

Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**Unigas Corporation**

GH-7-92

**Juin 1993**

---

**Volume II**

**Exportations de gaz**

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

visant

**Canadian Hydrocarbons Marketing  
Inc.**

**CanWest Gas Supply Inc.**

**Enron Gas Marketing, Inc.**

**New York State Electric & Gas  
Corporation**

**Unigas Corporation**

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

**GH-7-92**

**Juin 1993**

**Volume II  
Exportations de gaz**

**© Ministère des Approvisionnements  
et Services Canada 1993**

Cat. No. NE22-1/1993-6-2F  
ISBN 0-662-98351-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles auprès du:**

Bureau du soutien de la réglementation  
Office national de l'énergie  
311, sixième avenue s.-o.  
Calgary (Alberta)  
T2P 3H2  
(403) 292-4800  
Télécopieur: (403) 292-5503

**En personne, au bureau de l'Office :**  
Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

**© Minister of Supply and Services Canada 1993**

Cat. No. NE22-1/1993-6-2E  
ISBN 0-662-20629-0

This report is published separately  
in both official languages

**Copies are available from:**

Regulatory Support Office  
National Energy Board  
311 Sixth Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 3H2  
(403) 292-4800  
FAX: (403) 292-5530

**For pick-up at NEB office:**  
Library  
Ground Floor

## Table des matières

<b>Liste des tableaux</b> .....	ii
<b>Liste des figures</b> .....	ii
<b>Liste des annexes</b> .....	ii
<b>Abréviations</b> .....	iii
<b>Exposé et comparutions</b> .....	v
<b>1. Demandes de licences d'exportation de gaz naturel</b> .....	1
1.1 Les demandes .....	1
1.2 Examen environnemental .....	3
1.2.1 Opinion de l'Office .....	3
1.3 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché .....	4
1.3.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes .....	4
1.3.2 Évaluation des incidences de l'exportation .....	5
1.3.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public .....	6
1.4 Clauses de temporisation .....	8
1.5 Opinion de l'Office .....	9
<b>2. Unigas Corporation pour exportation à trois villes de Californie</b> .....	10
2.1 Résumé de la demande .....	10
2.2 Approvisionnement en gaz .....	11
2.2.1 Contrats d'approvisionnement .....	11
2.2.2 Réserves .....	12
2.2.3 Capacité de production .....	13
2.3 Transport .....	14
2.4 Marchés .....	14
2.5 Contrats de vente de gaz .....	15
2.6 État des autorisations réglementaires .....	16
2.7 Opinion de l'Office .....	16
2.8 Décision .....	17
<b>3. Dispositif</b> .....	18

(ii)

## Liste des tableaux

1-1	Résumé des licences demandées . . . . .	2
2-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Unigas avec le volume global demandé . . . . .	12

## Liste des figures

2-1	Comparaison des estimations d'Unigas et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle . . . . .	14
-----	---	----

## Liste des annexes

I	Modalités des licences qui seront délivrées . . . . .	20
---	---	----

(iii)

## Abréviations

ANG	Alberta Natural Gas Company
Archer	Archer Resources Ltd.
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis d'Amérique)
Décret sur le PÉEE	<i>Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement</i>
ÉIE	évaluation des incidences de l'exportation
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis d'Amérique)
GHR-1-87	<i>Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel</i>
GJ	gigajoule(s)
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MEACM	méthode d'examen axée sur les conditions du marché
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
OCRÉA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office, l'	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PGT	Pacific Gas Transmission Company
QCJ	quantité contractuelle journalière

(iv)

QJM	quantité journalière maximale
Règlement, Partie VI	<i>Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)</i>
SoCalGas	Southern California Gas Company
Speak Up	Speak Up for Wildlife Foundation
Unigas	Unigas Corporation
Trois villes, les	Les villes de Burbank, Glendale et Pasadena
$10^6$ BTU	million(s) de thermies britanniques (BTU)
$10^6$ pi <sup>3</sup>	million(s) de pieds cubes
$10^9$ pi <sup>3</sup>	milliard(s) de pieds cubes

(v)

## **Exposé et comparutions**

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

RELATIVEMENT AUX demandes de nouvelles licences d'exportation de gaz naturel conformément à la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par :

Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.; CanWest Gas Supply Inc.; Enron Gas Marketing, Inc.; New York Electric & Gas Corporation; et Unigas Corporation;

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience GH-7-92, dans sa version modifiée;

ENTENDUE À Calgary (Alberta), les 22 et 23 février 1993.

DEVANT :

R.L. Andrew, c.r.	membre président
R.B. Horner, c.r.	membre
C. Bélanger	membre

COMPARUTIONS :

R.B. Brander	Canadian Hydrocarbons Marketing Inc. et Centra Gas Ontario Inc.
S. Carscallen	CanStates Gas Marketing
L.G. Keough	CanWest Gas Supply Inc. et Enron Gas Marketing, Inc.
N.M. Gretener	New York State Electric & Gas Corporation
D.G. Davis	Unigas Corporation et Northwest Natural Gas Company
N.W. Boutillier	Alberta and Southern Gas Co. Ltd
D.G. Hart, c.r. A.G. Menzies	Alberta Natural Gas Company Ltd. et Pacific Gas Transmission Company
J.H. Smellie	CNG Transmission Corporation
J. Scott	Crestar Energy
C. Macfarlan	Foothills Pipe Lines Ltd.

(vi)

M.J. Samuel

TransCanada PipeLines Limited

G. Britton

Western Gas Marketing Limited

W.M. Moreland

Commission de commercialisation du pétrole de  
l'Alberta

J. Robitaille

Procureur général du Québec

J. Syme

avocats de l'Office

D. Champagne

## Chapitre 1

# Demandes de licences d'exportation de gaz naturel - Partie VI

---

### 1.1 Les demandes

Dans le cadre de l'instance GH-7-92, l'Office national de l'énergie («l'Office») a examiné six demandes visant l'obtention de huit licences d'exportation de gaz naturel, demandes qui ont été déposées par les sociétés suivantes :

1. Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.,
2. CanWest Gas Supply Inc.,
3. Enron Gas Marketing, Inc.,
4. New York State Electric & Gas Corporation,
5. Unigas Corporation («Unigas») pour exportation à la Northwest Natural Gas Company, et
6. Unigas pour exportation à chacune des villes de Burbank, Glendale et Pasadena («les trois villes»).

La demande de licence d'exportation de gaz naturel déposée par la CanStates Gas Marketing («CanStates») aurait dû être examinée par l'Office à l'instance GH-7-92. Cependant, dans sa lettre du 3 février 1993, CanStates a demandé que l'Office suspende l'instruction de sa demande, requête que l'Office a agréée.

Le présent volume porte sur la demande de licence de gaz déposée par Unigas en vue de l'exportation aux trois villes. Toutes les autres demandes ont fait l'objet du volume I.

Tableau 1-1

## Résumé des licences demandées

## GH-7-92

## Quantités maximales demandées

<b>Demande</b>	<b>Acheteur (type de marché)</b>	<b>Durée</b>	<b>Point d'exportation</b>	<b>Journalière 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> (10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>)</b>	<b>Annuelle 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>)</b>	<b>Globale 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>)</b>
1. CHMI	Cascade (appr. de réseau)	1 <sup>er</sup> nov. 1992 au 31 oct. 1996	Huntingdon (Colombie-Britannique)	136,4 (4,8)	49,8 (1,8)	199,3 (7,0)
2. Canwest	TM Star (centrale de cogénération)	15 ans après premières livr.	Huntingdon (Colombie-Britannique)	273,2 (9,6)	100,0 (3,5)	1 495,0 (53,0)
3. Enron	Sithe/Indepen- dence (centrale de cogénération)	Premières livr. au 31 oct. 2004	Chippawa (Ontario)	805,0 (28,4)	294,0 (10,4)	2 940,0 (104,0)
4. NYSEG	NYSEG (appr. de réseau)	10 ans après les premières livr.	Chippawa (Ontario)	283,3 (10,0)	103,5 (3,7)	1 035,0 (37,0)
5. Unigas	Northwest Natural (appr. de réseau)	6 ans à partir des premières livr. ou du 1 <sup>er</sup> nov. 1993, selon la plus éloignée des deux dates	Kingsgate (Colombie-Britannique)	396,6 (14,0)	144,8 (5,1)	868,6 (30,7)
6. Unigas	Ville de Burbank (production d'électricité)	Premières livr. ou 1 <sup>er</sup> nov. 1993, selon la plus éloignée des deux dates, au 31 oct. 1999	Kingsgate (Colombie-Britannique)	136,5 (4,8)	49,8 (1,8)	298,9 (10,5)
7. Unigas	Ville de Glendale (production d'électricité)	Premières livr. ou 1 <sup>er</sup> nov. 1993, selon la plus éloignée des deux dates, au 31 oct. 1999	Kingsgate (Colombie-Britannique)	115,4 (4,1)	42,1 (1,5)	252,7 (8,9)
8. Unigas	Ville de Pasadena (production d'électricité)	Premières livr. ou 1 <sup>er</sup> nov. 1993, selon la plus éloignée des deux dates, au 31 oct. 1999	Kingsgate (Colombie-Britannique)	115,4 (4,1)	42,1 (1,5)	252,7 (8,9)

## 1.2 Examen environnemental

L'objet de l'examen environnemental est de permettre à l'Office d'arriver à l'une des conclusions prévues à l'article 12 du *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* («Décret sur le PÉEE»). À cette fin, l'Office a mené un examen préalable, conformément à l'ordonnance d'audience GH-7-92, dans le cadre duquel il a examiné les mémoires déposés par chacun des demandeurs.

Chaque demandeur a déposé auprès de l'Office des renseignements au sujet des effets possibles sur l'environnement de l'expédition ou de la prise de gaz d'origine canadienne.

Unigas (pour exportation aux trois villes) a indiqué que son projet d'exportation nécessiterait la construction de nouvelles installations de transport de gaz relevant de la compétence de l'Office. Comme l'Office a déjà approuvé ces installations, Unigas a fait valoir que sa demande de licence d'exportation était visée par la liste d'exclusion automatique de l'Office («liste d'exclusion») en vertu du Décret sur le PÉEE.

Dans une lettre de janvier 1993, la Speak Up for Wildlife Foundation («la Speak Up») a déposé son intervention à l'instance GH-7-92. Dans sa lettre du 21 janvier 1993, la Speak Up a informé l'Office qu'elle était préoccupée par l'incidence de la prospection, la production et l'exportation du pétrole et du gaz sur la faune et les écosystèmes des régions sauvages de l'Ouest canadien, sur les pêches ainsi que sur la sécurité et l'avenir énergétiques des consommateurs résidentiels et industriels de gaz naturel canadiens.<sup>1</sup> La Speak Up a indiqué que les demandes de licences d'exportation examinées dans le cadre de l'instance GH-7-92 auraient pour effet de prélever du gaz dans une vaste région qui s'étend du sud de l'Alberta au nord-est de la Colombie-Britannique, représentant les écosystèmes des prairies, des piémonts, des montagnes et de la forêt boréale et englobe un large éventail de questions environnementales. En dernier lieu, la Speak Up a fait valoir que les exportations proposées font appel à des centaines de puits, des douzaines de champs et de nombreuses administrations et qu'elles mettent en cause un nombre inconnu de populations et d'habitats fauniques ainsi que des populations halieutiques et des bassins hydrographiques.

### 1.2.1 Opinion de l'Office

En menant un examen préalable conformément au Décret sur le PÉEE, l'Office a mené son examen environnemental de la demande instruite dans le cadre de la présente audience, et il a établi que la demande d'Unigas (pour exportation aux trois villes) est visée par la note 3 de la liste d'exclusion de l'Office.<sup>2</sup>

La Speak Up a soulevé des questions touchant les incidences environnementales des projets d'exportation sur les zones de mise en valeur et de production du gaz en amont. Cependant, en vertu de l'alinéa 92(a)(1) de la *Loi constitutionnelle de 1867*, la législature de chaque province a compétence exclusive pour légiférer dans le domaine de la «prospection des ressources naturelles non

---

<sup>1</sup> La question de la sécurité énergétique, c'est-à-dire la garantie que le gaz dont on projette l'exportation excède les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, est examinée à la section 1.3 portant sur la méthode axée sur les conditions du marché.

<sup>2</sup> La note 3 prévoit l'exclusion automatique des «... demandes visant les exportations, les importations, les exportations pour importation subséquente et les importations pour exportation subséquente du gaz naturel qui sont autorisées :

(ii) par licence dans les cas où l'aménagement de nouvelles installations de production, de traitement, de stockage ou de transport ne serait pas nécessaire.»

renouvelables» et de «l'exploitation, la conservation et la gestion des ressources naturelles non renouvelables et des ressources forestières de la province, y compris leur rythme de production primaire». Par conséquent, en qualité d'organisme fédéral de réglementation, l'Office n'est pas habilité à examiner les effets environnementaux des exportations proposées sur les zones de mise en valeur ou de production du gaz.

### **1.3 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché**

Quand il examine une demande de licence d'exportation, l'Office doit se conformer à l'article 118 de la Loi, qui l'oblige à prendre en considération tous les facteurs qu'il juge pertinents et surtout à s'assurer 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 nouvelle méthode, connue sous le nom de méthode d'examen axée sur les conditions du marché («MEACM»), qui repose sur l'hypothèse voulant que le marché fonctionne généralement de façon à garantir la satisfaction des besoins du Canada en gaz naturel à des prix équitables.

Suivant la MEACM, l'Office interviendra de deux façons pour veiller à ce que le gaz naturel devant faire l'objet de licences d'exportation soit à la fois excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada et conforme à l'intérêt public. À cette fin, il tiendra des audiences publiques pour instruire les demandes de licences d'exportation de gaz naturel et il surveillera constamment l'évolution des marchés énergétiques canadiens.

Dans le cadre du volet «audience publique» de la MEACM, l'Office doit examiner :

- les plaintes déposées conformément à la méthode d'intervention en fonction des plaintes, le cas échéant;
- une évaluation des incidences de l'exportation («ÉIE»); et
- tout autre facteur qu'il juge pertinent pour établir si la demande est conforme à l'intérêt public.

La description suivante des trois volets de la MEACM est générale et s'applique à chaque demande entendue dans le cadre de l'instance GH-7-92.

#### **1.3.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes**

La méthode d'intervention en fonction des plaintes repose sur un principe fondamental, à savoir que dans un marché qui fonctionne bien, les acheteurs canadiens seront en mesure de passer des contrats d'approvisionnement en gaz naturel canadien à des conditions semblables à celles offertes aux acheteurs des États-Unis d'Amérique («É.-U.»), y compris à des prix équivalents. Pour déterminer si le marché fonctionne effectivement de cette manière, l'Office a affirmé ce qui suit dans la décision GHR-1-87 :

«La mise en place d'un mécanisme de plainte dans la méthode de calcul des excédents de gaz naturel repose sur le principe voulant que l'exportation de gaz soit interdite si les utilisateurs canadiens n'ont pas eu la possibilité d'acheter le gaz en question pour leurs besoins à des

conditions semblables à celles de l'exportation proposée. Les demandeurs de licence d'exportation devront être prêts à répondre aux interrogations à cet égard qui peuvent ressortir de la méthode d'intervention en fonction des plaintes...»

La méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à assurer qu'un acheteur canadien de gaz qui a été actif sur le marché pourra se procurer du gaz à des conditions non moins favorables que celles qui sont offertes aux clients étrangers. La méthode d'intervention permet à cet acheteur de comparer les conditions du contrat de vente de gaz pour lequel on demande une licence d'exportation aux conditions qui lui sont offertes. Si les conditions offertes aux clients étrangers sont plus favorables que celles qu'on lui a faites, il peut déposer une plainte auprès de l'Office. L'Office statue sur la plainte après avoir évalué si, dans les faits, le plaignant était ou non en mesure d'obtenir un approvisionnement supplémentaire de gaz à des conditions semblables à celles qui sont énoncées dans la demande de licence d'exportation soumise à l'Office.

Les acheteurs canadiens de gaz qui souhaitent déposer une plainte devront démontrer qu'ils ont tenté de passer des contrats pour des approvisionnements en gaz supplémentaires et qu'ils n'ont pu obtenir ces approvisionnements à des conditions semblables à celles qui sont prévues au contrat de vente à l'exportation. De plus, le demandeur de la licence d'exportation doit répondre aux préoccupations exprimées par le plaignant. Si l'Office estime qu'une plainte est fondée, il décide alors des mesures à prendre pour remédier à la situation, ce qui pourrait signifier le report de la délivrance de la licence, le refus de la licence ou toute autre mesure indiquée dans les circonstances.

### **1.3.2 Évaluation des incidences de l'exportation**

L'ÉIE a pour objet de permettre à l'Office de déterminer si un projet d'exportation est susceptible d'empêcher les Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques à des prix équitables.

L'Office produit périodiquement une ÉIE fondée sur plusieurs prévisions relatives aux exportations. Dans le cadre de cette étude, qui est préparée en consultation avec l'industrie du gaz naturel et d'autres parties intéressées et qui porte sur l'offre de gaz naturel, la demande, les prix et les exportations à long terme, l'Office s'efforce de fournir un énoncé adéquat des hypothèses et une explication de la technique d'analyse utilisée.<sup>3</sup>

Les demandeurs et les intervenants peuvent s'en tenir à l'analyse de l'Office ou préparer et soumettre leur propre analyse. Si aucun problème d'adaptation n'est cerné par l'Office ni soulevé par les parties intéressées, l'Office présume que le projet d'exportation ne risque pas de causer des problèmes d'adaptation sur le marché énergétique canadien.

---

<sup>3</sup> Dans une lettre datée du 3 septembre 1992, l'Office a annoncé qu'il préparait sa deuxième ÉIE. Un atelier a eu lieu en avril 1993 afin de lancer un débat et de favoriser l'échange de renseignements.

### 1.3.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public

Normalement, dans le cadre de son évaluation des autres facteurs touchant l'intérêt public, l'Office :

- évalue la probabilité que les volumes autorisés 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 une demande de licence d'exportation est appuyée par des producteurs;
- vérifie si les contrats de vente de gaz prévoient le paiement des frais de transport connexes par les gazoducs canadiens pendant toute la durée du contrat; et
- établit la durée appropriée d'une licence d'exportation en tenant compte des éléments suivants :
  - (i) preuve relative à la suffisance des approvisionnements en gaz dont le demandeur de licence dispose pour fournir les volumes visés par la demande pendant toute la durée de la licence demandée;
  - (ii) preuve relative à la nécessité de délivrer une licence pour la période demandée, à la lumière des clauses des contrats de vente et de transport de gaz connexes et des modalités des permis délivrés par d'autres organismes de réglementation; et
  - (iii) tout autre élément de preuve que l'Office juge pertinent quant à la durée appropriée de la licence.

L'énoncé précédent des autres facteurs touchant l'intérêt public vise seulement à donner aux parties une liste générale des facteurs sur lesquels l'Office a normalement droit de regard quand il évalue le bien-fondé d'une demande de licence d'exportation de gaz. Cependant, dans le cadre de chaque demande particulière, l'Office peut examiner tous les facteurs qui lui semblent toucher l'intérêt public canadien.

Quand il évalue les facteurs mentionnés ci-dessus, l'Office tient compte des renseignements fournis au sujet de l'approvisionnement en gaz, du transport, des marchés, des contrats de vente et des autorisations des organismes de réglementation. Ces renseignements sont fournis par le demandeur conformément aux exigences de dépôt de documents établies dans le *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)* et dans le cadre du processus d'audience publique.

#### ***Approvisionnement en gaz***

Lorsqu'il évalue l'approvisionnement en gaz, l'Office examine les arrangements contractuels en matière d'approvisionnement ainsi que la suffisance des réserves et de la capacité de production.

Quand il évalue la suffisance des approvisionnements en gaz dont le demandeur de licence d'exportation dispose pour fournir les volumes visés par la demande pendant toute la durée de la licence, l'Office fait preuve de souplesse, mais il s'attend normalement à ce que le demandeur démontre que les réserves établies sont égales ou supérieures au volume visé par la demande et que la

capacité de production est suffisante pour fournir les exportations annuelles prévues pendant la majeure partie de la durée de la licence demandée.

Chaque demandeur est tenu de présenter une estimation des réserves établies des gisements où il prévoit produire le gaz nécessaire pour son projet d'exportation. Pour sa part, l'Office effectue des analyses géologiques et techniques de l'approvisionnement en gaz du demandeur, afin de faire sa propre estimation des réserves de gaz de ce dernier.

Pour effectuer ces analyses, l'Office utilise sa banque de données sur les réserves de gaz, qui est régulièrement mise à jour. L'évaluation des réserves de gaz comprend la vérification de la nomenclature à des fins de corrélation, l'analyse volumétrique des nouveaux réservoirs, le réexamen des réservoirs devant être exploités et l'analyse du rendement de ceux qui sont déjà en production. L'Office examine et évalue également les droits de propriété et les obligations contractuelles applicables à tous les réservoirs visés par la demande.

Pour préparer ses prévisions relatives à la capacité de production, l'Office utilise son estimation des réserves ainsi que les données sur la capacité de livraison de chaque réservoir à l'égard duquel des estimations des réserves ont été fournies. Ces prévisions sont normalement rajustées pour tenir compte des besoins annuels prévus du demandeur. La capacité de production redressée correspond à la capacité de production estimative à un moment donné, majorée de tout excédent antérieur de la capacité de production par rapport à la production réelle. Les besoins pris en compte dans les chiffres sur la capacité de production sont établis en fonction d'un facteur de charge annuel de 100 % des volumes convenus et peuvent donc être légèrement supérieurs aux besoins d'approvisionnement réels du demandeur. Si l'on prévoyait un taux d'enlèvement inférieur, la capacité de production se maintiendrait au-delà de la période indiquée par l'analyse de l'Office.

### ***Transport***

En ce qui a trait aux contrats de transport étayant une demande de licence d'exportation, l'Office examine les arrangements prévus pour le transport en amont et en aval, y compris tous les contrats de transport, dans leur forme définitive ou sous la forme d'ententes préalables. L'Office examine aussi la durée et le volume prévus aux ententes.

### ***Marchés***

Les demandes instruites à l'instance GH-7-92 concernaient la vente de gaz à trois types de marchés d'utilisation finale : approvisionnement de réseau, production d'électricité et centrales de cogénération. Ces dernières installations sont définies comme étant des installations qui produisent de l'électricité et de l'énergie thermique à des fins commerciales ou industrielles. Voici les points sur lesquels l'Office s'est penché pour chacun de ces marchés :

- pour les exportations destinées à approvisionner des réseaux et à produire de l'électricité, l'Office a tenu compte des besoins actuels et prévus de l'acheteur et du portefeuille global d'approvisionnement de ce dernier, afin de déterminer la nécessité de s'approvisionner en gaz naturel canadien et la place que celui-ci occupe au sein du portefeuille; et
- pour les exportations destinées à une installation de cogénération, l'Office a examiné l'ensemble des contrats en cause, du contrat de vente de gaz naturel aux contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique. En outre, il a étudié les débouchés pour l'électricité et l'énergie thermique

produites par la centrale ainsi que les modalités de financement du projet et l'échéancier des travaux de construction.

Pour chaque type de marché d'utilisation finale, l'Office a notamment pris en considération les facteurs de charge auxquels on prévoit acheminer les volumes à exporter.

### *Contrats de vente*

En ce qui a trait aux arrangements contractuels, l'Office examine les obligations contractuelles liant les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, y compris les contrats de vente de gaz déjà signés. L'Office examine aussi les contrats de revente au-delà du point de vente sur la frontière internationale dans les cas où ces arrangements influent directement sur l'accord de vente internationale, y compris le dépôt des contrats conclus en aval.

### *Etat de autorisations réglementaires*

L'Office examine si le demandeur a obtenu les autorisations pertinentes auprès des organismes de réglementation au Canada et aux É.-U, ce qui comprend les autorisations provinciales d'enlèvement, le permis d'importation délivré par le Department of Energy, Office of Fossil Energy («DOE/FE») et, dans le cas des centrales de cogénération, l'accréditation de l'installation admissible en vertu de la *Public Utility Regulatory Policies Act* des É.-U.

L'examen de l'Office porte aussi sur la preuve de l'appui de la demande de licence par des producteurs ainsi que sur l'obtention des approbations requises des commissions étatiques de réglementation.

## **1.4 Clauses de temporisation**

Lorsque l'Office délivre une licence d'exportation de gaz, il fixe généralement un délai initial assez court pendant lequel l'exportation de gaz doit commencer pour que la licence entre en vigueur pour toute la période approuvée par l'Office. Cette modalité est appelée clause de temporisation, étant donné que la licence prendrait fin si les exportations ne débutaient pas dans le délai imparti.

L'inclusion d'une clause de temporisation a pour objet de limiter les licences en vigueur à celles aux termes desquels l'acheminement du gaz commence dans un délai raisonnable après la décision.

L'Office a consulté chacun des demandeurs pour savoir s'ils acceptaient que leur licence soit assortie d'une clause de temporisation et, dans tous les cas, les demandeurs ont signifié leur accord.

À titre de mesure politique générale et après avoir consulté chaque demandeur, l'Office a fixé le délai dans lequel les exportations doivent commencer à environ deux ans, à partir de la date prévue d'entrée en vigueur de la licence.

## 1.5 Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucune plainte n'a été déposée relativement à la demande de licences qu'Unigas a présentée en vue de l'exportation de gaz aux trois villes et qui a été instruite dans le cadre de l'instance GH-7-92.

Unigas a retenu la plus récente ÉIE de l'Office qui est datée du 7 septembre 1989. Comme ni l'Office ni les parties intéressées n'ont cerné des difficultés d'adaptation du marché, l'Office conclut que les exportations projetées n'entraîneraient aucun problème d'adaptation.

Comme la demande d'Unigas visant l'exportation de gaz aux trois villes n'a fait l'objet d'aucune plainte et que l'Office a établi que les exportations projetées ne causeraient aucun problème d'adaptation du marché, l'Office est convaincu que la quantité de gaz devant être exportée ne dépasse pas l'excédent de la production compte tenu des besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives de découverte de gaz au pays.

Dans le chapitre suivant des présents motifs de décision, nous examinons la preuve déposée par Unigas relativement aux autres facteurs touchant l'intérêt public. Les constatations de l'Office concernant ces facteurs et tout autre facteur jugé pertinent par l'Office figurent dans la section «Opinion de l'Office» qu'on trouve à la fin de ce chapitre.

## Chapitre 2

# Unigas Corporation pour exportation à trois villes de Californie

---

### 2.1 Résumé de la demande

Le 14 septembre 1992, Unigas Corporation («Unigas») a demandé à l'Office, conformément à la Partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz aux villes californiennes de Burbank, Glendale et Pasadena, dont les modalités seraient les suivantes :

#### Ville de Burbank

- |                               |   |
|-------------------------------|---|
| Période                       | - date des premières livraisons ou 1 <sup>er</sup> novembre 1993, selon la plus éloignée des deux dates, au 31 octobre 1999 |
| Point d'exportation           | - Kingsgate (Colombie-Britannique)  |
| Quantité journalière maximale | - $136,5 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ( $4,8 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ )  |
| Quantité annuelle maximale    | - $49,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ( $1,8 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ )   |
| Quantité globale maximale     | - $298,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ( $10,5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ )   |
| Écarts admissibles            | - 10 % par jour et 2 % par année.   |

#### Ville de Glendale

- |                               |   |
|-------------------------------|---|
| Période                       | - date des premières livraisons ou 1 <sup>er</sup> novembre 1993, selon la plus éloignée des deux dates, au 31 octobre 1999 |
| Point d'exportation           | - Kingsgate (Colombie-Britannique)  |
| Quantité journalière maximale | - $115,4 \cdot 10^3 \text{m}^3$ ( $4,1 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ )  |
| Quantité annuelle maximale    | - $42,1 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ( $1,5 \cdot 10^9 \text{pi}^3$ )   |

- Quantité globale maximale - 252,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (8,9 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>)
- Écarts admissibles - 10 % par jour et 2 % par année.

### Ville de Pasadena

- Période - date des premières livraisons ou 1<sup>er</sup> novembre 1993, selon la plus éloignée des deux dates, au 31 octobre 1999
- Point d'exportation - Kingsgate (Colombie-Britannique)
- Quantité journalière maximale - 115,4 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (4,1 10<sup>6</sup>pi<sup>3</sup>)
- Quantité annuelle maximale - 42,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (1,5 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>)
- Quantité globale maximale - 252,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (8,9 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>)
- Écarts admissibles - 10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz qu'Unigas propose d'exporter aux trois villes serait produit à même des gisements albertains. Au Canada, il serait acheminé par les réseaux de NOVA Corporation of Alberta («NOVA») et de l'Alberta Natural Gas Company Ltd. («ANG») jusqu'à la frontière internationale près de Kingsgate (Colombie-Britannique). De là, il serait transporté par les réseaux de la Pacific Gas Transmission Company («PGT»), la Pacific Gas & Electric Company («PG&E») et la Southern California Gas Company («SoCalGas») en vue de sa livraison aux trois villes.

## **2.2 Approvisionnement en gaz**

### **2.2.1 Contrats d'approvisionnement**

Unigas a passé des contrats d'achat de gaz avec quatre producteurs : Archer Resources Ltd. («Archer»), Blue Range Resource Corporation, Co-Enerco Resources Ltd. et Pinnacle Resources Ltd. En vertu de ces contrats, chaque producteur a réservé pour Unigas des terres et des réserves particulières et s'est engagé à livrer sa quantité journalière maximale («QJM») pendant une période de six ans. Ce contrat est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 1991 et expire le 31 octobre 1999.

Les producteurs susmentionnés sont tenus de fournir à Unigas des volumes de gaz à concurrence de leur QJM respective et, si elles faisaient défaut sur une période de quatre semaines, elles pourraient soit rétablir leur capacité de livraison au cours d'une période de six mois soit accepter une QJM réduite.

Outre ces contrats d'achat de gaz passés avec les quatre producteurs pour l'approvisionnement des trois villes, Unigas est lié à Archer par un «contrat de marché». Unigas affirme qu'en vertu de ce

contrat, des approvisionnements supplémentaires lui sont réservés par Archer et qu'elle peut les utiliser à l'appui des engagements d'Archer envers elle pour les besoins des trois villes ou d'autres marchés. Une partie de cet approvisionnement fait l'objet d'un contrat avec la Western Gas Marketing Ltd. («WGML»), mais Unigas pourra en disposer en 1994, à l'expiration du contrat.

## 2.2.2 Réserves

Le tableau 2-1 montre que l'estimation des réserves de gaz d'Unigas effectuée par l'Office est plus élevée que celle d'Unigas. Cependant, l'estimation de l'Office est établie au 31 décembre 1991 tandis que celle d'Unigas est faite au 1<sup>er</sup> novembre 1993. Si l'estimation de l'Office avait été faite à cette dernière date, elle serait inférieure d'environ 11 % à celle du demandeur, mais supérieure de 4 % au volume visé par la demande.

Tableau 2-1

### Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Unigas avec le volume global demandé

	$10^6\text{m}^3$ ( $10^9\text{pi}^3$ )		
Unigas <sup>1</sup>	ONÉ <sup>2</sup>		Volume demandé
943 (33,3)	998 (35,2)		804 (28,4)

1. Au 1<sup>er</sup> novembre 1993.
2. Au 31 décembre 1991. L'estimation des réserves établies restantes serait inférieure d'environ  $162 \cdot 10^6\text{m}^3$  ( $5,7 \cdot 10^9\text{pi}^3$ ) à celle qui est indiquée si l'Office tenait compte de la production entre le 1<sup>er</sup> janvier 1992 et le 31 octobre 1993.

L'estimation totale des réserves des quatre producteurs qui a été établie par l'Office est inférieure de 11 % à celle qu'Unigas a dressée au 1<sup>er</sup> novembre 1993, en raison principalement des paramètres des réservoirs, tandis que l'estimation des réserves d'Archer faite par l'Office est inférieure de 26% à celle qui a été établie par Archer, les différences se situant surtout au niveau des réserves du gisement Sunnynook. Ces écarts s'expliquent par des estimations moins élevées de la production nette et de la superficie de quatre gisements de Crétacé inférieur ainsi que par le fait que dans le cas d'un autre gisement, l'Office a utilisé une estimation de la baisse de la production au lieu d'une estimation volumétrique.

Unigas a fourni des estimations des réserves supplémentaires prévues à son contrat de marché avec Archer et qui peuvent servir de ressources d'appoint. Ces réserves, qui totalisent quelque  $654 \cdot 10^6\text{m}^3$  ( $23 \cdot 10^9\text{pi}^3$ ), ne sont pas encore affectées à un marché particulier. Selon l'Office, elles représentent environ  $425 \cdot 10^6\text{m}^3$  ( $15 \cdot 10^9\text{pi}^3$ ) et, comme nous l'avons souligné précédemment, elles sont assujetties en partie à un contrat avec WGML jusqu'en 1994.

Unigas a également fourni un sommaire de l'offre et de la demande de la société selon lequel Unigas ne dispose pas d'une quantité suffisante de gaz non visée par des contrats pour compenser les volumes non livrés par les producteurs au cours d'une longue période.

### **2.2.3 Capacité de production**

Le tableau 2-1 permet de comparer les estimations de la capacité de production, dressées par l'Office et Unigas, avec les besoins annuels visés par la demande, au facteur de charge de 90 % prévu par Unigas pour les contrats avec les trois villes. D'après ces deux prévisions, Unigas serait en mesure de fournir les volumes demandés pendant environ les trois premières années et demie de la période d'exportation proposée. Unigas et l'Office ont tous deux établi que l'un des producteurs, Archer, pourrait respecter ses engagements pendant un an seulement à même les réserves affectées à Unigas pour les marchés des trois villes. Tout défaut de la part d'Archer a une incidence appréciable sur la capacité de production globale d'Unigas étant donné que les fournisseurs de celle-ci ne sont pas tenus de s'appuyer l'un l'autre en cas d'insuffisance.

Unigas a indiqué qu'elle pourrait parer à toute insuffisance éventuelle au niveau des services ou de la productibilité en demandant aux producteurs de lui affecter d'autres réserves, en passant d'autres contrats d'achat de gaz ou en puisant temporairement les volumes manquants dans l'approvisionnement de la société.

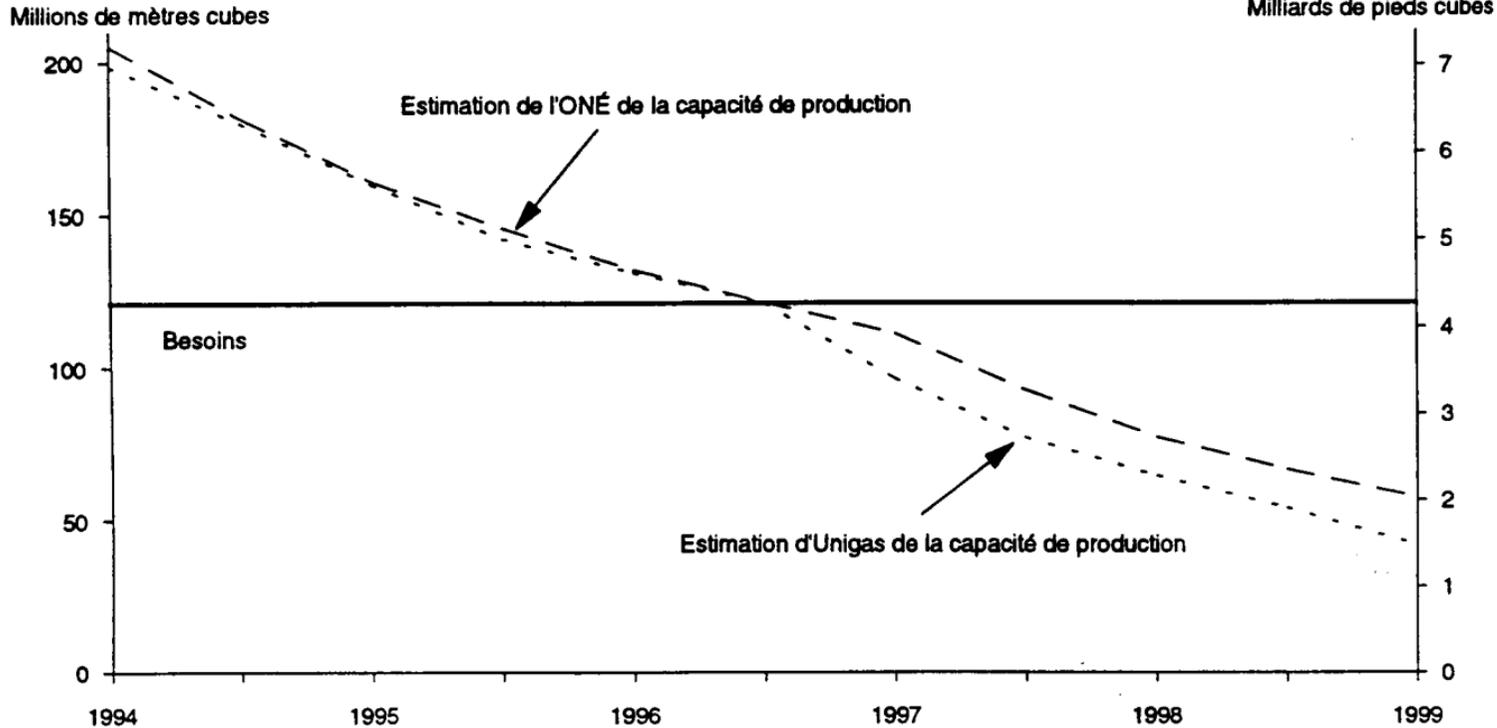
Unigas n'a pas indiqué si les trois autres producteurs étaient disposés à mettre de côté des réserves supplémentaires pour Unigas ou s'ils étaient en mesure de le faire. En outre, Unigas n'a pas démontré sa capacité de conclure des contrats d'achat de gaz avec de nouveaux producteurs. Certes, l'approvisionnement supplémentaire mis à sa disposition dans le cadre du contrat de marché avec Archer pourrait servir à compenser la majorité des insuffisances prévues d'Archer, mais il ne permettrait pas de parer à l'insuffisance prévue de tous les producteurs pour les marchés des trois villes qui devrait être enregistrée après environ quatre ans.

Unigas a indiqué que si l'Office concluait à l'insuffisance de l'approvisionnement en gaz étayant une demande de licence d'exportation, elle préférerait que l'Office réduise le volume global au lieu d'abaisser le volume quotidien ou de diminuer la durée de validité de la licence.

Figure 2-1

Figure 2-1

**Comparaison des estimations d'Unigas et de l'ONÉ  
de la capacité de production annuelle**



### **2.3 Transport**

Unigas a réservé une capacité pipelinière suffisante sur le réseau de NOVA. Les villes de Glendale et de Pasadena ont passé des contrats de service garanti de 30 ans avec ANG tandis que la ville de Burbank a signé un contrat d'une durée de 15 ans assorti d'une option de prorogation. Unigas a été chargée par les trois villes d'exécuter et d'administrer les contrats de service garanti conclus avec ANG. Aux États-Unis, les trois villes ont passé des contrats de service de transport garanti de 30 ans avec PGT et PG&E. Le service de transport par le réseau de SoCalGas sera assuré selon le barème des taux n° GT-60.

Il sera nécessaire d'ajouter des nouvelles installations aux réseaux tant au Canada qu'aux É.-U.

### **2.4 Marchés**

Les trois villes sont situées dans le bassin de Los Angeles. Il s'agit de corporations municipales dont les activités sont liées à la production, au transport, à la distribution et à l'achat d'électricité pour consommation dans les limites de chaque ville. Les volumes proposés à l'exportation serviront d'approvisionnement de charge de base pour la production d'électricité à l'intention de leurs clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel. Actuellement, les trois villes s'approvisionnent en gaz naturel dans le sud-ouest des É.-U., dans le cadre de contrats de service de transport interruptible. En cas de coupure de service, elles se tournent vers des tierces parties - des producteurs d'électricité - pour répondre à la demande. Les volumes de gaz proposés à l'exportation remplaceront en partie l'approvisionnement en gaz actuel des trois villes.

La ville de Burbank compte 91 000 habitants, et ses achats actuels de gaz naturel s'élèvent en moyenne à  $184 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  ( $6,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ ). La demande à long terme du réseau d'électricité devrait croître à un rythme annuel moyen de 2 à 3%. Cette croissance prévue de la demande d'électricité est principalement attribuable à la croissance prévue de la demande dans le secteur commercial.

La ville de Glendale compte 167 000 habitants, et ses achats actuels de gaz naturel s'élèvent en moyenne à  $269 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  ( $9,5 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ ). La demande d'électricité de pointe devrait croître à un rythme annuel moyen de 2,1 %, de 1991 à 2009.

La ville de Pasadena compte 140 000 habitants, et ses achats actuels de gaz naturel s'élèvent en moyenne à  $278 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  ( $9,8 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$ ). La demande d'électricité au cours de la période d'exportation devrait croître à un rythme annuel moyen entre 2 à 3%.

## 2.5 Contrats de vente de gaz

Le 15 octobre 1990, Unigas et chacune des trois villes ont passé des contrats de vente de gaz qui ont été modifiés le 5 septembre 1991 et qui, exception des volumes qui devront être pris, sont essentiellement les mêmes. Les contrats entrent en vigueur à la date des premières livraisons et expirent le 31 octobre 1999. Ils sont reconduits automatiquement d'année en année à moins que l'une des parties n'envoie un avis de résiliation. Les contrats peuvent être résiliés par l'une ou l'autre partie sauf si les autorisations à long terme des organismes de réglementation canadiens et américains sont obtenues et si les contrats de transport sont signés au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 1993.

Unigas a déclaré que ces contrats ont été négociés entre entreprises indépendantes. En outre, le 16 octobre 1991, Unigas a reçu de la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA») un document attestant de l'appui des producteurs.

Les contrats prévoient une quantité contractuelle journalière («QCJ») de  $136,5 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $4,8 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) pour la ville de Burbank et une QCJ de  $115,4 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ( $4,1 \cdot 10^6 \text{pi}^3$ ) pour chacune des villes de Glendale et de Pasadena. Si les trois villes n'achètent pas au moins 90 % de la somme de leurs QCJ prévues au cours d'une année donnée, c'est-à-dire la quantité contractuelle annuelle minimale, elles doivent payer à Unigas des frais d'insuffisance de prise équivalant à 18 % du prix du produit multiplié par les volumes non enlevés. Si, de son côté, Unigas ne livre pas la quantité de gaz prévue une journée donnée, elle doit défrayer les trois villes des frais supplémentaires engagés pour acheter les volumes manquants auprès d'autres sources.

Le prix contractuel comprend une composante-produit et des frais de transport.

La composante-produit est le produit d'un prix de référence, soit 1,30 \$ US/GJ ( $1,37 \text{ \$ US}/10^6 \text{Btu}$ ), et d'un indice de prix de référence. Cette dernière composante est calculée en fonction du prix du gaz acheté en Alberta et du prix du gaz produit dans le sud-ouest des É.-U. et livré aux gazoducs interétatiques qui desservent le marché du sud de la Californie.

Les frais de transport comprennent les frais liés à la demande pour le transport du gaz par les réseaux de NOVA et d'ANG ainsi que les frais liés au produit, les frais de combustible et autres frais connexes qui sont prévus aux contrats de service garanti de NOVA et d'ANG.

Unigas a également offert aux trois villes un prix d'encouragement équivalant à 85 % du prix du produit au cours d'une année pour les volumes achetés en surplus de la quantité contractuelle annuelle minimale.

Tout différend que les parties conviennent de soumettre à l'arbitrage sera assujéti aux règles du British Columbia Commercial Arbitration Centre.

Unigas a estimé qu'aux termes du contrat, le prix à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique aurait été de 1,64 \$ Can./GJ (1,73 \$ Can./10<sup>6</sup>BTU), le 1<sup>er</sup> janvier 1993.

## **2.6 État des autorisations réglementaires**

Unigas a présenté une demande de permis d'enlèvement à l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta («OCRÉA»). Les volumes et la durée de validité du permis indiqués dans la demande correspondent à ceux de la demande de licence d'exportation. L'OCRÉA n'a pas encore pris de décision. Par ailleurs, Unigas a reçu de la CCPA, le 16 octobre 1991, un document attestant de l'appui des producteurs.

Aux É.-U., chacune des trois villes a reçu le permis d'importation nécessaire du DOE/FE.

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

L'Office constate que les trois villes doivent acheter une quantité annuelle minimale pour ne pas avoir à payer des frais d'insuffisance de prise. En outre, l'Office constate la croissance de la demande d'électricité dans les trois villes et fait remarquer que les volumes proposés à l'exportation serviront d'approvisionnement de charge de base pour la production d'électricité. L'Office est donc convaincu qu'on peut s'attendre dans une mesure raisonnable à ce que les volumes autorisés soient effectivement enlevés.

L'Office constate que le prix contractuel est indicatif du marché. En outre, l'Office souligne qu'Unigas a démontré qu'elle n'était pas au fait de circonstances pouvant donner lieu à la résiliation du contrat de vente de gaz. Il est donc convaincu que ce contrat demeurera intéressant pour les parties pendant toute la période proposée et qu'il est donc susceptible de durer.

L'Office a examiné les contrats de vente de gaz et juge que ceux-ci ont été négociés entre entreprises indépendantes.

L'Office est convaincu que les ventes de gaz d'Unigas aux trois villes bénéficient de l'appui des producteurs.

Les contrats de vente de gaz stipulent que les trois villes doivent rembourser à Unigas les frais liés à la demande pour le transport du gaz par les réseaux de NOVA et d'ANG. L'Office est donc convaincu que les contrats renferment des dispositions visant le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens pendant toute la durée des contrats de vente de gaz.

Même si l'estimation des réserves effectuée par l'Office excède de 4 % les volumes visés par la demande, les estimations de la capacité de production établies par l'Office et Unigas indiquent toutes deux qu'Unigas peut répondre à ses besoins à même l'approvisionnement existant pendant seulement les trois premières années et demie de la période d'exportation proposée, à un facteur de charge de 90 %. L'Office s'interroge sur la capacité d'Unigas de fournir les volumes manquants pendant le reste de la période d'exportation. L'Office croit qu'Unigas aura besoin des volumes supplémentaires mis à sa disposition par Archer dans le cadre du contrat de marché pour parer à l'insuffisance prévue de ce fournisseur. Cependant, Unigas n'a pas convaincu l'Office que cet approvisionnement serait disponible étant donné qu'il pourrait également servir à satisfaire d'autres besoins d'Unigas en plus du

projet d'exportation à l'étude. D'ailleurs, même si ce gaz était disponible, Unigas ne pourrait toujours pas répondre aux volumes globaux pendant la période d'exportation proposée. En outre, l'Office n'est pas persuadé qu'Unigas possède une réserve suffisante non visée par des contrats pour parer à des insuffisances de longue durée.

L'Office constate que la durée des contrats de vente de gaz correspond à celle de la période d'exportation visée par la demande. Unigas a pris des dispositions pour le transport du gaz par les pipelines voulus pour toute la période d'exportation proposée. L'Office constate également que la période d'application des autorisations et permis délivrés par les organismes de réglementation ainsi que les volumes autorisés correspondent à ceux des licences demandées. L'Office juge donc que la durée proposée des trois licences est appropriée.

## **2.8 Décision**

L'Office a décidé de délivrer trois licences d'exportation de gaz à Unigas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités des licences sont énoncées à l'annexe I.

Pour les raisons indiquées à la section 2.2.3, l'Office a décidé de réduire d'un sixième le volume global visé par la demande.

## Chapitre 3

# Dispositif

---

Les chapitres qui précèdent constituent nos décisions et nos motifs de décision concernant la demande que l'Office a instruite au cours de l'audience GH-7-92 et qui fait l'objet du présent volume.

R.L. Andrew, c.r.  
Membre président

R.B. Horner, c.r.  
Membre

C. Bélanger  
Membre

Calgary (Alberta)  
Juin 1993

## Annexe I

# Modalités des licences qui seront délivrées

---

### Modalités de la licence qui sera délivrée à Unigas Corporation pour exportation à la ville de Burbank

1. a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur à la date des premières livraisons ou le 1<sup>er</sup> novembre 1993, selon la plus éloignée des deux dates, et prendra fin le 31 octobre 1999.  
b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz qu'Unigas peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 136 500 mètres cubes de gaz par jour;
  - b) 49 800 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 249 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la modalité 2.  
b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate (Colombie-Britannique).

### **Modalités de la licence qui sera délivrée à Unigas Corporation pour exportation à la ville de Glendale**

1. a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur à la date des premières livraisons ou le 1<sup>er</sup> novembre 1993, selon la plus éloignée des deux dates, et prendra fin le 31 octobre 1999.  
b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz qu'Unigas peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 115 400 mètres cubes de gaz par jour;
  - b) 42 100 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 210 500 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la modalité 2.  
b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate (Colombie-Britannique).

### **Modalités de la licence qui sera délivrée à Unigas Corporation pour exportation à la ville de Pasadena**

1. a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur à la date des premières livraisons ou le 1<sup>er</sup> novembre 1993, selon la plus éloignée des deux dates, et prendra fin le 31 octobre 1999.  
b) La licence expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz qu'Unigas peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 115 400 mètres cubes de gaz par jour;

- b) 42 100 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 210 500 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la modalité 2.
- b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate (Colombie-Britannique).