



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Alberta Northeast Gas, Limited

TransCanada PipeLines Limited

ProGas Limited

ATCOR Ltd.

AEC Oil and Gas Company

GH-1-87

Mars 1987

Licences d'exportation

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Alberta Northeast Gas, Limited

TransCanada PipeLines Limited

ProGas Limited

ATCOR Ltd.

AEC Oil and Gas Company

Demandes présentées conformément aux articles 17 et 82 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue d'obtenir des licences d'exportation de gaz naturel

GH-1-87

Mars 1987

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1986

No. du Cat. NE22-1/1987-2F
ISBN 0-662-94131-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Table des matières

Exposé et comparutions	(ii)
1. La demande	1
2. Motifs de décision	4
2.1 Réserves et capacité de production	4
2.2 Excédents	5
Opinion du demandeur	5
Opinion des intervenants	5
Opinion de l'Office	5
2.3 Installations pipelinières	6
Description des installations nécessaires au Canada et estimation concernant leur coût en capital	6
Description et coût en capital Estimation des coûts aux États-Unis	8
Pression de livraison à Iroquois et à Niagara Falls	9
2.4 Marchés	9
Opinion du demandeur	9
Opinion des intervenants	10
Opinion de l'Office	11
2.5 Résumé de l'analyse coûts-avantages	12
3. Décision	14

Annexes

1. Actionnaires et racheteurs de ANE	16
2. Première étape de la méthode de calcul de l'excédent R/P	17
3. Deuxième et troisième étapes de la méthode de calcul de l'excédent R/P	19
4. Modalités d'application des licences qui seront délivrées aux codemandeurs	21

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, S.R., c. N-6, dans sa version modifiée et à ses règlements d'application; et

RELATIVEMENT À une demande conjointe présentée par Alberta Northeast Gas, Limited et TransCanada PipeLines Limited en vue d'obtenir, conformément à l'article 17 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("la Loi"), des ordonnances autorisant la modification des licences GL-84, GL-85 et GL-88 relatives à l'exportation de gaz ou, à défaut, deux nouvelles licences d'exportation de gaz naturel, conformément à l'article 82 de la Loi; et

RELATIVEMENT À une demande conjointe présentée par Alberta Northeast Gas, Limited, ProGas Limited, ATCOR Ltd. et AEC Oil and Gas Company, division de Alberta Energy Company Ltd., en vue d'obtenir trois nouvelles licences d'exportation de gaz naturel, conformément à l'article 82 de la Loi.

ENTENDUE à Ottawa, en Ontario, les 17, 18, 19 et 20 février 1987.

DEVANT:

R.F. Brooks	Membre président
L.M. Thur	Membre
R.B. Horner, c.r.	Membre

COMPARUTIONS:

D.O. Sabey, c.r.	Alberta Northeast Gas, Limited;
L.E. Smith	TransCanada PipeLines Limited;
F.M. Lowther	ProGas Limited;
K.J. MacDonald	ATCOR Ltd;
C.C. Black	et AEC Oil and Gas Company, codemandeurs
J.M. Murray	
A.L. McLarty	L'Association pétrolière du Canada
A.S. Hollingworth	L'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
M.A. Putnam, c.r.	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
J. Lutes	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. et Westcoast Transmission Company Limited
J.H. Smellie	ICG Utilities (Ontario) Ltd. et Natural Gas Pipeline Company of America
D. Bews	Mobil Oil Canada, Ltd.
E.B. McDougall	Northern Border Pipeline Company

D.A. Dawson	Pan-Alberta Gas Ltd.
S. Lockwood	Sulpetro Gas Enterprises Inc.
H. Soloway, c.r. N.J. Schultz E.B. Abbott	Tennessee Gas Pipeline Company, division de Tenneco Inc.
P.A. Wylie	The Consumers' Gas Company Ltd.
W.G. Burke-Robertson, c.r.	Transcontinental Gas Pipe Line Corporation
D.C. Edie	L'Office de commercialisation du pétrole de l'Alberta
E.J. Smith P. Morris	Le Ministre de l'Énergie de l'Ontario
J. Jolley, c.r.	Union Gas Limited
F. Hulme	KannGaz Producers Ltd.
J. Giroux J. Robitaille	Le Procureur général du Québec
H. Soudek D. Bursey	L'Office national de l'énergie

Chapitre 1

La demande

Dans une demande conjointe datée du 14 novembre 1986, Alberta Northeast Gas, Limited ("ANE")*, TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada"), ProGas Limited ("ProGas"), ATCOR Ltd. ("ATCOR") et AEC Oil and Gas Company ("AEC"), connues sous le vocable Alberta Northeast Project, ont demandé à l'Office national de l'énergie ("l'Office") de leur délivrer, conformément à l'article 17 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("La Loi") des ordonnances ayant pour effet de modifier les licences d'exportation de gaz GL-84, GL-85 et GL-88 actuellement détenues par TransCanada. Les modifications que les demandeurs cherchent à faire approuver permettraient:

- (i) de regrouper les trois licences sous deux licences distinctes qui seraient détenues conjointement par ANE et TransCanada;**
- (ii) d'utiliser, en plus de Niagara Falls, en Ontario, Iroquois, en Ontario, comme point d'exportation;
- (iii) de faire passer à 42,7 milliards de mètres cubes le volume de gaz dont l'exportation est autorisée par les licences, soit une augmentation de 11,2 milliards de mètres cubes;
- (iv) d'apporter des modifications aux volumes journaliers et annuels actuellement autorisés;
- (v) de prolonger jusqu'au 31 octobre 2003 la période d'application de la licence;

Les codemandeurs ont demandé qu'en cas de rejet de cette demande, deux nouvelles licences d'exportation leur soient délivrées qui comprendraient toutes les modalités susmentionnées.

Les demandeurs ont également demandé, conformément à la partie VI de la Loi, trois nouvelles licences assorties des modalités suivantes:

* ANE est une société canadienne qui a été constituée le 15 janvier 1986 conformément à la loi sur les sociétés commerciales canadiennes; son siège social se trouve à Calgary, en Alberta. La liste des 14 actionnaires que la société compte est fournie à l'Annexe I. ANE a été constituée afin de s'occuper de l'achat, au Canada, de gaz qui doit être revendu à 18 racheteurs des États-Unis, ces racheteurs font des affaires dans la région du marché du Nord-Est des États-Unis. La liste de ces sociétés est également présentée à l'Annexe I.

** Même si la description ci-dessus de la demande ne vise que la partie du projet concernant les licences actuellement en vigueur, les demandeurs ont convenu, au cours de l'audience, que si de nouvelles licences étaient délivrées, les parties des licences GL-84, GL-85 et GL-88 qui ne sont plus nécessaires pour l'exportation des volumes de gaz demandés pourront être révoquées. L'Office avait déjà fait cette proposition, dans sa lettre d'accompagnement de l'ordonnance d'audience GH-1-87 en date du 7 janvier 1987. La preuve indiquait également qu'une partie des volumes autorisés aux termes de la licence actuellement en vigueur serait nécessaire pour permettre les ventes actuelles et prévues à Tennessee Gas Pipeline Company.

(i) ANE et ProGas - (à détenir conjointement)

Période d'application et point d'exportation	Du 1 ^{er} novembre 1988 au 31 octobre 2003. Iroquois, en Ontario
--	---

Volume journalier maximum	1,9 million de mètres cubes
---------------------------	-----------------------------

Volume annuel maximum	0,7 milliard de mètres cubes
-----------------------	------------------------------

Volume maximum de la période d'application	10,2 milliards de mètres cubes
--	--------------------------------

(ii) ANE et ATCOR - (à détenir conjointement)

Période d'application et point d'exportation	Du 1 ^{er} novembre 1988 au 31 octobre 2003. Iroquois, en Ontario
--	---

Volume journalier maximum	1,0 million de mètres cubes
---------------------------	-----------------------------

Volume annuel maximum	0,4 milliard de mètres cubes
-----------------------	------------------------------

Volume maximum de la période d'application	5,4 milliards de mètres cubes
--	-------------------------------

(iii) ANE et AEC - (à détenir conjointement)

Période d'application et point d'exportation	Du 1 ^{er} novembre 1988 au 31 octobre 2003. Iroquois, en Ontario
--	---

Volume journalier maximum	0,5 million de mètres cubes
---------------------------	-----------------------------

Volume annuel maximum	0,2 milliard de mètres cubes
-----------------------	------------------------------

Volume maximum de la période d'application	2,7 milliards de mètres cubes
--	-------------------------------

Par leur demande conjointe, les demandeurs cherchent à obtenir l'autorisation d'exporter jusqu'à 61,0 milliards de mètres cubes ce qui représente 29,5 milliards de mètres cubes de plus que le volume de gaz dont l'exportation est actuellement autorisée aux termes des licences GL-84, GL-85 et GL-88.

ANE, en qualité d'organisme de regroupement, se chargerait de l'achat, de l'exportation et de la revente du volume de gaz dont l'exportation est proposée. Le gaz serait produit en Alberta et exporté à partir de Niagara Falls et de Iroquois, en Ontario, à raison d'un volume journalier maximum de 1,2 million, et de 10,0 millions de mètres cubes, respectivement.

Aux termes de différentes ententes contractuelles, TransCanada, ProGas, ATCOR et AEC seraient les expéditeurs qui alimenteraient le réseau de TransCanada; elles vendraient du gaz à ANE, du côté canadien de la frontière internationale, aux points d'exportation proposés ou à proximité de ceux-ci. Puis, ANE revendrait immédiatement le gaz à 18 sociétés de distribution locales des aux États-Unis ("SDL"), qui prendraient les dispositions voulues pour faire transporter ce gaz jusqu'à leurs États d'attache respectifs, soit l'État de New York, le New Jersey, le Connecticut, le New Hampshire, le Massachussetts et le Rhode Island.

Le gaz livré à partir de Niagara Falls serait acheminé jusqu'aux marchés américains par les installations de Tennessee Gas Pipeline Company ("Tennessee Gas"). Le gaz livré à partir d'Iroquois, en Ontario, serait transporté par un gazoduc que l'on projette de construire. Ce gazoduc, appelé Réseau de transport du gaz Iroquois ("RTGI"), s'étendrait de la frontière canado-américaine vers le sud-est, en passant par les États de New York et du Connecticut pour ensuite traverser le détroit de Long Island et arriver à Long Island, New York.

Chapitre 2

Motifs de décision

Dans son étude du projet d'Alberta Northeast, l'Office s'est particulièrement intéressé aux questions des réserves de gaz, de la capacité de production, des installations pipelinières, des marchés et des avantages nets pour le Canada.

2.1 Réserves et capacité de production

Les codemandeurs ont fourni des estimations concernant les réserves des gisements d'où chacun entend tirer le gaz naturel qu'il se propose d'exporter. L'Office a analysé les approvisionnements visés par les contrats passés par chaque demandeur et a préparé ses propres estimations concernant les réserves restantes de gaz que les demandeurs entendent offrir à contrat. Le tableau no 1, qui compare les estimations des demandeurs à celles de l'Office, montre que celles de l'Office sont inférieures aux autres; les différences sont attribuables au fait que l'Office et les demandeurs n'ont pas utilisé les mêmes facteurs d'évaluation de la capacité des réservoirs dans le calcul des réserves de chaque gisement.

Tableau 1
Approvisionnements promis aux termes de contrats
Réserves établies restantes au 31 décembre 1985
(106m3)

	Estimations des demandeurs	Estimations de l'Office
AEC	3 941(1)	2 913
ATCOR	7 204	5 984
ProGas	99 752(2)	93 050
TransCanada	781 854	629 909

(1) Estimations concernant les réserves restantes de AEC au 1er octobre 1985

(2) Estimations concernant les réserves de ProGas au 31 mai 1986

L'Office fait observer que ProGas détient un permis d'acheminement de gaz délivré par l'Alberta et que les volumes visés par ce permis sont suffisants pour assurer sa part des approvisionnements nécessaires au projet de vente à l'exportation. AEC et ATCOR ont demandé à l'Alberta de leur délivrer des permis d'acheminement de gaz; le cas échéant, chacune des deux sociétés disposera d'approvisionnements suffisants pour fournir sa part des volumes proposés à l'exportation. Même si les permis d'acheminement de TransCanada expireront au cours de la période visée par le projet d'exportation, l'Office accepte l'engagement de TransCanada de présenter, en temps opportun, une demande en vue de faire prolonger la période d'application de son permis.

Chaque codemandeur a fourni des estimations détaillées quant à ses approvisionnements et à ses besoins.

TransCanada a déclaré que les réserves qu'elle s'est assurées aux termes de contrats d'achat étaient suffisantes pour lui permettre de satisfaire à ses besoins jusqu'en 1996 et qu'elle continuerait de négocier de nouveaux contrats en vue d'obtenir des approvisionnements additionnels. Puisqu'elle produit son propre gaz et que ses approvisionnements ne sont pas diversifiés comme ceux des autres codemandeurs, AEC a passé une entente de garantie aux termes de laquelle ATCOR lui fournirait tous les volumes additionnels qui lui seraient nécessaires si des problèmes imprévus de production se posaient.

L'Office est convaincu que le projet Alberta Northeast possède des réserves et une capacité de production suffisantes pour répondre à ses besoins.

2.2 Excédents

Opinion du demandeur

L'évaluation des excédents préparée par ANE montre un rapport réserve/production ("R/P") supérieur à 15 au cours de la période d'application des licences autorisant les exportations proposées; cette évaluation montre qu'il y aurait même une capacité de production de réserve au cours de la période prévue.

L'essai de détermination des excédents de ANE a été fait avant que ne soit rendue publique l'étude "L'énergie au Canada - Offre et demande - 1985- 2005" publiée en octobre 1986 par le personnel de l'Office. Après examen des prévisions présentées dans cette étude, ANE a conclu que les hypothèses retenues dans le scénario de prix bas étaient trop modestes et a laissé entendre que les prévisions utilisées dans l'établissement du scénario de prix élevé pourraient également être trop basses. En général, ANE considère que les prévisions du scénario de prix élevé seraient plus représentatives de ce qui pourrait probablement se produire.

ANE soutient que les volumes de gaz demandés sont excédentaires par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.

Opinion des intervenants

The Consumers' Gas Company Ltd. a fait valoir que le calcul des excédents fait par le demandeur aurait dû être révisé en y intégrant les données sur les approvisionnements publiées dans le rapport "Offre et demande" daté d'octobre 1986 et préparé par le personnel de l'Office. De plus, la société a avancé qu'étant donné les estimations relatives aux stocks à l'ouverture, aux additions aux réserves et à la capacité de production indiquées dans ce rapport, les excédents que le demandeur pourrait exporter seraient, tout au mieux, minimes.

Opinion de l'Office

L'Office a évalué les excédents en se servant des données publiées dans la mise à jour de 1986 du rapport "Offre et Demande", et modifié les prévisions visant les exportations en y intégrant les révisions apportées récemment aux licences en vigueur et les nouvelles exportations autorisées aux termes des licences délivrées à Shell Canada Limitée ("Shell") et à ProGas.

L'Office partage le point de vue du demandeur selon qui les hypothèses sous-jacentes aux prévisions retenues dans le scénario de prix élevé de la mise à jour de 1986 de l'"Offre et Demande" sont plus plausibles que les hypothèses qui sous-tendent les prévisions retenues dans le scénario de prix bas.

Comme on peut le constater aux annexes 2 et 3, l'évaluation des excédents qui en résulte montre un excédent potentiel maximum d'environ 7 EJ et un rapport R/P supérieur à 15 pendant toute la période d'application des licences d'exportation proposées.

Bien que la vérification de la capacité de production indique qu'il y aurait une pénurie d'approvisionnements au cours des trois dernières années d'application des licences d'exportation proposées, l'Office est d'avis qu'il serait raisonnable de s'attendre à ce que ce manque puisse être compensé par les rajustements du marché et par un accroissement de l'activité industrielle le moment venu.

Par conséquent, l'Office est convaincu que le volume de gaz dont l'exportation est proposée par les codemandeurs ne dépassera pas les excédents restants, une fois satisfaits les besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens et compte tenu des tendances en matière de découverte de gaz au Canada.

2.3 Installations pipelinières

Description des installations nécessaires au Canada et estimation concernant leur coût en capital

Opinion du demandeur

ANE a proposé que le gaz exporté soit transporté en Alberta par La Corporation Albertaine NOVA ("NOVA") jusqu'au point de raccordement de son réseau pipelinier avec celui de TransCanada près de Empress, en Alberta. TransCanada acheminerait ensuite le gaz par son réseau jusqu'au point actuel d'exportation situé près de Niagara Falls, en Ontario, et jusqu'à un point d'exportation proposé qui se trouverait près de Iroquois, en Ontario. NOVA aurait besoin d'installations additionnelles de doublement et de compression afin de livrer 11,1 millions de mètres cubes par jour à TransCanada, à Empress. Ces nouvelles installations sont évaluées à 64 millions de dollars (1986). Ce montant comprend l'allocation des fonds utilisés durant la construction (l'"AFUDC").

ANE a déclaré que TransCanada aurait besoin d'installations additionnelles pour transporter les 10,0 millions de mètres cubes de gaz exportés chaque jour à partir de Iroquois, en Ontario et le 1,2 million à partir de Niagara Falls, en Ontario. Ces installations comprendraient des compresseurs et des refroidisseurs additionnels le long de la canalisation "Central", un nouveau poste de compression le long de la canalisation "North Bay Shortcut", une canalisation et un poste de compression muni de refroidisseurs pour le prolongement prévu jusqu'à Iroquois, le doublement de la canalisation "Niagara" et le prolongement "Dawn". Selon les codemandeurs, le coût des installations qui font partie de la demande déjà déposée par ANE atteindrait environ 259 millions de dollars de 1986; cette estimation, qui tient compte de

l'AFUDC, se fonde sur l'hypothèse selon laquelle les volumes de gaz de ANE constitueraient un supplément par rapport aux volumes nécessaires à Shell pour ses exportations à partir de Sabrevois, au Québec et pour la croissance requise par les contrats en vigueur. Le 13 janvier 1987, TransCanada a déposé une demande concernant les installations nécessaires le long de son réseau, les installations nécessaires pour satisfaire aux nouveaux besoins issus de l'expansion du marché canadien et les installations requises pour transporter le gaz exporté par Shell à partir de Highwater, au Québec. Dans une lettre datée du 4 mars 1987, TransCanada a demandé à l'Office, conformément à l'article 49 de la Loi, d'étudier séparément les installations nécessaires pour desservir Shell.

ANE a ajouté qu'il faudrait doubler le réseau de Union Gas Company au coût estimatif de 22 millions de dollars de 1986.

Les demandeurs ont, déclaré que TransCanada avait conçu le projet d'expansion de son réseau en tenant compte des contrats actuels et que, dans l'établissement des coûts de son projet, la société avait supposé que la demande sur le marché canadien passerait de 25,7 milliards de mètres cubes en 1985-1986 à 27,1 milliards en 1988-1989, par suite de l'accroissement des besoins visés par les contrats en vigueur. ANE a ensuite déclaré que TransCanada avait également supposé que les exportations faites aux termes des contrats en vigueur passeraient de 5,7 milliards de mètres cubes en 1985-1986 à 7,3 milliards en 1988-1989 et que TransCanada n'avait pas prévu de capacité de réserve au moment de la conception de son projet ayant supposé que les services de livraison d'énergie garantie à court terme deviendraient des services de livraison à long terme.

TransCanada a affirmé que, pour transporter les volumes de gaz de ANE, elle devrait utiliser toute la capacité actuelle de transport d'énergie garantie de son réseau qui ne fait pas l'objet d'engagements contractuels, à l'exception d'une partie de la capacité du tronçon Western, et qu'elle ne disposerait plus que d'une faible capacité de transport pour assurer le service de dépassement interruptible autorisé ("DIA"). TransCanada a indiqué que les livraisons annuelles d'énergie interruptible avaient varié de 85 millions de mètres cubes à 1,5 milliard au cours des dernières années. Dans l'établissement des coûts des nouvelles installations nécessaires au titre du projet de ANE, TransCanada a supposé qu'aucun des marchés actuellement desservis par l'intermédiaire du service de livraison d'énergie interruptible n'adopterait le service de livraison d'énergie garantie.

Opinion des intervenants

L'Association pétrolière du Canada et Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont toutes deux exprimé que les estimations concernant les coûts supplémentaires des installations nécessaires au réseau de TransCanada pour transporter le gaz de l'ANE les préoccupent. Elles ont fait valoir que les estimations de TransCanada pourraient être trop basses étant donné que le projet de ANE ferait appel à toute la capacité actuelle de réserve du réseau de TransCanada, à laquelle aucun coût n'a été attribué. L'APC a déclaré qu'aucun projet futur devant utiliser de l'espace dans le réseau de TransCanada ne pourrait profiter des économies de coûts possibles liées à cette capacité de réserve.

Opinion de l'Office

L'Office considère que l'estimation concernant le coût en capital déposée par le demandeur peut raisonnablement servir de fondement à une analyse des coûts-avantages du projet d'exportation proposé.

Description des installations pipelinières nécessaires aux États-Unis et estimations concernant leur coût en capital

ANE a déclaré que pour transporter les volumes additionnels de gaz, Great Lakes Gas Transmission Company ("Great Lakes") devrait prolonger ses installations. Celle-ci devrait également apporter certaines modifications secondaires à ses installations au coût estimatif de 3 millions de dollars US de 1986.

Les demandeurs ont indiqué que, pour être en mesure de recevoir les 10 millions de mètres cubes de gaz canadien qui serait exporté chaque jour à partir d'Iroquois, en Ontario, le RTGI construirait un nouveau réseau pipelinier à haute pression d'exploitation qui s'étendrait du point d'exportation de Iroquois jusqu'aux installations des SDL, dans le Connecticut et à Long Island. Les demandeurs évaluent le nouveau réseau à 392 millions de dollars US de 1986.

De plus, ANE a déclaré que, pour recevoir les exportations journalières de 1,2 million de mètres cubes de gaz canadien à partir de Niagara Falls, en Ontario, Tennessee Gas devrait moderniser son embranchement qui s'étend de Niagara jusqu'à East Aurora, dans l'État de New York; construire une autre station de compression à East Aurora et doubler sa canalisation principale qui relie East Aurora à la région de New York/Boston. Ces nouvelles installations sont évaluées à 27 millions de dollars US de 1986.

Considérations relatives au calendrier des projets

Selon le demandeur, pour que la mise en service puisse se faire le 1^{er} novembre 1988, les organismes de réglementation du Canada et des États-unis devraient accorder leurs approbations définitives d'ici la fin d'août 1987. ANE a fait observer qu'après cette date, il se pourrait que le RTGI ne puisse plus faire à temps le croisement du détroit de Long Island puisqu'il faut le construire en hiver afin de ne pas perturber la pêche commerciale.

ANE a indiqué que le RTGI avait déposé sa demande d'autorisation auprès de la Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") des États-Unis conformément aux procédures optionnelles de délivrance accélérée des certificats. Selon ANE, la FERC pourrait délivrer un certificat à la fin de l'été ou au début de l'automne 1987 en supposant que cet organisme reconnaisse le projet du RTGI comme admissible au traitement optionnel accéléré. Le demandeur s'attendait à ce que la décision de la Commission, quant à l'admissibilité du projet, soit rendue en mars 1987. Le demandeur reconnaît que si la Commission refuse d'accorder au projet un traitement accéléré et suive les procédures normales prévues aux termes du paragraphe 7(2) de la *Natural Gas Act*, le projet serait retardé.

ANE a ajouté qu'il faudrait également obtenir l'approbation de différents autres organismes de réglementation américains, soit le U.S. Army Corps of Engineers, le Economic Regulatory Administration, les gouvernements de différents États et les autorités locales; cependant, elle s'attend à ce que ces approbations soient accordées à temps pour que le RTGI puisse commencer ses travaux en temps opportun.

Au moment de l'audience, Tennessee Gas n'avait pas encore déposé auprès de la FERC une demande d'approbation des installations dont elle aura besoin pour transporter les exportations proposées de 1,2 million de mètres cubes par jour à partir de Niagara Falls. ANE a indiqué qu'elle avait retardé la négociation de ses contrats de transport avec Tennessee jusqu'à ce qu'elle ait obtenu des précisions sur une politique de transport adoptée par la FERC à l'égard de l'acheminement des volumes additionnels de Boundary Gas.

D'après tout ce qui précède, il est manifeste qu'un certain nombre de mesures sur lesquelles ANE n'a aucune emprise ou presque doivent être prises avant que toutes les exportations puissent commencer comme prévu le 1^{er} novembre 1988.

Pression de livraison à partir d'Iroquois et de Niagara

Le demandeur a fait valoir que les contrats d'achat de gaz indiqueraient clairement une pression de livraison du gaz exporté supérieure à 2 800 kPa. Le coût en capital des installations nécessaires pour que TransCanada puisse garantir la pression minimale de livraison exigée est évalué à 55 millions de dollars de 1988. Ce montant comprenait l'AFUDC. Les frais d'entretien et d'exploitation de ces installations, y compris les coûts du combustible, sont évalués à environ 2,5 millions de dollars par année, en dollars de 1986. Le coût unitaire du service annuel concernant ces installations est censé être d'environ 0,06 \$Can/GJ.

Le demandeur est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de conclure d'ententes au sujet de la pression puisque le supplément de coût des installations attribuable au maintien d'une pression de livraison supérieure à 2 800 kPa devrait être intégrée au coût du service de TransCanada. Le demandeur a soutenu qu'il est raisonnable que tous les frais de transport se rapportant aux volumes de gaz dont l'exportation est proposée soient intégrés au coût du service du réseau étant donné que le projet profiterait à tous les utilisateurs du réseau sous forme de réduction des droits. Le demandeur n'a pas soulevé la question de savoir s'il allait encore appuyer le projet s'il devait, à lui seul, payer à TransCanada le coût annuel du service associé aux installations nécessaires pour garantir la pression additionnelle de livraison.

Les installations nécessaires à la pression additionnelle de livraison et la méthode connexe d'établissement des droits seront étudiées plus tard, cette année, au cours d'une audience concernant les installations.

2.4 Marchés

Opinion du demandeur

Les codemandeurs ont présenté à l'Office des prévisions globales concernant les approvisionnements et les besoins des 18 sociétés de distribution locales qui se partageraient le gaz exporté. Ces sociétés contrôlent plus de 85 pour cent du marché du gaz naturel au New Jersey, dans les États de la Nouvelle-Angleterre et dans la partie méridionale de l'État de New York. Les besoins prévus sont répartis en onze catégories constituées des ventes d'énergie garantie dans les marchés résidentiel, commercial et industriel et des ventes sur les marchés de l'énergie interruptible qui font concurrence au gaz naturel. Dans l'ensemble, les demandeurs prévoient que la demande augmentera d'environ 5,9 milliards de mètres cubes en treize ans. La croissance des ventes d'énergie garantie sur les marchés résidentiel, commercial et

industriel devrait expliquer environ 5,0 milliards de mètres cubes de cette augmentation, et les hausses prévues des ventes d'énergie interruptible sur le marché industriel et sur le marché des centrales électriques, une grande partie des 900 autres millions de mètres cubes. Même si les besoins sont censés augmenter de 15 pour cent au cours des 13 prochaines années, les livraisons visées par les contrats à long terme passés avec les pipelinières des États-Unis devraient demeurer assez constantes, se chiffrant à environ 31,2 milliards de mètres cubes par année. Le manque d'approvisionnements que les demandeurs prévoient par rapport aux besoins devrait être comblé en grande partie au moyen des exportations proposées par ANE.

Les demandeurs ont supposé que les exportations visées par le projet de ANE se feraient selon un facteur de charge supérieur à 80 pour cent. Pour appuyer cette hypothèse, ANE a signalé à l'Office le facteur de charge élevé des ventes actuelles de Boundary Gas dans la même région commerciale générale. ANE soutient que les exportations de gaz de Boundary se font selon des modalités d'établissement des prix d'achat presque identiques à celles qui sont comprises dans les contrats d'ANE qui prévoient un facteur de charge supérieur à 90 pour cent. De plus, le demandeur a énuméré comme suit les modalités des contrats qui encouragent un facteur de charge élevé: des dispositions relatives au volume minimum qui incitent les vendeurs à recourir à l'option qui leur permet de réduire les volumes contractuels journaliers; les politiques des racheteurs en matière d'achat de gaz au moindre coût; la formule d'établissement de prix saisonniers et la disposition permettant à un racheteur qui ne peut prendre livraison du gaz de l'offrir à d'autres racheteurs.

ANE et les racheteurs ont également insisté sur le fait que le RTGI a été spécialement créée pour approvisionner les dix-huit SDL impliquées dans l'achat du gaz à ANE. Le RTGI raccorderait son réseau aux installations des trois principales SDL qui desservent le Connecticut, ce qui leur permettrait d'équilibrer la charge. De plus, le RTGI fournirait des approvisionnements d'appoint au réseau New York Facilities System, en ajoutant sensiblement aux possibilités de livraison de ce réseau pendant les périodes de pointe. Le RTGI contribuerait également à l'augmentation des possibilités de livraison en période de pointe dans le New Jersey, en faisant des substitutions de gaz dans les installations actuelles. Enfin, les demandeurs ont fait observer que le RTGI relierait les marchés de New York, du New Jersey et du Connecticut d'une façon à qui permettrait l'équilibrage de la charge dans toute cette région.

En ce qui concerne les questions posées à l'égard de la perte éventuelle de la charge d'énergie interruptible par suite de la récente diminution des prix du pétrole sur les marchés mondiaux, les distributeurs ont répondu que même si une partie de cette charge initiale avait été remplacée par le pétrole, ils ont maintenant récupéré toute la part du marché qu'ils avaient perdue. Les témoins des racheteurs ont déclaré que, d'après eux, en matière d'établissement des prix, leur marge de manoeuvre était maintenant suffisante pour faire concurrence aux prix du pétrole sur les marchés de l'énergie interruptible. D'après les projections préparées par les demandeurs, les ventes d'énergie interruptible faites à l'industrie et les autres ventes, notamment aux services de production d'électricité, n'augmenteraient que de 5,8 pour cent ou de 705 millions de mètres cubes au cours de la période visée par les prévisions.

Opinion des intervenants

Tennessee Gas a présenté d'autres prévisions relatives aux besoins en gaz du marché du Nord-Est des États-Unis. Tennessee n'a pas contesté la preuve produite par le demandeur en ce qui concerne la croissance éventuelle du marché du Nord-Est du pays et l'arrivée éventuelle du gaz naturel sur le marché de la production d'électricité. Cependant, Tennessee Gas s'est interrogée sur l'augmentation apparente des besoins prévue pour la première année visée par les prévisions.

Pour dissiper les inquiétudes de Tennessee, le demandeur a fait valoir que cette augmentation n'était pas déraisonnable étant donné que les données de 1985 ne comprenaient pas le gaz utilisé pour les propres besoins de la société et le gaz non comptabilisé, que la période à l'étude comptait en réalité plus de douze mois et que le temps avait été plus chaud qu'à l'habitude en 1985.

Opinion de l'Office

L'Office juge que le demandeur a démontré que le marché du Nord-Est des États-Unis offre des possibilités raisonnables d'expansion du marché et qu'il peut absorber tout le gaz proposé à l'exportation. L'engagement direct des sociétés de distribution locales et leur participation à la réalisation du projet permettent à l'Office de mieux accepter les prévisions du demandeur concernant les besoins en gaz naturel. Le caractère particulier de ce projet et les modalités des contrats devraient se traduire par des ventes qui présentent un facteur de charge élevé. La demande et la méthode d'établissement des prix du produit redressés en fonction des prix des autres combustibles, de même que la marge de manoeuvre accordée aux racheteurs en matière d'établissement des prix devraient donner l'assurance que les prix des exportations demeureront concurrentiels. L'Office fait remarquer que les projections des demandeurs ne tiennent pas compte d'une augmentation sensible des ventes d'énergie interruptible sur le marché industriel et sur le marché de la production d'électricité. # cet égard, l'Office croit que les projections du demandeur sont plutôt modestes en ce qui concerne l'augmentation des ventes d'énergie interruptible. En d'autres termes, si les ventes sont supérieures aux prévisions ou si elles ont lieu plus tôt que prévu, le projet n'en sera que plus intéressant.

Questions concernant l'établissement des prix et des contrats

Le projet d'exportation présenté par ANE est unique en ce sens que ANE agit en qualité d'intermédiaire entre les fournisseurs (TransCanada/Western Gas Marketing Limited, ProGas, ATCOR et AEC) et les utilisateurs ultimes ou les racheteurs (les dix-huit SDL du Nord-Est). ANE a passé avec ses fournisseurs et ses racheteurs, une série d'ententes inter-reliées en matière d'achat et de vente de gaz. Cinq séries de contrats d'achat et de vente de gaz, soit dix contrats en tout, ont été préparées afin de faciliter les exportations. Les fournisseurs et les racheteurs ont passé avec ANE des ententes préalables visant l'achat et la vente de gaz. Les fournisseurs et les racheteurs sont convenus de préparer des ententes d'achat et de vente de gaz ayant la même forme et le même fond que celles qui ont été déposées auprès de l'Office. Il est bien entendu que ces ententes seront passées lorsque certaines conditions préalables énumérées dans les ententes préalables auront été satisfaites.

Les ententes d'achat de gaz comprennent des conditions essentielles à l'établissement des prix et à la réduction des volumes. Elles prévoient notamment que le prix des exportations doit être établi en fonction de la demande et du produit. Les frais liés à la demande doivent égaier la somme des frais fixes faits pour le transport du gaz au Canada. Les frais liés au produit doivent être redressés en fonction des changements enregistrés à New York par les prix des combustibles de remplacement du gaz naturel c'est-à-dire le mazout de catégories no 2 et no 6. Les valeurs relatives de chacun des combustibles de remplacement sont déterminées à partir d'un mélange de ces combustibles propre à l'État de New York. Le prix de référence initial est de 3,63 \$US/GJ en hiver (c.-à-d. de novembre à mars) et de 3,08 \$US/GJ en été (avril à octobre). Conformément aux ententes en matière d'achat de gaz, les vendeurs et les acheteurs acceptent de se conformer aux lois, aux règles, aux ordonnances et aux règlements actuels et futurs de tout organisme de réglementation ou de toute autorité dûment constituée qui a compétence en la matière.

Les ententes en matière de ventes de gaz prévoient, entre autres, la répartition des approvisionnements entre les différents racheteurs. Les dispositions concernant l'établissement des prix et la réduction des volumes prévues dans les ententes en matière de vente de gaz comprennent également certaines des dispositions prévues dans les ententes en matière d'achat de gaz.

2.5 Résumé de l'analyse coûts-avantages

Opinion du demandeur

Le demandeur a présenté une analyse des coûts-avantages qui évalue l'ensemble des avantages économiques que le projet proposé procurerait au Canada. L'approche utilisée dans l'analyse a constitué à projeter les coûts et les revenus annuels attribuables au projet et à effectuer un redressement lorsqu'un écart entre les coûts privés et sociaux pouvait être découvert et quantifié. Les redressements apportés avaient surtout pour but de tenir compte des taxes de vente et du coûts d'option social en matière de main-d'oeuvre. De plus, des "coûts à l'utilisation" attribuables au projet ont été inclus dans l'analyse. Ces coûts s'expliquent par le fait que les nouvelles exportations de gaz nécessitent la mise en valeur de réserves de gaz plus coûteuses afin de satisfaire aux besoins intérieurs plus tôt que cela n'aurait été le cas sans ces exportations additionnelles.

Selon l'analyse présentée par le demandeur, le projet devrait rapporter au Canada des avantages nets évalués à environ de 1,9 milliard de dollars de 1986.

Opinion de l'Office

D'après la preuve présentée par le demandeur et selon les des résultats de sa propre analyse, l'Office conclut que l'on peut prévoir avec beaucoup de certitude que le projet se traduira par des avantages économiques nets pour le Canada. Même si le coût des installations peut avoir été sous-évalué en raison du nombre incertain d'installations additionnelles requises par d'autres projets d'exportation, et en raison de l'hypothèse de faible croissance des besoins du marché canadien, l'Office est d'avis que les avantages du projet présentés par ANE en surclasseront les coûts.

Même si la question de la conception des droits futurs qui seraient exigés à l'égard du projet de ANE a été soulevée à l'audience, aucune question à cet égard ne sera prise par suite de la prochaine audience. Cependant, l'Office est convaincu que les projections des revenus sont raisonnables et que dans le contexte de l'analyse des coûts-avantages, la méthode d'établissement des droits qui sera finalement adoptée ne devrait avoir aucune incidence sensible sur les avantages nets du projet. Ainsi, l'Office croit qu'il est raisonnable de conclure que le projet rapportera des avantages sociaux nets au Canada.

Chapitre 3

Décision

L'Office a décidé de délivrer aux codemandeurs les licences nécessaires aux exportations de gaz. ANE détiendra des licences distinctes conjointement avec chacune des sociétés suivantes: TransCanada, ProGas, ATCOR et AEC. À cet égard, l'Office fait observer que, dans sa réponse à une question posée par l'Office, l'avocat des demandeurs a confirmé que l'entente proposée, aux termes de laquelle les demandeurs détiendraient conjointement des licences d'exportation de gaz, empêcherait une partie d'agir indépendamment de l'autre codétenteur en exportant du gaz visé par la licence à d'autres consommateurs ultimes que les racheteurs de ANE.

Les nouvelles licences comprendront les modalités d'application demandées par le demandeur en ce qui concerne les volumes maximum autorisés par jour et par année, le volume de gaz visé par la licence et la durée de celle-ci. L'Office a décidé d'inclure dans chaque licence l'obligation de commencer les ventes à l'exportation avant le 31 octobre 1991. Si cette condition n'est pas remplie, les licences seront révoquées le 1^{er} novembre 1991. En ce qui concerne la licence délivrée à ANE et à TransCanada qui prévoit des exportations à partir de Niagara Falls et de Iroquois, en Ontario, l'Office est d'avis que les exportations devront commencer à partir de ces deux points dans les délais prévus ci-dessus. Par conséquent, l'Office a inclus cette obligation dans la licence. Les modalités d'application des nouvelles licences sont présentées à l'annexe 4.

L'Office fait remarquer que dans la demande originale qu'ils ont présentée, les demandeurs n'ont pas demandé la révocation des licences GL-84, GL-85 et GL-88. Cependant, au cours de leur plaidoirie, les demandeurs ont fait observer que s'il décidait de délivrer à TCPL et à ANE de nouvelles licences visant les volumes demandés sur le marché d'exportation, l'Office devrait alors révoquer les parties des licences GL-84 et GL-85 qui ne seraient plus nécessaires pour desservir Tennessee Gas. Par conséquent, l'Office a décidé de révoquer la licence GL-85 étant donné que le volume de gaz dont elle autorisait l'exportation doit être ajouté au volume de gaz visé par la nouvelle licence conjointe qui sera délivrée à ANE et à TransCanada. L'Office a décidé de révoquer la licence GL-88 pour la même raison.

L'Office a également décidé de modifier la licence GL-84 en changeant les modalités afin de permettre à TransCanada de continuer d'exporter à Tennessee Gas, à partir de Niagara Falls, en Ontario, les volumes journaliers et annuels de gaz visés par la demande de TransCanada. Aux termes de la licence modifiée, le volume journalier de gaz dont l'exportation est autorisée passera de 1,4 million de mètres cubes à 142 000 mètres cubes par jour du 1^{er} novembre 1987 au 31 octobre 1988 puis à 708 000 mètres cubes par jour après cette date.

L'Office fait observer que pour que cette décision devienne exécutoire, les nouvelles licences devront être approuvées par le gouverneur en conseil.

Au cours de son évaluation des questions, l'Office a étudié la question de savoir si les codemandeurs possédaient des approvisionnements suffisants aux termes des contrats passés et si leur capacité de production suffisait pour garantir les ventes proposées à l'exportation. Sur ce point, l'Office est convaincu que le rapport réserve-production demeurerait supérieur à 15 au cours de toute la période

d'application des licences, soit 15 ans. Quant aux insuffisances des trois dernières années d'application des licences que la vérification de la capacité de production a démontrées, l'Office est d'avis qu'elles ne devraient pas se réaliser étant donné que les rajustements qui se produiront sur le marché permettront une activité industrielle accrue au cours des dernières années du projet.

Dans son étude des questions concernant les installations pipelinières nécessaires au Canada et aux États-Unis, l'Office a tenu compte du caractère raisonnable des estimations de coûts déposées par rapport à l'incidence éventuelle de ces estimations du coût en capital sur la rentabilité du projet et, en particulier, sur l'analyse des coûts-avantages. L'Office est convaincu que les renseignements déposés au sujet des installations de transport comprennent des coûts estimatifs raisonnables, en ce qui concerne son évaluation de ces questions en vertu de la partie VI de la Loi. L'Office fait observer qu'un examen complet des besoins en installations sera fait au cours d'une prochaine audience. La méthode de conception des droits relativement au coût de ces installations et la question de la pression de livraison proposée aux deux points d'exportation seront également étudiées au même moment. De plus, l'Office fait remarquer que l'on a présumé de l'appui des producteurs au projet en se fondant sur l'hypothèse selon laquelle les droits seraient établis de façon proportionnelle. Il a été dit, au nom des producteurs, que si les droits n'étaient pas traités de cette façon, les producteurs remettraient leur appui en question. L'Office ne considère pas que sa décision de délivrer actuellement ces licences porte préjudice à l'étude des questions susmentionnées.

Au cours d'études antérieures, l'Office avait jugé que le marché du Nord-Est des États-Unis offrirait un potentiel raisonnable d'expansion. L'étude qu'il a faite des données sur le marché déposées à l'appui du projet Alberta Northeast n'a pas modifié sa position. L'Office est convaincu que les volumes dont l'exportation est proposée par les codemandeurs pourraient être vendus sur le marché. Sur cette question, l'Office fait remarquer, en particulier, le fait que les racheteurs américains sont des sociétés de distribution locales, les organismes les plus en mesure de déterminer les besoins en nouveaux approvisionnements. Puisque ces sociétés sont disposées à passer des ententes contractuelles à long terme afin de s'assurer des approvisionnements nécessaires en gaz et étant donné la combinaison de marchés que l'on trouve dans le Nord-Est des États-Unis, l'Office est d'avis qu'il est raisonnable de conclure que lorsque toutes les installations seront mises en place afin d'assurer le transport des volumes proposés, le gaz sera acheminé au taux prévu ou peu s'en faudra.

Enfin, l'Office est d'avis que l'analyse coûts-avantages présentée par les codemandeurs, qui est de plus confirmée par sa propre analyse, démontre un degré de certitude élevé que le projet Alberta Northeast rapportera des avantages nets au Canada.

R.F. Brooks
Membre Président

L.M. Thur
Membre

R.B. Horner, c.r.
Membre

Ottawa, Canada
Mars 1987

Annexe 1

Actionnaires et racheteurs de ANE

Tableau a1-1
Alberta Northeast Gas, Limited
Actionnaires et racheteurs

Société	Actionnaires	Racheteur	Société	Actionnaires	Racheteur
The Brooklyn Union Gas Company	X	X	Consolidated Edison Company of New York, Inc.		X
Connecticut Natural Gas Corporation	X	X	Elizabethtown Gas Company	X	X
New Jersey Natural Gas Company	X	X	Essex County Gas Company	X	X
The Connecticut Light and Power Company	X	X	Gas Service, Inc.	X	X
Public Service Electric and Gas Company	X	X	Manchester Gas Company	X	X
Boston Gas Company	X	X	Valley Gas Company	X	X
Southern Connecticut Gas Company	X	X	Fitchburg Gas and Electric Light Company		X
National Fuel Gas Supply Corporation		X	New York State Electric and Gas Corporation	X	
Long Island Lighting Company		X	TransCanada PipeLines Limited		
Colonial Gas Company		X			

Annexe 2

Première étape de la méthode de calcul de l'excédent R/P

Tableau a2-1
PREMIERE ÉTAPE DE LA METHODE DE CALCUL DE L'EXCÉDENT R/P
CALCUL DU MAXIMUM DE L'EXCÉDENT POTENTIEL
(EJ)

ANNÉE	OFFRE			DEMANDE			PREMIERE ÉTAPE
	STOCKS D'OUVERTURE AU 1 ^{er} JANV.	ADDITIONS AUX RÉSERVES ESTIMATIVES PENDANT L'ANNÉE	APPROVISIONNEMENTS ANNUELS SI R/P=15	DEMANDE CANADIENNE ESTIMATIVE	EXPORTATIONS AUTORISÉES ESTIMATIVE	DEMANDE ESTIMATIVE TOTALE	EXCÉDENT ANNUEL PORTENTIEL SI R/P=15
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1986	76,726	1,460	4,887	2,273	0,854	3,127	1,760
1987	73,299	1,200	4,656	2,356	1,026	3,382	1,274
1988	69,843	1,210	4,441	2,451	1,300	3,751	0,690
1989	66,612	1,400	4,251	2,546	1,556	4,102	0,149
1990	63,762	1,660	4,089	2,550	1,563	4,113	0,000
1991	61,309	2,000	3,957	2,547	1,426	3,973	0,000
1992	59,336	2,160	3,843	2,566	1,247	3,813	0,030
1993	57,652	2,410	3,754	2,571	1,150	3,721	0,033
1994	56,308	2,370	3,667	2,601	1,035	3,636	0,031
1995	55,011	2,480	3,593	2,624	0,570	3,194	0,399
1996	53,898	2,290	3,512	2,627	0,400	3,027	0,485
1997	52,676	2,110	3,424	2,652	0,232	2,884	0,540
1998	51,362	2,100	3,341	2,683	0,132	2,815	0,526
1999	50,120	1,910	3,252	2,726	0,070	2,796	0,456
2000	48,779	1,730	3,157	2,772	0,021	2,793	0,364
2001	47,352	1,570	3,058	2,819	0,021	2,840	0,218
2002	45,864	1,530	2,962	2,886	0,021	2,907	0,055
2003	44,432	1,380	2,863	2,949	0,021	2,970	0,000
2004	42,842	1,240	2,755	3,024	0,021	3,045	0,000
2005	41,037	1,110	2,634	3,080	0,021	3,101	0,000
TOTAL	s/o	35,320	72,096	53,303	12,686	65,989	7,011

Renvois:

- Colonne (1) : comprend toutes les réserves dont l'exploitation n'est pas économiquement réalisable et toutes les réserves dont l'exploitation a été reportée.
- Colonne (2) : estimations de l'Office concernant les additions aux réserves annuelles tirées du rapport d'octobre 1986 préparé par le personnel de l'Office.
- Colonne (3) : approvisionnements annuels qui seraient disponibles si le rapport réserve/production était de 15.
Colonne (3) = (colonne (1) + colonne (2) - colonne (3))/15.
- Colonne (4) : dernières estimations de l'Office en ce qui concerne la demande canadienne, y compris le combustible servant à l'exploitation du pipeline, de même que les pertes et la contraction en cours de re-traitement.
Ces estimations représentent la demande canadienne à laquelle les approvisionnements canadiens devraient satisfaire, c'est-à-dire qu'elles ne tiennent pas compte des exportations.
- Colonne (5) : estimations les plus récentes de l'Office en ce qui concerne les exportations qui devraient être expédiées aux termes des autorisations déjà accordées.
- Colonne (6) : total des colonnes (4) et (5).
- Colonne (7) : excédent annuel éventuellement disponible à l'exportation au cours d'une année donnée en supposant que le rapport réserve/production soit maintenu à 15. Colonne (7) = colonne (3) - colonne (6).
Le total de la colonne (7) représente l'excédent potentiel maximum.
- s/o - sans objet.

Annexe 3

Deuxième et troisième étapes de la méthode de calcul de l'excédent R/P

Tableau a3-1
DEUXIEME ET TROISIEME ÉTAPES DE LA MÉTHODE DE CALCUL DE L'EXCÉDENT R/P
(EJ)

ANNÉE	OFFRE			DEMANDE			DEUXIEME ÉTAPE: CALCUL DU RAPPORT R/P			TROISIEME ÉTAPE: VÉRIFICATION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION		
	STOCKS D'OUVERTURE AU 1 ^{er} JANVIER	ADDITIONS ESTIMATIVES AUX RÉSERVES PENDANT L'ANNÉE	APPROVISION- NEMENTS ANNUELS SI R/P=15	DEMANDE CANADIENNE ESTIMATIFS	EXPORTATIONS AUTORISÉES ESTIMATIVES	DEMANDE TOTALE ESTIMATIVE	NOUVELLES EXPORTATIONS PROPOSÉES	TOTAL DES BESOINS	RAPPORT RÉSERVE/PRODU CTION AU 31 DECEMBRE	CAPACITÉ DE PRODUCTION	CAPACITÉ DE RÉSERVE	CAPACITÉ DE RÉSERVE (en pourcentage)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
1986	76,726	1,460	4,887	2,273	0,854	3,127	0,000	3,127	24,007	4,748	1,622	51,9
1987	75,059	1,200	4,766	2,356	1,026	3,382	0,000	3,382	21,550	4,811	1,430	42,3
1988	72,878	1,210	4,630	2,451	1,300	3,751	0,030	3,781	18,595	4,876	1,096	29,0
1989	70,307	1,400	4,482	2,546	1,556	4,102	0,170	4,272	15,787	4,854	0,582	13,6
1990	67,435	1,660	4,318	2,550	1,563	4,113	0,170	4,283	15,132	4,786	0,503	11,7
1991	64,812	2,000	4,176	2,547	1,426	3,973	0,170	4,143	15,127	4,670	0,527	12,7
1992	62,669	2,160	4,052	2,566	1,247	3,813	0,170	3,983	15,276	4,532	0,549	13,8
1993	60,846	2,410	3,954	2,571	1,150	3,721	0,170	3,891	15,257	4,374	0,483	12,4
1994	59,365	2,370	3,858	2,601	1,035	3,636	0,170	3,806	15,221	4,179	0,373	9,8
1995	57,979	2,480	3,776	2,624	0,570	3,194	0,170	3,364	16,958	3,956	0,592	17,6
1996	57,045	2,290	3,708	2,627	0,400	3,027	0,170	3,197	17,560	3,757	0,560	17,5
1997	56,138	2,110	3,641	2,652	0,232	2,884	0,170	3,054	18,073	3,557	0,503	16,5
1998	55,194	2,100	3,581	2,683	0,132	2,815	0,170	2,985	18,194	3,387	0,402	13,5
1999	54,309	1,910	3,514	2,726	0,070	2,796	0,170	2,966	17,955	3,251	0,285	9,6
2000	53,253	1,730	3,436	2,772	0,021	2,793	0,170	2,963	17,557	3,115	0,152	5,1
2001	52,020	1,570	3,349	2,819	0,021	2,840	0,170	3,010	16,804	2,977	-0,033	-1,1
2002	50,580	1,530	3,257	2,886	0,021	2,907	0,170	3,077	15,935	2,878	-0,199	-6,5
2003	49,033	1,380	3,151	2,949	0,021	2,970	0,140	3,110	15,210	2,817	-0,293	-9,4
2004	47,303	1,240	3,034	3,024	0,021	3,045	0,000	3,045	14,942	2,786	-0,259	-8,5
2005	45,498	1,110	2,913	3,080	0,021	3,101	0,000	3,101	14,303	2,767	-0,334	-10,8
TOTAL	n.a.	35,320	76,483	53,303	12,686	65,989	2,550	68,539	s/o.	s/o	s/o	s/o

Renvois:

- Colonne (1) : comprend toutes les réserves dont l'exploitation n'est pas économiquement réalisable et toutes les réserves dont l'exploitation a été reportée.
- Colonne (2) : estimations de l'Office concernant les additions aux réserves annuelles tirées du rapport d'octobre 1986 préparé par le personnel de l'Office.
- Colonne (3) : approvisionnements annuels qui seraient disponibles si le rapport réserve/production était de 15.
Colonne (3) = (colonne (1) + colonne (2) - colonne (3))/15.
- Colonne (4) : dernières estimations de l'Office en ce qui concerne la demande canadienne, y compris le combustible servant à l'exploitaion du pipeline, de même que les pertes et la contraction en cours de re-traitement.
Ces estimations représentent la demande canadienne à laquelle les approvisionnements canadiens devraient satisfaire, c'est-à-dire qu'elles ne tiennent pas compte des exportations.
- Colonne (5) : dernières estimation de l'Office en ce qui concerne les exportations qui devraient être expédiées aux termes des autorisations déjà accordées.
- Colonne (6) : total des colonnes (4) et (5).
- Colonne (7) : exportations visées dans la demande présentée par Alberta Northeast; ces données comprennent le combustible servant à l'exploitation du pipeline et les pertes attribuables à la contraction.
- Colonne (8) : total des besoins, c'est-à-dire la somme des colonnes (6), demande estimative et de la colonne (7), nouvelles exportations.
- Colonne (9) : calcul du rapport réserve/production à la fin de l'année. Colonne (9) = (colonne (1) + colonne (2) - colonne (8)) / colonne (8).
- Colonne (10) : prévisions relatives à la capacité de production, redressées afin de tenir compte du report de la capacité de réserve des années à compter desquelles les besoins prévus donc la production) seraient inférieurs à la capacité de production. Cette colonne ne peut s'additionner étant donné que les volumes indiqués représentent plutôt une production potentielle que réelle.
- Colonne (11) : total de la capacité de réserve. Colonne (11) = colonne (10) - colonne (8).
- Colonne (12) : capacité de réserve. Colonne (11), exprimée en pourcentage du calcul du total des besoins, colonne (8).
- s/o - sans objet.

Annexe 4

Modalités d'application des licences délivrées aux codemandeurs

Modalités d'application de la licence délivrée à ANE/TransCanada

1. Cette licence sera en vigueur du 1^{er} novembre 1988 au 31 octobre 1991, date à laquelle sa période d'application sera prolongée jusqu'au 31 octobre 2003 si les exportations autorisées, à partir de Niagara Falls et d'Iroquois, en Ontario, aux termes de la présente, ont commencé.
2. Le volume de gaz qui peut être exporté en vertu de la présente licence et conformément à celle-ci ne doit pas dépasser:
 - (a) à partir de Niagara Falls, en Ontario, 1 175 600 mètres cubes par jour, ou 429 100 000 mètres cubes au cours de toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;
 - (b) à partir d'Iroquois, en Ontario, 6 614 600 mètres cubes par jour, ou 2 414 000 000 mètres cubes au cours de toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 42 646 000 000 mètres cubes au cours de la période d'application de la présente licence si celle-ci est prolongée conformément à la condition 1.
- 3.(1) À titre de tolérance, le volume de gaz que les détenteurs de licences peuvent exporter pendant une période de vingt-quatre heures, en vertu de la présente licence, peut excéder de 10 pour cent les limites journalières fixées à la condition 2.
- (2) Le volume de gaz que les détenteurs de licences peuvent exporter au cours d'un mois de l'année civile, en vertu de la présente licence, peut excéder de 2 pour cent le volume autorisé relativement à cette période.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence et conformément à celle-ci doit être livré aux points d'exportation situés près de Niagara Falls et d'Iroquois, en Ontario.

Modalités d'application de la licence délivrée à ANE/ProGas

1. Cette licence sera en vigueur du 1^{er} novembre 1988 au 31 octobre 1991, date à laquelle la période d'application sera prolongée jusqu'au 31 octobre 2003 si les exportations autorisées aux termes de la présente ont commencé.
- 2.(a) Le volume de gaz qui peut être exporté en vertu de la présente licence et conformément à celle-ci ne doit pas dépasser 1 869 600 mètres cubes par jour, ou 682 000 000 mètres cubes au cours de toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
- (b) 10 236 000 000 mètres cubes au cours de la période d'application de cette licence si celle-ci est prolongée conformément à la condition 1.

- 3.(1) À titre de tolérance, le volume de gaz que les détenteurs de licences peuvent exporter pendant une période de vingt-quatre heures en vertu de la présente licence, peut excéder de 10 pour cent la limite journalière fixée à la condition 2.
- (2) Le volume de gaz que les détenteurs de licence peuvent exporter au cours d'un mois de l'année civile, en vertu de la présente licence, peut excéder de 2 pour cent le volume autorisé relativement à cette période.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence et conformément à celle-ci doit être livré aux points d'exportation, près de Niagara Falls et d'Iroquois, en Ontario.

Modalités d'application de la licence délivrée à ANE/ATCOR

1. Cette licence sera en vigueur du 1^{er} novembre 1988 au 31 octobre 1991, date à laquelle sa période d'application sera prolongée jusqu'au 31 octobre 2003 si les exportations autorisées aux termes de la présente ont commencé.
- 2.(a) Le volume de gaz qui peut être exporté en vertu de la présente licence et conformément à celle-ci ne doit pas dépasser 991 500 mètres cubes par jour, ou 361 900 000 mètres cubes au cours de toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
- (b) 5 428 000 000 mètres cubes au cours de la période d'application de cette licence si celle-ci est prolongée conformément à la condition 1.
- 3.(1) À titre de tolérance, le volume de gaz que les détenteurs de licence peuvent exporter pendant une période de vingt-quatre heures, en vertu de la présente licence, peut excéder de 10 pour cent la limite journalière fixée à la condition 2.
- (2) Le volume de gaz que les détenteurs de licence peuvent exporter au cours d'un mois de l'année civile, aux termes de la présente licence, peut excéder de 2 pour cent le volume autorisé relativement à cette période.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence et conformément à celle-ci doit être livré aux points d'exportation, près de Niagara Falls et d'Iroquois, en Ontario.

Modalités d'application de la licence délivrée à ANE/AEC

1. Cette licence sera en vigueur du 1^{er} novembre 1988 au 31 octobre 1991, date à laquelle sa période d'application sera prolongée jusqu'au 31 octobre 2003 si les exportations autorisées aux termes de la présente ont commencé.
- 2.(a) Le volume de gaz qui peut être exporté en vertu de la présente licence et conformément à celle-ci ne doit pas dépasser 495 700 mètres cubes par jour, ou 180 900 000 mètres cubes au cours de toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
- (b) 2 714 000 000 mètres cubes au cours de la période d'application de cette licence si celle-ci est prolongée conformément à la condition 1.
- 3.(1) À titre de tolérance, le volume de gaz que les détenteurs de licence peuvent exporter pendant une période de vingt-quatre heures, en vertu de la présente licence, peut excéder de 10 pour cent la limite journalière fixée à la condition 2.

- (2) Le volume de gaz que les détenteurs de licences peuvent exporter au cours d'un mois de l'année civile, en vertu de la présente licence, peut excéder de 2 pour cent le volume autorisé relativement à cette période.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence et conformément à celle-ci doit être livré aux points d'exportation situés près de Niagara Falls et d'Iroquois, en Ontario.