



\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

**Coastal Gas Marketing Company**

**Enron Capital & Trade Resources Corp.**

**PanEnergy Marketing Limited Partnership**

**ProGas Limited (Ventes à Great Plains Natural Gas Company)**

**ProGas Limited (Ventes à la ville de Perham)**

**ProGas Limited (Ventes au nord-est américain)**

**United States Gypsum Company**

Demandes de licences d'exportation de gaz naturel en vertu de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

**GHW-2-96**

**Mars 1997**

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

N° de cat. NE22-1/1997-3F  
ISBN 0-662-81858-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du:**

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

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

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

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

Cat. No. NE22-1/1997-3E  
ISBN 0-662-25476-7

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

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

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

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

# Table des matières

<b>Liste des tableaux</b> .....	ii
<b>Liste des annexes</b> .....	ii
<b>Abréviations</b> .....	iii
<b>Exposé et comparutions</b> .....	v
<b>1. Demandes d'exportation de gaz - Partie VI</b> .....	1
1.1 Les demandes .....	1
<b>2. Méthode axée sur les conditions du marché</b> .....	3
2.1 Audiences publiques .....	3
2.2 Suivi .....	5
2.3 Calcul des excédents selon la MACM .....	5
<b>3. Clauses de temporisation</b> .....	8
3.1 Clauses de temporisation .....	8
<b>4. Coastal Gas Marketing Company</b> .....	9
4.1 Résumé de la demande .....	9
4.2 Approvisionnement en gaz .....	9
4.2.1 Sources .....	9
4.2.2 Réserves .....	9
4.2.3 Capacité de production .....	10
4.3 Transport .....	10
4.4 Marché .....	10
4.5 Contrats de vente de gaz .....	10
4.6 État des autorisations réglementaires .....	11
<b>5. Enron Capital &amp; Trade Resources Corp.</b> .....	13
5.1 Résumé de la demande .....	13
5.2 Approvisionnement en gaz .....	13
5.2.1 Sources .....	13
5.2.2 Réserves .....	13
5.2.3 Capacité de production .....	14
5.3 Transport .....	14
5.4 Marché .....	14
5.5 Contrats de vente de gaz .....	14
5.6 État des autorisations réglementaires .....	15
<b>6. PanEnergy Marketing Limited Partnership</b> .....	17
6.1 Résumé de la demande .....	17
6.2 Approvisionnement en gaz .....	17
6.2.1 Sources .....	17

6.2.2	Réserves .....	17
6.2.3	Capacité de production .....	18
6.3	Transport .....	18
6.4	Marché .....	18
6.5	Contrats de vente de gaz .....	18
6.6	État des autorisations réglementaires .....	19
<b>7.</b>	<b>ProGas Limited</b> .....	<b>21</b>
7.1	Résumé de la demande .....	21
7.2	Approvisionnement en gaz .....	22
7.2.1	Sources .....	22
7.2.2	Réserves .....	22
7.2.3	Capacité de production .....	23
7.3	Transport .....	23
7.4	Marché .....	24
7.5	Contrats de vente de gaz .....	24
7.6	État des autorisations réglementaires .....	25
<b>8.</b>	<b>United States Gypsum Company</b> .....	<b>28</b>
8.1	Résumé de la demande .....	28
8.2	Considérations relatives à la méthode d'intervention en fonction des plaintes de la MACM .....	28
8.3	Approvisionnement en gaz .....	29
8.3.1	Sources .....	29
8.3.2	Réserves .....	29
8.3.3	Capacité de production .....	29
8.4	Transport .....	30
8.5	Marché .....	30
8.6	Contrats de vente de gaz .....	30
8.7	État des autorisations réglementaires .....	31
<b>9.</b>	<b>Dispositif</b> .....	<b>33</b>

## Liste des tableaux

Tableau 1-1	
Sommaire des licences sollicitées .....	2

## Liste des annexes

Annexe I .....	34
Conditions des licences à délivrer .....	34

## Abréviations

10 <sup>3</sup> pi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes
10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
10 <sup>12</sup> pi <sup>3</sup>	billion de pieds cubes
Beau Canada	Beau Canada Exploration Ltd.
Btu	thermie britannique
Coastal	Coastal Gas Marketing Company
Comox	Comox Valley Energy Research Group
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis)
ÉIE	évaluation des incidences de l'exportation
ÉMGN	Évaluation du marché du gaz naturel
Enron Canada	Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.
Enron	Enron Capital & Trade Resources Corp.
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
GHR-1-87	<i>Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel</i>
GHW-1-91	<i>Modifications proposées à l'application de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché</i>
GHW-4-89	<i>Examen de certains aspects de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché</i>
Great Lakes	Great Lakes Transmission Limited Partnership
Great Plains	Great Plains Naturel Gas Company
GJ	gigajoule
IGTS	Iroquois Gas Transmission System, L.P.
Jordan	Jordan Petroleum Ltd.

Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MACM	méthode axée sur les conditions du marché
National Fuel	National Fuel Gas Supply Corporation
NOVA	NOVA Gas Transmission Ltd.
Office, ONÉ	Office national de l'énergie
PNG	Pacific Northern Gas Ltd.
PanEnergy	PanEnergy Marketing Limited Partnership
PanEnergy Marketing	PanEnergy Marketing Canada Ltd.
PanEnergy Trading	PanEnergy Trading and Market Services, LLC
Perham	Ville de Perham
Pinnacle	Pinnacle Resources Ltd..
Poco	Poco Petroleum Ltd.
ProGas	ProGas Limited
ProGas U.S.A.	ProGas U.S.A. Inc.
QJCS	quantité journalière contractuelle supplémentaire
QAM	quantité annuelle minimale
QJC	quantité journalière contractuelle
QJM	quantité journalière maximale
Renaissance	Renaissance Energy Ltd.
Rigel	Rigel Energy Corporation
Rio Alto	Rio Alto Exploration Ltd.
RR/P	ratio des réserves restantes sur la production
SG	service garanti
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
U.S. Gypsum	United States Gypsum Company
VJC	volume journalier contractuel
Viking	Viking Gas Transmission Company

## **Exposé et comparutions**

**EN VERTU DE** la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

**RELATIVEMENT À** des demandes de licences d'exportation de gaz naturel, présentées aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par les compagnies :

Coastal Gas Marketing Company, Enron Capital & Trade Resources Corp., PanEnergy Marketing Limited Partnership, ProGas Limited et United States Gypsum Company.

**AUX TERMES DE** l'ordonnance d'audience GHW-2-96;

**ENTENDU À** Calgary (Alberta), par voie de mémoires.

### **DEVANT :**

R. Illing	membre président
K. W. Vollman	membre
A. Côté-Verhaaf	membre

### **MÉMOIRES PRÉSENTÉS PAR :**

L.G. Keough Sandy MacCulloch W.O. Strong III	Coastal Gas Marketing Company
L.G. Keough Dave Delainey	Enron Capital & Trade Resources Corp.
Stanley Carscallen Robert C. Edney	PanEnergy Marketing Limited Partnership
Magdalena A.K. Muir	ProGas Limited
Robert B. Cooper R.M. Perrin	United States Gypsum Company
C.J.C. Page Ross Estabrooks	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
Jim Brisebois	Comox Valley Energy Research Group
S. Milutinovic	Foothills Pipe Lines Ltd.
Anne M. Hessbrugge	Imperial Oil Resources

K. Lynn Meyer

Pan-Alberta Gas Ltd.

Patricia M. Cradock

Renaissance Energy Ltd.

David W. Rowbotham

Suncor Inc.

Gordon W. Toews

TransCanada Gas Services Limited

Murray Samuel

TransCanada PipeLines Limited

Gary R. Kline

U.S. Generating (Canada) Ltd.

L.A. Boychuk

procureur de l'Office

## Chapitre 1

# Demandes d'exportation de gaz - Partie VI

---

### 1.1 Les demandes

Au cours de l'instance GHW-2-96, l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») a examiné cinq demandes visant sept licences d'exportation de gaz naturel, présentées par :

1. Coastal Gas Marketing Company («Coastal»);
2. Enron Capital & Trade Resources Corp. («Enron»);
3. PanEnergy Marketing Limited Partnership («PanEnergy»);
4. ProGas Limited («ProGas»), pour trois licences;
5. United States Gypsum Company («U.S. Gypsum»).

Le tableau 1-1 résume les demandes.

**Tableau 1-1**  
**Sommaire des licences sollicitées**

demande	acheteur (type de marché)	durée	point d'exportation	quantités maximales visées			
				journ. 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>3</sup> pi <sup>3</sup> )	annuelle 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	globale 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	
1.	Coastal	Coastal (port. de ventes du Nord-Est)	1 <sup>er</sup> nov. 1997 au 31 octobre 2007	Iroquois (Ontario)	396,6 (14)	145 (5,1)	1 450 (51)
2.	Enron*	Enron (port. de ventes du Nord-Est)	1 <sup>er</sup> nov. 1997 au 1 <sup>er</sup> nov. 2007	Niagara Falls (Ontario)	435,9 (15,4)	159 (5,6)	1 590 (56)
3.	PanEnergy	PanEnergy Trading (port. de ventes du Nord-Est)	1 <sup>er</sup> nov. 1997 au 31 octobre 2007	Niagara Falls (Ontario)	246,5 (8,7)	90 (3,2)	899,7 (31,9)
4.	ProGas*	Great Plains Natural Gas Company (approv. du réseau dans le Midwest)	1 <sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 1997 1 <sup>er</sup> nov. 1997 au 31 octobre 2012	Emerson (Manitoba)	225 (7,9) 370 (13,1)	41,4 (1,5) 135,3 (4,8)	-  2 071,3 (73,1)
5.	ProGas*	Ville de Perham (approv. du réseau dans le Midwest)	1 <sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 1997 1 <sup>er</sup> nov. 1997 au 31 octobre 2012	Emerson (Manitoba)	67 (2,4) 67 (2,4)	12,3 (0,4) 24,4 (0,9)	-  378,3 (13,4)
6.	ProGas	ProGas U.S.A, (port. de ventes du Nord-Est)	1 <sup>er</sup> nov. 1997 au 31 octobre 2007	Iroquois (Ontario)	458 (16,2)	167,2 (5,9)	1 672 (59)
7.	U.S. Gypsum	U.S. Gypsum	1 <sup>er</sup> nov. 1997 au 1 <sup>er</sup> nov. 2007	Emerson (Manitoba)	382,4 (13,5)	139,6 (4,9)	1 395,8 (49)

\*dans leur version modifiée

## Chapitre 2

# Méthode axée sur les conditions du marché

---

Dans le cadre de l'examen d'une demande de licence d'exportation de gaz ou de pétrole, l'Office doit se conformer à l'article 118 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»), qui l'oblige à prendre en considération tous les facteurs qu'il juge pertinents. Notamment, il doit s'assurer, aux termes du paragraphe 118(a) de la Loi, que la quantité de gaz devant être exportée ne dépasse pas l'excédent de la production compte tenu des besoins raisonnablement prévisibles d'utilisation au Canada, eu égard aux perspectives de découverte de gaz au pays.

En juillet 1987, en vertu d'un *Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel* (GHR-1-87), l'Office a adopté une méthode d'examen, connue sous le nom de méthode axée sur les conditions du marché (la «MACM») pour évaluer les mérites des demandes de licences d'exportation de gaz. Cette méthode repose sur le principe selon lequel le marché fonctionne généralement de manière à garantir la satisfaction des besoins en gaz des Canadiens, à des prix de marché équitables. La MACM a été modifiée à la suite des audiences publiques GHW-4-89 et GHW-1-91, sans que cela touche le principe sur lequel elle repose.

Selon la MACM, l'Office agira de deux façons pour veiller à ce que le gaz naturel devant faire l'objet de licences d'exportation dépasse les besoins raisonnablement prévisibles du Canada et que l'exportation soit conforme à l'intérêt public : il tiendra des audiences publiques pour instruire les demandes de licences d'exportation de gaz naturel et il surveillera constamment l'utilisation de l'énergie et l'évolution des marchés de l'énergie au Canada.

## 2.1 Audiences publiques

Dans le cadre du volet «audience publique», l'Office évalue si le marché fonctionne bien. Voici les trois composantes de ce volet :

- 1) Méthode d'intervention en fonction des plaintes. L'Office doit examiner toute plainte provenant d'acheteurs canadiens de gaz qui s'opposent au projet d'exportation en alléguant qu'ils n'ont pas eu la possibilité d'acheter du gaz à des conditions semblables à celles qui sont offertes à l'exportation, y compris à des prix équivalents. La méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à assurer que les acheteurs canadiens, qui ont été actifs sur le marché, ont accès à des approvisionnements en gaz à des conditions semblables à celles qui sont offertes aux clients étrangers;

Dans une let(des)-3(cadssfiée)-333(à)-333(L'Office)-333(le)-3323leae3(y)-33E55neyet

- 2) Évaluation des incidences de l'exportation («ÉIE»). L'ÉIE a pour objet d'aider l'Office à déterminer si un projet d'exportation risque d'empêcher les Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques à des prix de marché équitables. Elle décrit l'impact du projet sur les marchés canadiens de l'énergie et du gaz naturel. La plus récente ÉIE, préparée par l'Office de concert avec l'industrie énergétique et d'autres parties intéressées, a été incluse dans le chapitre 6 du rapport de l'ONÉ intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010 - Rapport technique*, paru en décembre 1994;

En ce qui a trait au volet de la MCAM concernant l'ÉIE, tous les demandeurs ont choisi de s'appuyer sur l'ÉIE préparée par l'Office dans son *Rapport technique* de 1994. En ce qui a trait à deux des demandes présentées par ProGas, ProGas s'est appuyée sur sa propre évaluation quantitative, pour la période s'étendant de 2010 jusqu'en octobre 2012. Elle a soutenu que les volumes qu'elle projette d'exporter étaient très petits au cours de cette période et qu'ils n'affecteraient probablement pas les modes de consommation énergétique des utilisateurs de gaz canadiens.

- 3) Autres facteurs touchant l'intérêt public. Afin de déterminer si le projet d'exportation est dans l'intérêt public, l'Office évaluera tout autre facteur touchant l'intérêt public qu'il juge pertinent. Normalement, l'Office :
- évalue la probabilité que les volumes visés par la licence seront pris;
  - détermine si les contrats de vente de gaz sont susceptibles de durer;
  - examine si les contrats de vente de gaz ont été négociés entre entreprises indépendantes;
  - vérifie si la demande de licence est appuyée par des producteurs;
  - vérifie si les contrats de vente de gaz prévoient le paiement des frais connexes de transport par les pipelines canadiens pendant la durée du contrat de vente;
  - établit la durée appropriée d'une licence en tenant compte du caractère adéquat de l'approvisionnement en gaz et des contrats de transport et de vente connexes.

Les facteurs susmentionnés sont des exemples des facteurs dont l'Office tient normalement compte dans son évaluation des mérites d'une demande de licence d'exportation de gaz. Toutefois, au cours d'instances particulières, l'Office peut aussi tenir compte d'autres facteurs qu'il juge pertinents dans les circonstances.

Dans l'instance GHW-2-96, dans le cadre de son examen des autres facteurs d'intérêt public, l'Office a examiné les effets environnementaux éventuels des projets d'exportation. Pour ce faire, il a décidé de s'appuyer sur le critère du lien nécessaire, décrit dans la révision de sa décision GH-5-93 et dans les motifs de décision GH-3-94. Ce critère sert à établir la portée de l'évaluation, faite par l'Office, des

effets environnementaux éventuels des projets d'exportation de gaz. L'Office examinera les effets environnementaux des nouvelles installations et activités en amont seulement lorsqu'un lien nécessaire s'établit entre ces installations ou activités et les besoins d'une licence d'exportation. Pour qu'un lien nécessaire existe, la licence d'exportation et les nouvelles installations ou activités en amont doivent être intégrées au point qu'elles sont jugées faire partie d'un unique plan d'action.

## 2.2 Suivi

Le volet «suivi» de la MACM compte deux éléments principaux :

- 1) l'évaluation de l'offre et de la demande canadiennes d'énergie;
- 2) l'évaluation du marché du gaz naturel.

En vertu de la Loi, l'Office est tenu de suivre les perspectives de l'offre canadienne des principaux produits énergétiques, notamment l'électricité, le pétrole et le gaz naturel ainsi que les produits dérivés, en plus de la demande d'énergie canadienne, au Canada et à l'étranger. Par conséquent, il prépare et tient à jour des prévisions de l'offre et de la demande d'énergie, et il publie, de temps à autre, des rapports après avoir obtenu les vues des gouvernements provinciaux, de l'industrie et d'autres parties.

Au nombre des questions examinées sont les tendances dans la découverte de pétrole et de gaz naturel au Canada, l'évolution des parts du marché énergétique desservi par les diverses formes d'énergie et les répercussions selon d'autres hypothèses en matière d'offre et de demande. Ces questions et d'autres figurent dans le plus récent rapport de l'Office, intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010 - Tendances et questions*, publié en juillet 1994, et le *Rapport technique* d'accompagnement, publié en décembre 1994.

Également dans le cadre du suivi, l'Office analyse l'évolution à plus court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel, et il publie des rapports sur ses constatations. De façon générale, le rapport sur l'évaluation du marché du gaz naturel («ÉMGN») et les rapports statistiques connexes portent sur les innovations récentes et les perspectives à court terme concernant les marchés du gaz naturel, la concurrence, l'utilisation des gazoducs pour le transport du gaz au Canada et à l'étranger, ainsi que la quantité de l'approvisionnement en gaz naturel.

## 2.3 Calcul des excédents selon la MACM

En résumé, l'Office juge que le gaz devant être exporté constitue un excédent par rapport aux besoins du Canada si les conditions suivantes sont satisfaites :

- 1) aucune plainte n'a été déposée en vertu de la méthode d'intervention en fonction des plaintes;
- 2) l'ÉIE montre que les Canadiens n'éprouvent pas de difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques à un prix du marché équitable;
- 3) il n'y a aucune préoccupation majeure relativement à l'intérêt public, de l'avis de l'Office;

- 4) le suivi laisse croire que les marchés fonctionnent normalement et ne met pas en lumière d'autres questions touchant l'évolution de l'offre et de la demande qui pourraient faire douter de la capacité future des Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques.

### *Opinion de l'Office*

Les préoccupations soulevées par Comox au sujet de la méthode d'intervention en fonction des plaintes concernant la demande présentée par U.S. Gypsum et sont donc traitées au chapitre 8.

En ce qui a trait à la composante d'ÉIE de la MACM, la prévision globale de l'offre et de la demande pour la période s'étendant jusqu'en 2010, contenue dans le *Rapport technique* de l'Office, indique que les Canadiens ne devraient pas avoir de difficultés à satisfaire leurs besoins énergétiques à des prix de marché équitables par rapport aux demandes examinées dans le cadre de l'instance GHW-2-96, dans leur version modifiée. Selon l'Office, la délivrance des licences sollicitées, dont le volume global se chiffre à  $9,5 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $335 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz, ne devrait pas affecter cette conclusion.

Compte tenu du volume relativement faible, soit  $2,5 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $86,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de deux des demandes de ProGas, ainsi que de la certitude raisonnable à l'effet qu'un certain niveau d'exportation de gaz naturel sera soutenable au-delà de 2010, l'Office est convaincu que les volumes dont ProGas projette l'exportation n'empêcheraient pas les Canadiens de satisfaire à leurs besoins énergétiques futurs à des prix de marché équitables au-delà de 2010.

Au cours de l'instance, l'Office a cherché à préciser la nature des arrangements d'approvisionnement à l'appui des demandes présentées par Coastal, Enron et PanEnergy. D'après les renseignements contenus dans ces demandes, l'Office avait d'abord compris que les demandeurs pouvaient s'appuyer sur un approvisionnement, autre que celui étayant leurs demandes, pour répondre à leurs marchés. Les trois demandeurs ont indiqué qu'ils étaient en voie de regrouper des volumes provenant de diverses sources pour desservir des marchés au Canada et aux É.-U. Ils ont ultérieurement précisé qu'en ce qui a trait à leurs projets actuels d'exportation, ils s'appuyaient sur les approvisionnements globaux particuliers qu'ils mentionnaient dans leurs demandes. Compte tenu de cette précision, l'Office était disposé, dans la présente instance, à accepter les renseignements déposés concernant ces approvisionnements comme renseignements exigés à l'appui des projets d'exportation des trois demandeurs, et il a mené son évaluation d'après ces renseignements.

En ce qui a trait aux autres facteurs d'intérêt public, la preuve pertinente est présentée dans chaque chapitre des présents motifs. Les constatations relativement à ces facteurs, et à tout autre facteur que l'Office a jugé pertinent, figurent dans la section «Opinion de l'Office» à la fin de chaque chapitre.

Dans l'instance actuelle, en ce qui a trait aux effets environnementaux éventuels des projets d'exportation, l'office a établi qu'il n'existe pas de lien nécessaire entre les licences sollicitées et toutes nouvelles installations ou activités en amont.

Les éléments du volet «audience publique» de la MACM, y compris la méthode d'intervention en fonction des plaintes, l'ÉIE et les autres facteurs d'intérêt public, conjugués au suivi constant par l'Office des activités de l'industrie grâce à ses ÉMGN, à ses prévisions de l'offre et de la demande, et à ses rapports statistiques, permettent à l'Office de déterminer si le gaz devant être exporté constitue un excédent par rapport aux besoins prévisibles des Canadiens.

Pour ces raisons, l'Office est convaincu que la quantité de gaz que les demandeurs proposent d'exporter ne dépasse pas l'excédent de production compte tenu des besoins raisonnablement prévisibles pour utilisation au Canada, eu égard aux perspectives de découverte du gaz au Canada.

## Chapitre 3

# Clauses de temporisation

---

### 3.1 Clauses de temporisation

Lorsqu'il délivre une licence d'exportation de gaz, l'Office fixe généralement un délai au cours duquel l'exportation doit débiter pour que la licence entre en vigueur pour toute la période approuvée par l'Office. Cette clause de temporisation, ainsi appelée parce que la licence prend fin si les exportations ne débiter pas dans le délai imparti, vise à ce que n'entrent en vigueur que les licences pour lesquelles l'acheminement du gaz commence dans un délai raisonnable après la décision. Dans la présente instance, l'Office a consulté les demandeurs pour savoir s'ils acceptaient que leurs licences soient assorties d'une clause de temporisation.

À titre de politique générale, l'Office a fixé ce délai à deux ans à partir de la date prévue d'entrée en vigueur des licences.

## Chapitre 4

# Coastal Gas Marketing Company

---

### 4.1 Résumé de la demande

Le 26 septembre 1996, Coastal Gas Marketing Company («Coastal») a demandé, aux termes de la partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	- du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2007
point d'exportation	- Iroquois (Ontario)
quantité journalière maximale	- 396,6 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (14 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	- 145 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (5,1 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	- 1 450 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (51 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont Coastal propose l'exportation proviendrait des approvisionnements globaux de Rio Alto Exploration Ltd. («Rio Alto»), Pinnacle Resources Ltd. («Pinnacle») et Jordan Petroleum Ltd. («Jordan»). Il serait transporté jusqu'à la frontière albertaine, près d'Empress (Alberta), sur le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. («NOVA»), puis jusqu'au point d'exportation, près d'Iroquois (Ontario), sur le réseau de TransCanada PipeLines Limited («TransCanada»), et enfin de la frontière internationale aux marchés de Coastal, dans le Nord-Est des É.-U., sur le réseau d'Iroquois Gas Transmission System, L.P. («IGTS»).

### 4.2 Approvisionnement en gaz

#### 4.2.1 Sources

Coastal a déclaré que le gaz destiné à être exporté proviendrait des trois producteurs, qui le puiseraient à même leurs approvisionnements globaux en Alberta.

#### 4.2.2 Réserves

Coastal a fourni à l'Office, au sujet des réserves de chacun des producteurs, des estimations, préparées par des experts-conseils ou tirées d'une liste de l'Alberta Energy and Utilities Board («EUB»), d'après lesquelles les réserves visées dépassent les besoins totaux auxquels elle doit pourvoir. Ces estimations correspondent à la situation à la fin de 1995 pour Rio Alto et pour Pinnacle, et au 31 mars 1996 pour Jordan. Elles totaliseraient 11 628 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (410,5 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>).

### 4.2.3 Capacité de production

Coastal a présenté au sujet de la capacité de production et des besoins annuels de chacun des producteurs des comparaisons qui montrent que la capacité de production est suffisante pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

Le bilan de l'offre et de la demande annuelles présenté par Coastal comporte une comparaison entre les volumes d'achat journaliers et les besoins annuels totaux. Les quantités achetées ayant été établies en fonction des ventes, la capacité de production répond amplement aux engagements annuels.

### 4.3 Transport

Coastal a une entente de service garanti pour la capacité de transport requise sur le réseau NOVA. Elle a aussi signé une entente préalable avec le réseau TransCanada en vue d'obtenir le transport du gaz, dans le cadre du service garanti, jusqu'au point d'exportation situé près d'Iroquois (Ontario). À partir de la frontière internationale, Coastal expédierait le gaz dans le Nord-Est des É.-U. conformément à l'entente préalable qu'elle a conclue à ce sujet avec IGTS.

### 4.4 Marché

Coastal est une négociante de gaz qui approvisionne au Canada et aux É.-U. divers marchés où elle vend au total plus de  $99 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $3,5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ ) de gaz par jour (dont  $14,2 \cdot 10^6 \text{m}^3$  ( $500 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) dans le Nord-Est des É.-U.). Les exportations proposées seraient destinées à ses clients du Nord-Est des É.-U., qui sont surtout des distributeurs de gaz locaux, des compagnies d'électricité et des utilisateurs ultimes du secteur industriel.

### 4.5 Contrats de vente de gaz

Sous le pli de lettres datées du 25 mars 1996, Coastal a conclu une entente avec chacun des trois producteurs relativement aux conditions qui s'appliqueraient aux exportations proposées à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1997. Chacune de ces lettres d'entente est assujettie à des conditions préalables quant aux autorisations réglementaires et aux ententes de service de transport garanti sur les réseaux TransCanada et IGTS.

Ces lettres d'entente prévoient les quantités journalières maximales (QJM) suivantes, augmentées du combustible associé :

<u>producteur</u>	<u><math>10^3 \text{m}^3</math></u>	<u><math>10^6 \text{pi}^3</math></u>
Rio Alto	140,6	5
Pinnacle	140,6	5
Jordan	<u>112,0</u>	<u>4</u>
total	393,2	14

Coastal a déclaré qu'elle modifierait les contrats qu'elle détient avec chacun des trois producteurs de manière à éliminer le léger écart qu'il y a entre ces QJM et celle qui figure dans la licence sollicitée.

Si l'un ou l'autre des producteurs ne fournit pas la quantité commandée, à concurrence de la QJM, il devra rembourser à Coastal tous les coûts supplémentaires que Coastal ou ses clients auront dû supporter pour obtenir le gaz de remplacement nécessaire. Coastal achètera une partie de la quantité annuelle minimale (QAM) comme gaz de marché à terme, sous réserve des conditions de chacun des contrats de marché à terme qu'elle aura négociés avec ses clients à cet égard, et conformément à ce qui aura été convenu avec le producteur. Toute partie de la QAM qui n'aura pas été vendue comme gaz de marché à terme sera considérée être du «gaz au comptant». Coastal sera tenue de maintenir un facteur de charge de 100 % en ce qui concerne les achats de gaz au comptant, et aussi d'acheter 95 % de la QJM annualisée. Si elle n'achète pas la QAM (pour des raisons autres que de force majeure), elle devra supporter les coûts d'opportunité résultant de la nécessité de trouver d'autres débouchés pour le gaz.

Le prix à payer à Rio Alto, Pinnacle ou Jordan est établi à partir du prix mensuel moyen, basé sur les rentrées nettes et pondéré en fonction du volume, par million de Btu, pour le gaz de marché à terme et le gaz au comptant. On en soustrait les frais de transport jusqu'au point de revente, les frais d'exploitation, les frais avec incitatif de prix, les dépenses connexes de tiers, les pertes sur les opérations de couverture et le coût du gaz de remplacement. On y ajoute les gains sur les opérations de couverture. Les dispositions relatives au prix permettent par ailleurs à chacun des trois producteurs de recourir à des instruments dérivés pour couvrir leurs rentrées. Le prix du gaz du marché à terme est établi indépendamment pour chaque client, sous réserve de l'approbation du producteur. Le prix du gaz au comptant est le prix moyen des transactions de gaz au comptant de Coastal. L'indice de prix mensuel utilisé pour les ventes de gaz de Coastal à partir du réseau IGTS est l'indice des prix à l'entrée de la ville de New York qu'on trouve dans le *Gas Daily* (Pasha Publications). Coastal est aussi responsable des frais de NOVA et de TransCanada. Elle a cependant indiqué que la cession de l'entente de transport avec NOVA aux trois producteurs n'entrerait en vigueur qu'au début du service de TransCanada. Les lettres d'entente prévoient par ailleurs la cession des services de TransCanada et d'IGTS aux différents fournisseurs de Coastal. Celle-ci a enfin indiqué que les ententes d'achat de gaz conclues avec chacun de ces fournisseurs avaient été négociées entre entreprises indépendantes.

Coastal a convenu avec Rio Alto, Pinnacle et Jordan de recourir à l'arbitrage obligatoire en cas de différend relativement aux rentrées nettes, à l'indice du prix de remplacement, ou à des changements importants, sur le plan de la réglementation, susceptibles de rendre une entente inexécutable.

Coastal a estimé à 1,90 \$ CAN/GJ (2 \$ CAN/10<sup>6</sup> Btu) le prix du gaz à la frontière albertaine au 1<sup>er</sup> juillet 1996.

#### **4.6 État des autorisations réglementaires**

Coastal a déclaré que les trois producteurs prévoient chacun déposer leur demandes de permis d'acheminement de gaz auprès de l'EUB d'ici au 1<sup>er</sup> février 1997. Elle a par ailleurs elle-même déposé auprès du DOE/FE une demande d'autorisation d'importation correspondant à la durée de la licence sollicitée.

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

L'Office note que Coastal est une importante négociante de gaz dans le Nord-Est des É.-U.; qu'en vertu des lettres d'entente signées par elle et par chacun des trois producteurs (Rio Alto, Pinnacle et Jordan), elle est tenue d'acheter 95 % de la QJM

annualisée; et que des amendes sont prévues pour les volumes qui ne seraient pas pris. L'Office est donc convaincu qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soient effectivement pris.

L'Office reconnaît que les lettres d'entente signées par Coastal et les trois producteurs (Rio Alto, Pinnacle et Jordan) prévoient un prix axé sur les conditions du marché, et que le prix du gaz à terme doit de même être basé sur les conditions du marché, sous réserve de l'approbation du producteur. Il reconnaît aussi que les lettres d'entente prévoient l'arbitrage obligatoire. Il est donc convaincu que les ententes devraient demeurer intéressantes pour les parties pendant toute la période d'exportation proposée, et donc être durables.

L'Office, ayant examiné les ententes d'achat de gaz conclues entre Coastal et les trois producteurs, est convaincu qu'elles ont été négociées entre des entreprises indépendantes.

Les trois producteurs possédant les réserves nécessaires pour fournir tout le gaz visé par la licence d'exportation sollicitée, il n'est pas nécessaire de montrer le soutien des producteurs.

L'examen par l'Office des approvisionnements indiqués par Coastal révèle que les réserves de Coastal dépassent le total des engagements auxquels elle doit pourvoir, et que la capacité de production est plus que suffisante pour répondre aux besoins pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée. En outre, l'Office note que Coastal a déclaré que l'approvisionnement fourni par les trois producteurs serait l'approvisionnement utilisé pour répondre à ses engagements envers ses marchés.

L'Office note que Coastal est responsable des frais de transport du gaz sur les réseaux NOVA et TransCanada. Il est donc convaincu que les dispositions nécessaires pour le paiement des frais connexes de transport sur les gazoducs canadiens pendant la durée des ententes ont été prises.

L'Office note que les durées et les volumes prévus dans les ententes de transport et de vente correspondent à ceux de la licence sollicitée. Coastal a par ailleurs présenté la demande d'autorisation d'importation réglementaire requise. Les producteurs sont quant à eux présumés avoir demandé les permis d'acheminement requis. L'Office est donc convaincu que la durée indiquée pour la licence sollicitée est appropriée.

## **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Coastal, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 5

# Enron Capital & Trade Resources Corp.

---

### 5.1 Résumé de la demande

Le 26 septembre 1996, Enron Capital & Trade Resources Corp. («Enron») a présenté une demande modifiée, aux termes de la partie VI de la Loi, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	- du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 1 <sup>er</sup> novembre 2007
point d'exportation	- Niagara Falls (Ontario)
quantité journalière maximale	- 435,9 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (15,4 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	- 159 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (5,6 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	- 1 590 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (56 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

Enron a demandé qu'il n'y ait pas, dans les conditions de la licence sollicitée, de dispositions stipulant que l'exportation doit se faire à partir d'un seul point.

Le gaz dont Enron propose l'exportation proviendrait des approvisionnements globaux de Poco Petroleum Ltd. («Poco») en Alberta. Il serait transporté jusqu'à la frontière albertaine, près d'Empress (Alberta), sur le réseau NOVA, puis jusqu'au point d'exportation, à Niagara Falls (Ontario), sur le réseau TransCanada, et enfin de la frontière internationale jusqu'à Leidy (Pennsylvanie), dans le Nord-Est des É.-U., sur le réseau de National Fuel Gas Supply Corporation («National Fuel»).

### 5.2 Approvisionnement en gaz

#### 5.2.1 Sources

Le gaz dont Enron propose l'exportation serait fourni par Poco, qui le puiserait à même ses approvisionnements globaux en Alberta.

#### 5.2.2 Réserves

Enron a fourni à l'Office une estimation de l'EUB d'après laquelle les réserves de Poco en Alberta s'élèveraient au total à 18 852 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (669,2 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Selon cette estimation, à la fin de 1996, les réserves prouvées dépassaient les besoins totaux auxquels elles devaient répondre. Les engagements à satisfaire à même ces approvisionnements s'élevaient, en comptant le volume visé par la licence sollicitée, à 5 333 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (188,3 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Enron a aussi fourni l'estimation de Poco quant aux réserves prouvées et probables totales de Poco : celles-ci s'élèveraient à 27 110 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (962,2 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>), pour des

engagements totaux atteignant, avec le volume visé par la licence sollicitée,  $12\,501\,10^6\text{m}^3$  ( $441,3\,10^9\text{pi}^3$ ).

### **5.2.3 Capacité de production**

Enron a présenté une comparaison de la capacité de production et des besoins annuels de Poco qui montre que les réserves prouvées actuelles de Poco permettraient de respecter les engagements contractuels pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée. Les prévisions de Poco quant à l'évolution de sa capacité de production reposent sur l'hypothèse, prudente selon Poco, d'une croissance annuelle de 5 %. On s'attend par ailleurs à une diminution de la demande relativement aux contrats en vigueur, consécutivement à une réduction prévue des réserves affectées à des regroupements à l'expiration de contrats à long terme.

## **5.3 Transport**

Le gaz dont l'exportation est proposée serait acheminé jusqu'à Empress conformément à une entente de service garanti entre NOVA et Poco. Enron Canada le transporterait ensuite d'Empress jusqu'au point d'exportation situé à Niagara Falls (Ontario), conformément à une entente préalable conclue avec TransCanada pour le service de transport garanti requis.

Enron a signé une entente préalable avec National Fuel au sujet de la capacité requise pour l'expédition du gaz jusqu'au marché d'Enron, à partir de Leidy (Pennsylvanie), dans le Nord-Est des É.-U.

## **5.4 Marché**

Enron est la plus importante négociante de gaz naturel en Amérique du Nord. Le gaz dont l'exportation est proposée ferait partie de ses approvisionnements globaux pour ses marchés du Nord-Est des É.-U., où elle a des contrats de vente à court, à moyen et à long terme en vertu desquels elle doit livrer plus de  $400\,10^9$  Btu de gaz par jour.

## **5.5 Contrats de vente de gaz**

Les exportations proposées seraient régies par le contrat-cadre d'achat et de vente garantie conclu le 1<sup>er</sup> juin 1994 entre Enron et Enron Canada et confirmé par la lettre d'entente signée par les deux parties le 9 décembre 1996. Cette lettre confirme la vente de  $435,9\,10^3\text{m}^3$  ( $15,4\,10^6\text{pi}^3$ ) de gaz par jour au point d'exportation situé à Niagara Falls (Ontario), pendant une période de dix ans commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1997. L'entente d'achat de gaz conclue entre Enron Canada et Poco correspond à celle qui existe entre Enron et Enron Canada.

En date du 3 avril 1996, Enron Canada a conclu une entente d'achat de gaz avec Poco. Cette entente a ensuite fait l'objet d'une lettre de confirmation, signée le 9 décembre 1996. Aux termes de l'entente, Poco doit fournir une QJM de gaz de  $435,9\,10^3\text{m}^3$  ( $15,4\,10^6\text{pi}^3$ ) augmentée du gaz combustible, à un facteur de charge de 100 %. Si elle ne respecte pas cette obligation, Poco devra verser à Enron Canada le montant correspondant au produit de la quantité manquante par le coût supplémentaire de remplacement, augmenté des dommages-intérêts convenus. Le coût supplémentaire de remplacement correspond à la différence (positive) entre le prix qu'aura dû payer Enron Canada à un tiers

indépendant pour le remplacement des quantités manquantes et le prix prévu au contrat. Enron Canada devra par contre verser une amende à Poco si elle ne prend pas la QJM prévue.

Le prix prévu au contrat est basé sur l'indice du prix du gaz au comptant à Leidy de CNG Transmission Corp. Appalachia, qui paraît chaque mois dans le *Inside FERC's Gas Market Report*. L'entente prévoit l'établissement d'une nouvelle méthode de calcul de l'indice utilisé au cas où l'indice de Leidy disparaîtrait ou au cas où les parties ne s'entendraient pas sur une méthode de rechange. Poco et Enron Canada sont respectivement responsables des frais du transport du gaz sur les réseaux NOVA et TransCanada. La lettre de confirmation prévoit cependant le transfert à Poco des responsabilités en ce qui concerne le transport sur le réseau TransCanada.

Enron a déclaré que l'entente d'achat de gaz conclue entre Enron Canada et Poco avait été négociée entre entreprises indépendantes. Enron Canada ou Poco peuvent par ailleurs la résilier si les autorisations requises des organismes de réglementation canadiens et américains, ou si les ententes nécessaires pour le transport, ne sont pas obtenues d'ici le 1<sup>er</sup> octobre 1997.

Enron a aussi indiqué que le prix à la frontière albertaine serait de 2,42 \$ CAN/GJ (2,54 \$ CAN/10<sup>6</sup> Btu), au 1<sup>er</sup> juillet 1996.

## **5.6 État des autorisations réglementaires**

Poco a demandé le permis d'acheminement nécessaire à l'EUB. Jusqu'à ce qu'elle l'ait obtenu, elle prévoit se servir du permis d'acheminement à court terme de l'EUB n° GR95-021. Enron a demandé l'autorisation d'importation requise au DOE/FE.

### *Opinion de l'Office*

L'Office reconnaît qu'Enron est une importante négociante de gaz aux É.-U. Il note par ailleurs qu'Enron est tenue d'acheter 100 % de la QJM et qu'une amende est prévue pour la quantité qui n'est pas prise. L'Office est donc convaincu qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soient effectivement pris.

L'Office note l'utilisation pour l'établissement du prix du gaz d'une méthode axée sur les conditions du marché. Le mécanisme de prix permet par ailleurs un recalcul de l'indice de prix utilisé. L'Office est donc convaincu que l'entente d'achat de gaz demeurera intéressante pour les parties pendant toute la période d'exportation proposée, et qu'elle devrait donc être durable.

L'Office, ayant examiné l'entente d'achat de gaz conclue entre Enron Canada et Poco, est convaincu qu'elle a été négociée entre des entreprises indépendantes.

Le producteur possédant les réserves nécessaires pour fournir tout le gaz visé par la demande de licence d'exportation, il n'est pas nécessaire de montrer le soutien du producteur.

L'Office est convaincu que les dispositions de l'entente d'achat de gaz en matière de prix prévoient le paiement des frais connexes de transport par les gazoducs canadiens pour la durée du contrat.

En ce qui concerne la demande d'Enron à l'effet qu'il n'y ait pas, dans les conditions de la licence sollicitée, de dispositions stipulant que l'exportation doit se faire à partir d'un seul point, l'Office note que la structure commerciale qui sous-tend l'exportation visée comporte des contrats d'achat et de transport de gaz prévoyant comme point d'exportation Niagara Falls (Ontario). L'Office note par ailleurs que des ordonnances d'exportation de gaz à court terme pourront permettre d'utiliser des points d'exportation de rechange et d'obtenir ainsi la souplesse nécessaire à court terme. L'Office n'est donc pas convaincu qu'il doit autoriser Enron à utiliser plusieurs points d'exportation.

L'examen par l'Office des approvisionnements indiqués par Enron révèle que les réserves d'Enron dépassent le total des engagements auxquels elle doit pourvoir, et que la capacité de production est plus que suffisante pour répondre aux besoins pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée. L'Office note aussi qu'Enron a déclaré que l'approvisionnement provenant de Poco serait l'approvisionnement utilisé pour répondre aux besoins de ses marchés.

L'Office note que les durées et les volumes prévus dans les ententes de transport et de vente de gaz correspondent à ceux de la licence demandée. Enron et Poco ont par ailleurs demandé les autorisations d'importation réglementaires requises. L'Office est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

### **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Enron, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 6

# PanEnergy Marketing Limited Partnership

---

### 6.1 Résumé de la demande

Le 25 septembre 1996, Pan Energy Marketing Limited Partnership («PanEnergy») a présenté une demande modifiée, aux termes de la partie VI de la Loi, en vue d'obtenir, pour son associé général PanEnergy Marketing Canada Ltd. («PanEnergy Marketing»), une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	- du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2007
point d'exportation	- Niagara Falls (Ontario)
quantité journalière maximale	- 246,5 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (8,7 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	- 90 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (3,2 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	- 899,7 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (31,9 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont Pan Energy propose l'exportation proviendrait des approvisionnements globaux de Beau Canada Exploration Ltd. («Beau Canada») et de Pinnacle Resources Ltd. («Pinnacle»). Il serait transporté jusqu'à la frontière albertaine, près d'Empress, sur le réseau NOVA, puis jusqu'au point d'exportation, à Niagara Falls (Ontario), sur le réseau TransCanada, et enfin de la frontière internationale jusqu'aux marchés d'aval du Nord-Est des É.-U. sur le réseau de National Fuel.

### 6.2 Approvisionnement en gaz

#### 6.2.1 Sources

PanEnergy a déclaré que le gaz destiné à être exporté serait fourni par les deux producteurs, qui le puiseraient à même leurs approvisionnements globaux en Alberta.

#### 6.2.2 Réserves

PanEnergy a fourni à l'Office des estimations, établies par les experts-conseils dont elle a retenu les services, quant aux réserves de chacun des producteurs. D'après ces estimations, les réserves prouvées dépassent les engagements totaux auxquels elles doivent pourvoir. Dans le cas de Beau Canada, les réserves s'élevaient au total, en septembre 1996, à 5 458 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (193,7 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Beau Canada a aussi indiqué avoir ajouté, au 1<sup>er</sup> septembre 1996, des réserves prouvées de 404,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (14,4 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>) et des réserves probables de 763,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (27,1 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>), ce qui porte le total à 6 626,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (235,2 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Dans le cas de Pinnacle, les réserves s'élevaient, à la fin de 1995, à 6 175,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (218 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Pinnacle a aussi indiqué que ses activités de 1996 avaient permis d'ajouter 1 390 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (49,1 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>) de plus à ses réserves, les portant ainsi à un total de 7 565,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (267,1 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Les engagements

taux à satisfaire avec les approvisionnements de Beau Canada et de Pinnacle, en comptant les volumes visés par la licence sollicitée, étaient respectivement de  $3\,683\,10^6\text{m}^3$  ( $130\,10^9\text{pi}^3$ ) et de  $5\,939,6\,10^6\text{m}^3$  ( $209,7\,10^9\text{pi}^3$ ).

### **6.2.3 Capacité de production**

Pan Energy a présenté une comparaison de la capacité de production et des besoins annuels de chacun des producteurs, et aussi une comparaison de leurs capacités de production et de leurs besoins annuels combinés. Les deux séries de comparaisons montrent que les producteurs pourraient remplir leurs engagements contractuels, pendant toute la durée de la licence sollicitée, avec leurs réserves prouvées actuelles.

## **6.3 Transport**

PanEnergy recevrait le gaz de Pinnacle et de Beau Canada sous la forme de transferts de stocks de NOVA. Le gaz serait ensuite transporté jusqu'à Empress (Alberta) en vertu d'une entente de service garanti avec NOVA. À cet égard, Pinnacle et Beau Canada ont aussi chacune une entente de service garanti qui leur assure une capacité de transport suffisante sur le réseau NOVA. Dans le cas où les transferts de stocks de Pinnacle et de Beau Canada ne pourraient pas être réalisés, PanEnergy peut aussi compter sur une entente de service garanti avec NOVA pour expédier son gaz jusqu'au point de livraison d'Empress (Alberta). PanEnergy amènerait ensuite le gaz jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls (Ontario), conformément à une entente préalable de transport garanti avec TransCanada. À partir de la frontière internationale, PanEnergy Trading and Market Services, LLC («PanEnergy Trading») transporterait le gaz jusqu'aux marchés du Nord-Est des É.-U., en vertu d'une entente de service garanti de douze (12) ans, renouvelable, avec National Fuel.

## **6.4 Marché**

Le gaz dont l'exportation est proposée fera partie des approvisionnements globaux de PanEnergy Trading dans le Nord-Est des É.-U.. PanEnergy Trading commercialise environ  $155\,10^9\text{m}^3$  ( $5,5\,10^9\text{pi}^3$ ) de gaz par jour en Amérique du Nord, la majeure partie dans le Nord-Est des É.-U., où elle approvisionne un certain nombre de marchés de ventes fermes à long terme, et notamment trois grandes services d'électricité et(ou) de gaz.

PanEnergy prévoit que le gaz dont l'exportation est proposée fera partie du portefeuille des approvisionnements globaux de PanEnergy Trading destinés à ses marchés du Nord-Est des É.-U..

## **6.5 Contrats de vente de gaz**

Pan Energy vendra le gaz dont l'exportation est proposée à PanEnergy Trading en vertu de la version modifiée de 1997 de l'entente de vente de gaz conclue entre les deux compagnies le 1<sup>er</sup> août 1996. Cette entente concorde avec les dispositions de prix prévues dans les ententes d'achat de gaz en amont conclues entre PanEnergy et chacun des deux producteurs (Pinnacle et Beau Canada), y compris en ce qui concerne la durée (durée de base) et les volumes (quantités journalières) prévus pour l'exportation visée par la licence sollicitée.

Le 30 avril 1996, PanEnergy Services Canada Ltd. (une division de PanEnergy) a signé, avec chacun des deux producteurs, des ententes d'achat de gaz qui ont subséquemment été transférées à Pan Energy pour la réalisation des exportations proposées. Ces ententes sont assujetties à certaines conditions préalables quant aux autorisations réglementaires et quant aux ententes de service garanti nécessaires pour le transport au Canada.

Les ententes d'achat de gaz conclues entre PanEnergy et chacun des deux producteurs sont similaires, sauf en ce qui a trait aux quantités achetées. À cet égard, Pinnacle et Beau Canada sont toutes deux tenues de livrer à PanEnergy, par jour,  $105,5 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $3,7 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ) et  $141,7 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  ( $5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3$ ), respectivement. Si l'un ou l'autre des producteurs ne livre pas à Pan Energy tout le volume journalier de gaz qu'il s'est engagé à lui fournir, il lui devra la différence (positive) entre le prix du gaz de remplacement et le prix prévu à l'entente, le coût de transport supplémentaire jusqu'au point d'exportation, les autres dépenses raisonnables (y compris les frais d'avocat) et 0,25 \$ CAN/GJ. Par contre, si PanEnergy ne prend pas le volume journalier convenu, elle devra payer au producteur, pour les volumes qu'elle n'aura pas pris, l'écart entre le prix prévu dans l'entente et le prix de vente que pourra obtenir le producteur d'autres clients (corrigé en fonction du coût du transport vers le point de livraison du marché de remplacement), les autres dépenses raisonnables (y compris les frais d'avocat) et 0,25 \$ CAN/GJ.

Aux termes des ententes d'achat de gaz conclues entre PanEnergy et chacun des deux producteurs, le prix du gaz est établi à partir de l'indice de Niagara, qu'on trouve dans le *Gas Daily* (Pasha Publications Inc.) Le prix payé pour le gaz est égal au produit de l'indice de Niagara par la quantité totale de gaz livrée, réduit de 0,02 \$ CAN/GJ, de tous les frais liés à la demande, des frais liés au produit, des coûts de combustible supportés par PanEnergy pour le transport sur le réseau TransCanada et des frais de service garanti supportés par PanEnergy pour le transport sur le réseau NOVA. Si les parties ne parviennent pas à s'entendre quant à une solution de remplacement pour l'indice de Niagara, elles devront avoir recours à l'arbitrage obligatoire. PanEnergy a indiqué que les ententes d'achat de gaz entre PanEnergy et chacun des deux producteurs ont été négociées entre entreprises indépendantes.

PanEnergy a estimé qu'aux termes de ses ententes d'achat de gaz avec Pinnacle et Beau Canada, le prix du gaz à la frontière albertaine aurait été, au 1<sup>er</sup> juillet 1996, de 2,73 \$ CAN/GJ (2,87 \$ CAN/ $10^6$  Btu).

## **6.6 État des autorisations réglementaires**

PanEnergy a indiqué avoir déposé sa demande de permis d'acheminement de gaz auprès de l'EUB le 15 novembre 1996. Elle a aussi indiqué qu'elle demanderait au DOE/FE une autorisation d'importation correspondant à la durée de la licence sollicitée.

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

L'Office note que PanEnergy est tenue d'acheter 100 % de la QJM prévue dans les ententes d'achat de gaz conclues avec Pinnacle et Beau Canada. Il note aussi qu'une amende est prévue pour les quantités qui ne seraient pas prises. L'Office reconnaît par ailleurs que PanEnergy Trading est une importante négociante de gaz aux É.-U. L'Office est donc convaincu qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes de gaz visés par la licence sollicitée soient effectivement pris.

L'Office remarque l'utilisation d'une méthode axée sur les conditions du marché pour l'établissement du prix du gaz. Il note aussi que les deux ententes d'achat de gaz prévoient la possibilité de recalculer le prix et de recourir à l'arbitrage obligatoire. L'Office est donc convaincu que les ententes d'achat de gaz demeureront intéressantes pour les parties pendant toute la période d'exportation proposée et devraient donc être durables.

L'Office, ayant examiné les ententes d'achat de gaz conclues entre PanEnergy et chacun des deux producteurs (Pinnacle et Beau Canada), est convaincu qu'elles ont été négociées entre des entreprises indépendantes.

Les deux producteurs possédant les réserves nécessaires pour fournir tout le gaz visé par la demande de licence d'exportation, il n'est pas nécessaire de montrer le soutien des producteurs.

L'examen par l'Office des approvisionnements de PanEnergy a révélé que les réserves de cette compagnie dépassent le total des engagements auxquels elle doit pourvoir, et que la capacité de production est plus que suffisante pour répondre aux besoins pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée. L'Office note aussi que PanEnergy a indiqué avoir l'intention d'utiliser le gaz que lui fournirait les deux producteurs pour remplir ses engagements sur le marché.

L'Office note que PanEnergy est responsable des frais découlant du transport du gaz sur le réseau TransCanada et que les rentrées devant résulter de chacun des contrats de vente de gaz suffiront probablement à payer les frais liés à la demande de PanEnergy ou des producteurs relativement au réseau NOVA. L'Office est donc convaincu que les deux ententes de vente de gaz comportent les dispositions nécessaires pour le paiement des frais connexes de transport par des gazoducs canadiens pendant la durée des exportations proposées.

L'Office note que les durées et les volumes prévus dans les ententes de transport et de vente de gaz correspondent à ceux de la licence sollicitée. PanEnergy a par ailleurs indiqué avoir demandé le permis d'acheminement nécessaire à l'EUB et avoir l'intention de demander les autorisations d'importation réglementaires requises. L'Office est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

## **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à PanEnergy, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 7

# ProGas Limited

---

### 7.1 Résumé de la demande

Le 26 septembre 1996, ProGas Limited («ProGas») a présenté une demande modifiée, aux termes de la partie VI de la Loi, en vue d'obtenir trois licences d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

#### ProGas (ventes à Great Plains Natural Gas Company)

durée	- du 1 <sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 2012
point d'exportation	- Emerson (Manitoba)
quantité journalière maximale	- 225 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (7,9 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> ) pour la période du 1 <sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 1997, et 370 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (13,1 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> ) pour la période commençant le 1 <sup>er</sup> novembre 1997
quantité annuelle maximale	- 41,4 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (1,5 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> ) pour la période du 1 <sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 1997, et 135,3 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (4,8 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> ) pour la période commençant le 1 <sup>er</sup> novembre 1997
quantité globale maximale	- 2 071,3 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (73,1 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

#### ProGas (ventes à la ville de Perham)

durée	- du 1 <sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 2012
point d'exportation	- Emerson (Manitoba)
quantité journalière maximale	- 67 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (2,4 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	- 12,3 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (0,4 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> ) pour la période du 1 <sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 1997, et 24,4 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (0,8 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> ) pour la période commençant le 1 <sup>er</sup> novembre 1997
quantité globale maximale	- 378,3 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (13,4 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

## ProGas (ventes dans le Nord-Est des É.-U.)

durée	- du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2012
point d'exportation	- Iroquois (Ontario)
quantité journalière maximale	- 458 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (16,2 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	- 167,2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (5,9 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	- 1 672 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (59 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

Le gaz dont ProGas propose l'exportation proviendrait de ses approvisionnements globaux en Alberta. Il serait transporté jusqu'à Emerson (Manitoba) et Iroquois (Ontario), sur la frontière internationale, sur les réseaux NOVA et TransCanada, puis de la frontière internationale jusqu'à Great Plains et Perham, dans l'État du Minnesota, sur le réseau de Viking Gas Transmission («Vikings»), et jusqu'aux marchés de ProGas dans le Nord-Est des É.-U. sur le réseau IGTS.

ProGas a déjà exporté du gaz à Great Plains et à Perham en vertu d'autorisations à court terme et d'ententes de service garanti à long terme pour le transport sur les réseaux NOVA et TransCanada. Depuis la fin de 1995, elle exporte aussi du gaz dans le Nord-Est des É.-U., en vertu d'autorisations à court terme et d'ententes à court terme pour le transport sur le réseau IGTS.

## **7.2 Approvisionnement en gaz**

### **7.2.1 Sources**

ProGas obtient son gaz en vertu de contrats à long terme. Elle a de tels contrats avec 170 producteurs, à 200 emplacements en Alberta. Elle dispose aussi, en vertu de contrats, de sources d'approvisionnement en Colombie-Britannique et en Saskatchewan; mais elle ne compte pas s'en servir pour l'exportation proposée, dans la mesure où ses approvisionnements d'Alberta dépassent le volume total du gaz visé par la licence sollicitée. La quantité journalière contractuelle (QJC) totale de ProGas est actuellement de 1 300 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (45 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>). Depuis 1993, ProGas a modifié ses méthodes d'achat du gaz; elle a maintenant recours à un nouveau type de contrat, basé sur la productibilité. En vertu de ce contrat, des terrains et des réserves continuent d'être affectés à l'exécution d'un contrat en particulier, mais on tient aussi compte d'une quantité journalière contractuelle (QJC), qui est déterminée par la capacité de production des puits situés sur les terrains visés par le contrat. Celui-ci dure aussi longtemps que les réserves auxquelles il s'applique. En ce qui concerne les licences sollicitées, le gaz nécessaire proviendrait des approvisionnements globaux des producteurs en Alberta.

### **7.2.2 Réserves**

ProGas a remis à l'Office l'estimation de l'EUB quant aux réserves en Alberta. Selon cette estimation, les réserves prouvées dépassent les engagements totaux auxquels elle doit répondre.

ProGas a aussi présenté des estimations au sujet de tout le reste des réserves commercialisables établies pour lesquelles elle a des contrats en Alberta : celles-ci s'élevaient à la fin de 1995 à  $99\,230\,10^6\text{m}^3$  ( $3\,522\,10^9\text{pi}^3$ ). Selon les indications de la liste de l'EUB sur les réserves, à la fin de 1995, le reste des réserves commercialisables établies pour les terrains albertains visés par des contrats avec ProGas s'élevait, au total, à  $86\,100\,10^6\text{m}^3$  ( $3\,056\,10^9\text{pi}^3$ ). Ce volume est inférieur à l'estimation de ProGas, mais quand même suffisant pour répondre à l'ensemble des besoins qui, en comptant les volumes visés par les licences sollicitées, sont de  $58\,400\,10^6\text{m}^3$  ( $2\,073\,10^9\text{pi}^3$ ).

### 7.2.3 Capacité de production

Bien que ProGas n'ait pas l'intention de puiser dans ses réserves de Colombie-Britannique et de Saskatchewan pour fournir le gaz visé par les licences sollicitées, elle les a cependant incluses dans les comparaisons présentées au sujet de la capacité de production et des besoins annuels de chacun des producteurs. D'après le tableau présenté quant à la capacité de production, ProGas pourrait remplir ses engagements pendant toute la durée des licences sollicitées. Le bilan annuel de l'offre et de la demande montre de même que la capacité de production est suffisante pour satisfaire aux engagements visés par ces licences.

## 7.3 Transport

ProGas utiliserait son entente de service garanti avec NOVA pour amener le gaz jusqu'à Empress (Alberta), et celle qu'elle a avec TransCanada pour transporter les parties suivantes des volumes visés par les licences sollicitées :

- $225\,10^3\text{m}^3$  ( $7,9\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour au point d'exportation, à Emerson (Manitoba), soit le volume de base prévu pour Great Plains;
- $67\,10^3\text{m}^3$  ( $2,4\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour au point d'exportation, à Emerson (Manitoba), soit le total du volume prévu pour Perham;
- $148\,10^3\text{m}^3$  ( $5,3\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour au point d'exportation, à Iroquois (Ontario), soit une partie du volume prévu pour le Nord-Est des É.-U.

ProGas a aussi signé avec TransCanada, en date du 19 juillet 1996, des ententes préalables de transport garanti de :

- $145\,10^3\text{m}^3$  ( $5,1\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour au point d'exportation situé à Emerson (Manitoba), soit le volume supplémentaire prévu pour Great Plains à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1997;
- $310\,10^3\text{m}^3$  ( $10,9\,10^6\text{pi}^3$ ) par jour au point d'exportation, à Iroquois (Ontario), soit le reste du volume prévu pour le Nord-Est des É.-U.

ProGas U.S.A. transporterait le gaz de la frontière internationale jusqu'aux installations de Great Plains et de Perham, sur le réseau Viking, conformément à des ententes en vigueur avec Viking. ProGas U.S.A. a par ailleurs signé avec Viking une entente préalable en vue d'un service de transport garanti de la quantité de gaz supplémentaire prévue au contrat avec Great Plains. Et elle a aussi signé une entente préalable avec IGTS en vue d'un service de transport garanti des volumes visés par la licence sollicitée pour le Nord-Est des É.-U.

## 7.4 Marché

Le gaz exporté serait utilisé par Great Plains et Perham, dans l'État du Minnesota, ou vendu par ProGas U.S.A. dans le Nord-Est des É.-U. Great Plains est un distributeur de gaz local de Fergus Falls, au Minnesota, et dessert un certain nombre de localités du nord du Minnesota, ainsi que Wahpeton, dans le Dakota du Nord. Sa clientèle a augmenté d'environ 3 % par an, en moyenne, au cours des cinq dernières années, et on s'attend à ce que cette croissance se poursuive pendant encore cinq ans.

Perham est une ville du nord du Minnesota qui a son propre réseau de distribution de gaz. On s'attend à ce que la clientèle y double au cours des deux prochaines années.

Le gaz exporté constituerait à peu près tout l'approvisionnement en gaz à long terme de Great Plains et de Perham. Depuis l'année contractuelle 1992, ProGas U.S.A. a fourni du gaz exporté à Great Plains et à Perham, en vertu d'autorisations à court terme et à des facteurs de charge de 90 à 100 %.

ProGas U.S.A. a pour son gaz des débouchés à court, à moyen et à long terme dans le Nord-Est des É.-U. Les volumes de gaz visés par la licence sollicitée pour l'exportation dans le Nord-Est des É.-U. seraient affectés aux ventes à court terme de ProGas U.S.A., lesquelles auraient constitué moins de 2 % des ventes annuelles totales de la compagnie en 1994-1995. Actuellement, environ 94 % des ventes fermes totales de ProGas au point d'exportation d'Iroquois ou à partir du réseau IGTS sont absorbées par des clients à long terme. Bien que ProGas ait indiqué que ProGas U.S.A. est en train de développer de nouveaux marchés à long terme dans le Nord-Est des É.-U., elle utiliserait les quantités de gaz visées par la licence sollicitée pour ses ventes à court terme, à un facteur de charge d'essentiellement 100 %. ProGas s'attend par ailleurs à ce que les volumes de gaz dont elle propose l'exportation soient absorbés par une hausse de la demande de gaz naturel dans le Nord-Est des É.-U.

## 7.5 Contrats de vente de gaz

ProGas vendra le gaz visé par les trois licences sollicitées à ProGas U.S.A., conformément à la version modifiée d'un contrat d'achat de gaz conclu, en date du 1<sup>er</sup> juillet 1990, entre ProGas et ProGas U.S.A.

### Ventes à Great Plains et Perham

ProGas U.S.A. a signé, en date du 6 septembre 1996, une entente de vente de gaz avec Great Plains et une autre avec Perham. Ces deux ententes, qui demeureront en vigueur jusqu'au 31 octobre 2012, sont assujetties à certaines conditions préalables relativement aux autorisations réglementaires et aux dispositions de transport.

Elles sont similaires, sauf en ce qui concerne les volumes. L'entente avec Great Plains prévoit un volume de base, la «quantité journalière contractuelle» (QJC), de 8 300 GJ (7 947 10<sup>6</sup> Btu), et un volume supplémentaire, la «quantité journalière contractuelle supplémentaire» (QJCS), à concurrence de 5 300 GJ (5 068 10<sup>6</sup> Btu). Ces deux quantités comprennent le combustible. Great Plains peut choisir de ne pas prendre toute la QJCS. ProGas U.S.A. peut de même réduire la QJCS, sur une base annuelle ou de façon permanente (dans le cas où elle trouverait d'autres débouchés), avec l'accord de Great Plains.

L'entente de vente de gaz conclue entre ProGas U.S.A. et Perham prévoit un volume de base, la «quantité journalière contractuelle» (QJC), de 1 400 GJ (1 327 10<sup>6</sup> Btu), et un volume supplémentaire, la «quantité journalière contractuelle supplémentaire» (QJCS), à concurrence de 1 100 GJ (1 014 10<sup>6</sup> Btu). Ces deux quantités comprennent le combustible. À partir du 1<sup>er</sup> novembre 2005, Perham pourra réduire la QJC.

En vertu de chacune de ces deux ententes, Great Plains et Perham sont tenues d'acheter de ProGas U.S.A. tous leurs approvisionnements en gaz, à concurrence de la QJC augmentée de la QJCS en vigueur. Par contre, si ProGas U.S.A. ne livre pas les quantités prévues, elle devra rembourser à Great Plains ou à Perham (selon le cas) leurs coûts de remplacement, sauf si la non-livraison résulte d'un cas de force majeure.

Pour les deux ententes, le prix comprend deux éléments : les frais liés à la demande et les frais liés au produit. Les frais liés à la demande correspondent à la somme des frais de transport engagés pour l'acheminement du gaz sur les réseaux de NOVA, TransCanada et TransGas Limited, et du coût de service de ProGas. Les frais liés au produit sont calculés par rapport à l'indice du Texas, de l'Oklahoma et du Kansas publié dans *Inside FERC's Gas Market Report*, moins 0,16 \$ US/10<sup>6</sup> Btu. Les deux ententes comprennent des dispositions de renégociation et d'arbitrage relativement aux frais liés au produit.

ProGas a estimé le prix basé sur les rentrées nettes, à la frontière albertaine, à 2,79 \$ CAN/GJ (2,93 \$ CAN/10<sup>6</sup> Btu), au 1<sup>er</sup> juillet 1996, pour les ententes de vente de gaz conclues par ProGas U.S.A. avec Great Plains et Perham.

### **Ventes dans le Nord-Est des É.-U.**

L'entente d'achat de gaz conclue avec chacun des producteurs de ProGas prévoit un prix basé sur les rentrées nettes, en fonction du prix obtenu par ProGas de ses clients. D'après les indications de ProGas, le prix basé sur les rentrées nettes du producteur pour les ventes proposées dans le Nord-Est des É.-U. est basé sur le prix moyen à Waddington pour les ventes au comptant à partir du réseau IGTS. En vertu du contrat d'achat de gaz conclu avec chacun des producteurs, ce prix est ensuite réduit du coût du transport sur les réseaux TransCanada et NOVA, ainsi que de tous les autres frais de transport canadiens, du coût de service de ProGas et de toutes les taxes et redevances prévues dans la législation. Ces contrats d'achat de gaz prévoient aussi l'arbitrage obligatoire pour le recalcul du prix du gaz.

ProGas a estimé à 2,15 \$ CAN/GJ (2,26 \$ CAN/10<sup>6</sup> Btu) à la frontière albertaine le prix moyen basé sur les rentrées nettes pour ses ventes au comptant dans le Nord-Est des É.-U., au 1<sup>er</sup> juillet 1996.

## **7.6 État des autorisations réglementaires**

ProGas a l'intention de demander à l'EUB une modification de son permis d'acheminement à long terme en vue de la réalisation des exportations visées par les licences sollicitées. ProGas U.S.A. a reçu les ordonnances modificatrices d'autorisation d'importation du DOE/FE n<sup>os</sup> 1197-A et 1198-A pour ses ventes à Great Plains et à Perham, respectivement, et l'ordonnance n<sup>o</sup> 1206 pour ses ventes dans le Nord-Est des É.-U. Les durées et volumes indiqués dans chacune de ces autorisations d'importation du DOE/FE correspondent à ceux des licences sollicitées.

ProGas a indiqué avoir obtenu le soutien des producteurs pour ses ventes à Great Plains et à Perham, ainsi que pour ses ventes à court terme dans le Nord-Est des É.-U. pour toute la durée de la licence sollicitée à cet égard.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note que ProGas U.S.A. doit fournir la QJC et la QJCS en vigueur en vertu des contrats de vente de gaz conclus avec Great Plains et avec Perham, et qu'une amende est prévue pour les quantités qui ne seraient pas prises. En ce qui concerne les ventes dans le Nord-Est des É.-U., l'Office reconnaît que ProGas est un important regroupeur et que ProGas U.S.A. a un gros marché dans le Nord-Est des É.-U. L'Office est donc convaincu qu'on peut raisonnablement s'attendre, pour chacun des cas considérés, à ce que les volumes de gaz visés par les licences sollicitées soient effectivement pris.

L'Office note que les ententes de vente de gaz conclues par ProGas U.S.A. avec Great Plains et avec Perham comportent des mécanismes de prix axés sur les conditions du marché et que ceux-ci sont soutenus par des dispositions appropriées en matière de renégociation et d'arbitrage. L'Office est donc convaincu que ces ententes vont probablement demeurer intéressantes pour les parties pendant toute la durée des licences sollicitées et qu'elles devraient donc être durables. L'Office note de plus que, depuis la fin de 1995, ProGas U.S.A. a maintenu, relativement à la capacité de transport dont elle dispose sur le réseau IGTS, un facteur de charge de 100 % pour ses ventes à court terme dans le Nord-Est des É.-U. L'Office note que les exportations proposées seront vendues à des prix liés à ceux du marché. L'Office est en outre convaincu que la quantité de gaz qui serait ainsi exportée dans le Nord-Est des É.-U. est relativement petite compte tenu de l'importance et de la stabilité du marché de ProGas U.S.A, et que ces ventes dans le Nord-Est des É.-U., compte tenu du soutien des producteurs, devraient être durables.

L'Office, ayant examiné les contrats de vente de gaz conclus par ProGas U.S.A. avec Great Plains et avec Perham, est convaincu qu'ils ont été négociés entre entreprises indépendantes. De même, compte tenu de la nature des marchés de ProGas U.S.A. dans le Nord-Est des É.-U., l'Office est convaincu que les ventes se feront de façon vraiment indépendante. L'Office note aussi que le soutien du producteur a été démontré conformément aux dispositions pertinentes de l'*Alberta Natural Gas Marketing Act*.

L'examen fait par l'Office des approvisionnements globaux de ProGas révèle que les réserves de ProGas dépassent le total des engagements auxquels elle doit pourvoir, et que la capacité de production est plus que suffisante pour répondre aux besoins pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

L'Office reconnaît que ProGas est responsable des frais liés à l'utilisation des réseaux NOVA et TransCanada et que, compte tenu des dispositions prises pour la vente du gaz à Great Plains, à Perham et dans le Nord-Est des É.-U., les recettes découlant de ces ventes permettront probablement à ProGas de payer tous les frais liés à la demande

relativement au transport sur les réseaux NOVA et TransCanada. L'Office est donc convaincu que des dispositions nécessaires pour le paiement des frais connexes de transport par des gazoducs canadiens pendant la durée de chacune des licences sollicitées ont été prises.

L'Office note que les durées et les volumes prévus dans les ententes de vente et de transport et dans les autorisations d'importation réglementaires requises correspondent à ceux des licences sollicitées pour les ventes à Great Plains et à Perham. Il note en outre que les durées et les volumes prévus dans les ententes de transport relatives aux ventes dans le Nord-Est des É.-U. et dans l'autorisation d'importation réglementaire requise à cet égard correspondent à ceux de la licence sollicitée pour cette exportation. L'Office est donc convaincu que la durée des licences sollicitées est appropriée.

Enfin, l'Office note que ProGas a demandé qu'on retienne la date du 1<sup>er</sup> novembre 1996 pour l'entrée en vigueur des licences concernant les ventes à Great Plains et à Perham. Dans la mesure où les licences de l'Office ne sont pas rétroactives, les volumes indiqués pour la durée d'application demandée pour la licence sollicitée doivent être modifiés en fonction d'une durée réduite. L'Office a donc réduit les volumes indiqués dans les demandes de licence des quantités appropriées pour une entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 1997 des licences concernant les ventes à Great Plains et à Perham. Ces réductions de volume correspondent au produit des QJC par le nombre de jours qu'il y a entre le 1<sup>er</sup> novembre 1996 et le 1<sup>er</sup> mai 1997. ProGas a accepté cette méthode de calcul des réductions pour les volumes de gaz visés par les licences sollicitées.

### **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer trois licences d'exportation de gaz à ProGas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de chacune de ces licences figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 8

# United States Gypsum Company

---

### 8.1 Résumé de la demande

Le 23 septembre 1996, United States Gypsum Company («U.S. Gypsum») a présenté une demande modifiée, aux termes de la partie VI de la Loi, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

durée	- du 1 <sup>er</sup> novembre 1997 au 1 <sup>er</sup> novembre 2007
point d'exportation	- Emerson (Manitoba)
quantité journalière maximale	- 382,4 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (13,5 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité annuelle maximale	- 139,6 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (4,9 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
quantité globale maximale	- 1 395,8 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (49 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz dont U.S. Gypsum propose l'exportation proviendrait des approvisionnements globaux de Renaissance en Alberta. Il serait transporté jusqu'au point de livraison prévu au contrat, sur la frontière albertaine, près d'Empress, sur le réseau NOVA, puis jusqu'au point d'exportation, à Emerson (Manitoba), sur le réseau TransCanada. À partir de la frontière internationale, il serait amené sur le réseau de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership («Great Lakes») jusqu'aux usines de U.S. Gypsum, directement ou par des pipelines de liaison d'aval.

### 8.2 Considérations relatives à la méthode d'intervention en fonction des plaines de la MACM

Dans une lettre à l'Office datée du 23 janvier 1997, Comox a suggéré qu'il semblerait, de prime abord, que [United States] Gypsum Company projette d'exporter du gaz naturel à un prix plus bas que celui offert aux consommateurs canadiens. Comox a déclaré qu'elle invoquait la méthode d'intervention en fonction des plaines de la MACM, définie dans GH-3-94, au nom des clients résidentiels de PNG. Comox a fourni une copie de sa lettre à PNG dans laquelle elle demandait à cette dernière de tenter de négocier l'achat de cet approvisionnement ferme en gaz au nom des clients résidentiels de la zone desservie par PNG. Dans une lettre ultérieure datée du 30 janvier 1997, Comox a déclaré que Madame Julie Siegel, notaire de la collectivité de Kitimat, et cliente de PNG, l'appuyait à cet égard. Comox a suggéré que GHW-1-91 fait état des consommateurs de gaz, mais n'exclut nullement les clients résidentiels de la catégorie de clients qui peuvent invoquer la méthode d'intervention en fonction des plaintes. Toutefois, Comox a par ailleurs déclaré que, si PNG ne manifeste pas d'intérêt pour le gaz parce que les conditions offertes ne sont pas meilleures que celles qu'elle peut obtenir ailleurs, Comox n'aurait pas de plainte à formuler.

Dans une lettre datée du 4 février 1997, l'Office a répondu à Comox et lui a demandé de préciser son intention et, le cas échéant, de produire une preuve supplémentaire à l'effet que Comox, ou un acheteur de gaz agissant au nom des intérêts représentés par Comox, ont été actifs dans le marché, et qu'ils n'ont pu obtenir d'approvisionnements à des conditions semblables à celles contenues dans le contrat de ventes à l'exportation de U.S. Gypsum.

Dans une lettre datée du 9 février 1997, Comox a fait observer que le calcul des rentrées nettes dans la demande de U.S. Gypsum ne comprenait pas de frais liés à la demande pour les livraisons garanties et que, pour cette raison, Comox avait supposé que U.S. Gypsum obtenait une meilleure «affaire» pour son gaz que PNG.

Dans une lettre datée du 4 février 1997, U.S. Gypsum a signalé à l'Office que ni U.S. Gypsum ni Renaissance, le vendeur aux termes de l'entente de vente de gaz visée (le «contrat») n'avaient été contactées par Comox relativement aux conditions du contrat ou au désir de Comox d'acheter le gaz à des conditions semblables à celles énoncées dans le contrat. Bien qu'elle ait clairement soutenu que Comox n'était pas en position de porter plainte, et que toute plainte portée ne serait pas valide, U.S. Gypsum a fait observer qu'aux termes du contrat l'acheteur est tenu de verser une prime (de 0,05 \$ le millier de pieds cubes) au-dessus de l'indice de prix; elle a suggéré qu'il est raisonnable de conclure qu'un grand nombre de ventes (sur lesquelles l'indice est basé) se feront à des prix plus favorables que ceux payés par USG et qu'il en résulte donc qu'un acheteur de gaz intéressé pourrait acheter le gaz à un prix plus favorable que celui payé par USG. Dans sa plaidoirie écrite, U.S. Gypsum a réitéré qu'aucune plainte n'a été enregistrée.

Aucune autre observation ou preuve n'a été reçue de Comox même si l'Office, dans une lettre datée du 13 février 1997, lui a donné la possibilité d'en déposer.

Dans une lettre adressée à l'Office le 25 février 1997, PNG a confirmé ne pas avoir l'intention de déposer une plainte aux termes de la méthode d'intervention en fonction des plaintes de l'Office.

### **8.3 Approvisionnement en gaz**

#### **8.3.1 Sources**

U.S. Gypsum a déclaré que le gaz destiné à être exporté serait fourni par Renaissance, qui le puiserait à même ses approvisionnements globaux en Alberta.

#### **8.3.2 Réserves**

U.S. Gypsum a fourni à l'Office l'estimation de l'EUB quant aux réserves de Renaissance en Alberta; celles-ci s'élèvent à  $16\,599\,10^6\text{m}^3$  ( $588\,10^9\text{pi}^3$ ). Les réserves établies non affectées indiquées, qui sont de  $10\,671\,10^6\text{m}^3$  ( $366\,10^9\text{pi}^3$ ), dépassent les besoins totaux (en comptant les volumes visés par la licence sollicitée).

#### **8.3.3 Capacité de production**

U.S. Gypsum a présenté une comparaison de la capacité de production et des besoins annuels de Renaissance qui montre que celle-ci dispose d'une capacité de production suffisante pour la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

## 8.4 Transport

Renaissance a une entente de service garanti pour le transport du gaz sur le réseau NOVA. U.S. Gypsum a quant à elle signé une entente préalable avec TransCanada en vue d'un service garanti pour la capacité de transport requise jusqu'à Emerson (Manitoba). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié directement aux usines de U.S. Gypsum, conformément à une entente de service garanti de sept ans, renouvelable, avec Great Lakes, ou par des pipelines de liaison en aval des installations de Great Lakes.

## 8.5 Marché

U.S. Gypsum est principalement un fabricant de panneaux de placoplâtre. Elle a des usines dans les États de l'Est et du Midwest des É.-U. Les exportations proposées pourvoiraient à près de 85 % des besoins à long terme de ses usines du Midwest.

## 8.6 Contrats de vente de gaz

U.S. Gypsum et Renaissance ont signé, en date du 1<sup>er</sup> août 1996, un contrat de vente de gaz qui doit entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997. Ce contrat est assujéti à certaines conditions préalables relativement aux autorisations réglementaires et aux ententes de service garanti concernant le transport sur les réseaux de NOVA, TransCanada et Great Lakes.

Le contrat prévoit une QJM de  $382,4 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $13,5 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ), augmentée du combustible associé. U.S. Gypsum est tenue de commander et de prendre, chaque année, pendant toute la durée du contrat, la quantité de gaz qui correspond au produit de 100 % de la QJM en vigueur le premier jour de l'année contractuelle par le nombre de jours de l'année contractuelle. Si U.S. Gypsum ne prend pas la QJM en vigueur, elle devra payer à Renaissance le montant correspondant au produit de la quantité manquante par  $0,05 \text{ \$ CAN}/10^3 \text{ pi}^3$ ; le montant correspondant au produit de la quantité manquante par la différence (positive) entre le prix du contrat en vigueur et le prix moyen reçu par Renaissance des tiers acheteurs au point de livraison; et le montant correspondant aux amendes de NOVA. Par contre, si Renaissance ne fournit pas à U.S. Gypsum la QJM, elle devra lui payer le montant correspondant au produit de la quantité manquante par  $0,05 \text{ \$ CAN}/10^3 \text{ pi}^3$ ; le montant correspondant au produit de la quantité manquante par la différence (positive) entre le prix moyen du gaz de remplacement au point de livraison et le prix du contrat en vigueur; et le montant correspondant aux amendes de TransCanada.

Le prix payé à Renaissance est le prix correspondant à l'indice du prix ferme du gaz au comptant pour le mois à Empress (Alberta), tel qu'il est indiqué dans le *Canadian Natural Gas Market Report* publié par Canadian Enerdata Ltd., augmenté de  $0,05 \text{ \$ CAN}/10^3 \text{ pi}^3$ . L'indice utilisé pour l'établissement de ce prix peut être recalculé, par consentement mutuel ou par arbitrage obligatoire. U.S. Gypsum a par ailleurs indiqué que le contrat de vente de gaz avait été négocié entre des entreprises indépendantes.

Selon U.S. Gypsum, le prix du gaz à la frontière albertaine aurait été au 1<sup>er</sup> juillet 1996 de  $1,22 \text{ \$ CAN}/\text{GJ}$  ( $1,28 \text{ \$ CAN}/10^6 \text{ Btu}$ ).

## 8.7 État des autorisations réglementaires

Renaissance a obtenu le permis d'acheminement de gaz de l'EUB n° GR 96-56. U.S. Gypsum a reçu l'ordonnance d'autorisation d'importation du DOE/FE n° 1220. Les durées et volumes prévus par ses deux autorisations réglementaires correspondent à ceux de la licence sollicitée.

### *Opinion de l'Office*

De l'avis de l'Office, après étude de la correspondance échangée par Comox et U.S. Gypsum, Comox n'a pas fourni une preuve suffisante pour montrer qu'elle-même, ou un acheteur de gaz agissant au nom des intérêts représentés par Comox, est dûment un plaignant au sens de la méthode d'intervention en fonction des plaintes. Il est manifeste que Comox elle-même n'a pas été active dans le marché à titre d'acheteur de gaz. En outre, la «lettre d'appui» fournie par Comox n'établit pas que Comox est le fondé de pouvoir de la personne visée et, de toute façon, ne montre pas que la personne a été active dans le marché à titre d'acheteur de gaz et qu'elle n'a pu acheter du gaz à des conditions semblables à celles qui sont énoncées dans le contrat d'exportation de gaz visé.

Toutefois, comme l'a fait observer Comox, l'Office a déclaré dans ses motifs de décision GHW-1-91 que toute partie qui croit détenir des renseignements pertinents pour le calcul des excédents ou tout autre aspect de l'intérêt public canadien relativement à une licence d'exportation de gaz naturel est libre de lui soumettre sa preuve. Pour cette raison et dans cette mesure, l'Office a examiné les renseignements fournis par Comox, mais il a néanmoins établi, comme l'a soutenu U.S. Gypsum, que Comox n'a pas démontré que l'octroi de la licence sollicitée serait préjudiciable aux acheteurs de gaz canadiens ou irait à l'encontre de la responsabilité de l'Office aux termes de l'article 118 de la Loi sur l'ONÉ à cet égard.

L'Office note que U.S. Gypsum est tenue d'acheter 100 % de la QJM annualisée et que des amendes sont prévues pour les quantités manquantes. L'Office est donc convaincu qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence sollicitée soit effectivement pris.

L'Office note que l'entente de vente de gaz prévoit une tarification axée sur les conditions du marché et un recalcul des prix par consentement mutuel ou par arbitrage obligatoire. Il est donc convaincu que l'entente de vente de gaz demeurera intéressante pour les parties pendant toute la durée de la licence sollicitée et sera donc durable.

L'Office, ayant examiné l'entente de vente de gaz conclue entre Renaissance et U.S. Gypsum, est convaincu qu'elle a été négociée entre des entreprises indépendantes.

Le producteur possédant les réserves qui doivent servir à fournir tout le gaz visé par la licence sollicitée, il n'est pas nécessaire de montrer le soutien du producteur.

L'examen par l'Office des approvisionnements de Renaissance révèle que les réserves de la compagnie dépassent le total des engagements auxquels elle doit pourvoir, et que la capacité de production est plus que suffisante pour répondre aux besoins pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée. De plus, Renaissance a fourni une lettre d'assurance à U.S. Gypsum quant au contrat basé sur la capacité de production.

L'Office reconnaît que U.S. Gypsum est responsable des frais liés à l'utilisation du réseau TransCanada et que les recettes découlant de l'entente de vente de gaz permettront probablement à Renaissance de payer tous les frais liés à la demande relativement à l'utilisation du réseau NOVA. Il est donc convaincu de l'existence dans l'entente de vente de gaz des dispositions nécessaires pour le paiement des frais connexes de transport par des gazoducs canadiens pendant la durée de l'entente.

L'Office note que les durées et les volumes prévus dans les ententes de vente et de transport de gaz et dans les autorisations réglementaires requises correspondent à ceux de la licence sollicitée. Il est donc convaincu que la durée de la licence sollicitée est appropriée.

### **Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à U.S. Gypsum, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence figurent à l'annexe 1.**

## Chapitre 9

# Dispositif

---

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision et notre décision à l'égard des demandes instruites au cours de l'instance GHW-2-96.

R. Illing  
membre président

K. W. Vollman  
membre

A. Côté-Verhaaf  
membre

Calgary (Alberta)  
Mars 1997

## Annexe I

### Conditions des licences à délivrer

---

#### Conditions de la licence à délivrer à Coastal Gas Marketing Company

1.
  - a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.
  - b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Coastal peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - a) 396 600 mètres cubes par jour pour tout jour donné;
  - b) 145 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 1 450 000 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3.
  - a) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la limite quotidienne imposée à la condition 2.
  - b) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près d'Iroquois (Ontario).

#### Conditions de la licence à délivrer à Enron Capital & Trade Resources Corp.

1.
  - a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.
  - b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qu'Enron peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - a) 435 900 mètres cubes par jour pour tout jour donné;

- b) 159 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 1 590 000 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
- 3.
- a) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la limite quotidienne imposée à la condition 2.
  - b) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Niagara Falls (Ontario).

### **Conditions de la licence à délivrer à PanEnergy Marketing Canada Ltd.**

- 1.
- a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.
  - b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Pan Energy peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
- a) 246 500 mètres cubes par jour pour tout jour donné;
  - b) 89 972 500 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 899 700 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
- 3.
- a) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la limite quotidienne imposée à la condition 2.
  - b) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près de Niagara Falls (Ontario).

### **Conditions de la licence à délivrer à ProGas Limited (Ventes à Great Plains Natural Gas Company)**

1. a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 1997 et expire le 31 octobre 2012.  
b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> mai 1999 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que ProGas peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - a) 225 000 mètres cubes pour tout jour donné pendant la période s'étendant du 1<sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 1997; et  
370 000 mètres cubes pour tout jour donné pendant la période s'étendant du 1<sup>er</sup> novembre 1997 au 31 octobre 2012;
  - b) 41 400 000 mètres cubes pendant la période s'étendant du 1<sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 1997; et  
135 300 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre pour la période commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1997; ou
  - c) 2 071 300 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3. a) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la limite quotidienne imposée à la condition 2.  
b) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près d'Emerson (Manitoba).

### **Conditions de la licence à délivrer à ProGas Limited (Ventes à la ville de Perham)**

1. a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.  
b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que ProGas peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - a) 67 000 mètres cubes pour tout jour donné;

- b) 12 300 000 mètres cubes pendant la période s'étendant du 1<sup>er</sup> mai 1997 au 31 octobre 1997; et  
24 400 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre pour la période commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1997; ou
  - c) 378 300 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
- 3.
- a) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la limite quotidienne imposée à la condition 2.
  - b) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près d'Emerson (Manitoba).

#### **Conditions de la licence à délivrer à ProGas Limited (Ventes au nord-est américain)**

- 1.
- a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 31 octobre 2007.
  - b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que ProGas peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
- a) 458 000 mètres cubes pour tout jour donné;
  - b) 167 203 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 1 672 034 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
- 3.
- a) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la limite quotidienne imposée à la condition 2.
  - b) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près d'Iroquois (Ontario).

## Conditions de la licence à délivrer à United States Gypsum Company

1.
  - a) Sous réserve de la condition 1b), la licence entre en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1997 et expire le 1<sup>er</sup> novembre 2007.
  - b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1999 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que U.S. Gypsum peut exporter aux termes de la licence ne doit pas dépasser :
  - a) 382 400 mètres cubes par jour pour tout jour donné;
  - b) 139 600 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 1 395 800 000 mètres cubes pendant toute la durée de la licence.
3.
  - a) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de 24 heures aux termes de la licence peut dépasser de 10 % la limite quotidienne imposée à la condition 2.
  - b) À titre d'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant toute période de douze mois consécutifs peut dépasser de 2 % la limite annuelle imposée à la condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la licence doit être livré au point d'exportation situé près d'Emerson (Manitoba).