouvant servir d'espace temporaire de travail le long d'une emprise existante.
4. Minimiser la distance sur laquelle on trouve du limon et du sable saturés à l'intérieur de l'emprise.
5. Minimiser la distance à franchir dans des milieux humides, des sols organiques ou des terres tourbeuses.
6. Minimiser les incidences sur les ressources forestières, y compris les boisés des exploitations agricoles.
7. Minimiser les répercussions du tracé sur les zones écologiquement sensibles.
8. Minimiser le nombre de ruisseaux à traverser:
  - non sensibles (eau tiède).
9. Minimiser le nombre de rivières d'importance à traverser.
10. Minimiser le nombre de routes à traverser, particulièrement les routes provinciales et celles qui sont pavées.
11. Minimiser la distance sur laquelle le tracé est adjacent à des exploitations avicoles ou à d'autres types d'exploitation d'élevage vulnérables.
12. Maximiser la distance à franchir sur les terres non cultivées.
13. Minimiser la distance à franchir sur les terres où l'on trouve des cultures spéciales, particulièrement les terres abritant des cultures vivaces : vergers, vignobles et champs de ginseng, par exemple.
14. Éviter les terres utilisées à d'autres fins ou minimiser la distance à franchir dans ces endroits :
  - les secteurs résidentiels à densité élevée;
  - les zones d'empiètement urbain;
  - les aires récréatives utilisées de façon intensive;
  - les secteurs industriels (une telle utilisation peut toutefois être considérée comme un avantage positif également);
  - les zones abritant des carrières;
  - les zones présentant un potentiel archéologique important; et
  - les zones où des aménagements ultérieurs sont prévus.

15. Éviter les terres ayant un statut spécial, notamment les parcs, les cimetières et les réserves indiennes, de même que les sites historiques désignés.
16. Minimiser les incidences du tracé sur les eaux d'approvisionnement en eau et les eaux souterraines.
17. Maximiser la distance sur laquelle l'emprise proposée correspondra à la texture du sol et à la géométrie du paysage.
18. Minimiser les incidences du tracé sur les habitats fauniques susceptibles d'être touchés, par exemple :
  - les ravages de cerfs;
  - les aires d'hivernage d'importance; et
  - les zones où la présence d'espèces rares et en danger de disparition a été signalée.