



Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**CanStates Gas Marketing et  
Transco energy Marketing Company  
Esso Ressources Canada Limitée  
FSC Resources Limited  
Ramarro Resources Inc.  
Vector Energy Inc.  
Western Gas Marketing Limited**

**GH-6-89**

**Juillet 1990**

---

**Exportations de gaz naturel**

## Office national de l'énergie

---

### Motifs de décision

relativement à

### Esso Ressources Canada Limitée

Demande présentées aux termes de la partie I de *la Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant la modification de licences d'exportation de gaz naturel

et relativement à

CanStates Gas Marketing and  
Transco Energy Marketing Company  
FSC Resources Limited  
Ramarro Resources Inc.  
Vector Energy Inc.  
Western Gas Marketing Limited

Demandes présentées aux termes de la partie VI de *la Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant la modification de licences d'exportation de gaz naturel

**GH-6-89**

**juillet 1990**

© Ministre des Approvisionnements et Services  
Canada 1990

N° de cat. NE 22-1/1990-6F  
ISBN 0-662-96281-8

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  
473, rue Albert  
Ottawa (Canada )  
K1A 0E5  
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

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

Printed in Canada

# Table des matières

<b>Tableaux</b> .....	(iv)
<b>Figures</b> .....	(iv)
<b>Annexe</b> .....	(iv)
<b>Abréviations</b> .....	(v)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(xi)
<b>1. Demandes de licences d'exportation</b> .....	1
1.1 Introduction .....	1
1.2 Méthode axée sur les conditions du marché .....	2
1.2.1 Procédure de plainte .....	3
1.2.2 Évaluation des incidences de l'exportation .....	3
1.2.3 Analyse des avantages-coûts .....	3
1.2.4 Autres facteurs touchant l'intérêt public .....	4
1.2.4.1 Approvisionnement en gaz .....	4
1.2.4.2 Contrats de transport et de vente .....	5
1.3 Centrales de cogénération .....	5
1.4 Examen environnemental préalable (GHW-3-90) .....	7
<b>2. CanStates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company</b> .....	9
2.1 Résumé de la demande .....	9
2.2 Procédure de plainte .....	9
2.3 Évaluation des incidences de l'exportation .....	10
2.4 Approvisionnement en gaz .....	10
2.4.1 Contrats d'approvisionnement .....	10
2.4.2 Réserves .....	10
2.4.3 Capacité de production .....	12
2.5 Permis d'acheminement d'énergie .....	15
2.6 Marché .....	16
2.7 Arrangements contractuels .....	17
2.7.1 Transport .....	17
2.7.2 Contrat de vente de gaz .....	18
2.7.3 Contrats de vente d'énergie .....	19
2.7.4 Contrat de vente d'énergie thermique .....	20
2.8 Décision .....	21
<b>3. Esso Ressources Canada Limitée</b> .....	23
3.1 Résumé de la demande .....	23
3.2 Procédure de plainte .....	24
3.3 Évaluation des incidences de l'exportation .....	24
3.4 Approvisionnement en gaz .....	24
3.4.1 Contrats d'approvisionnement .....	24

3.4.2	Réserves	24
3.4.3	Capacité de production	26
3.5	Permis d'acheminement de l'énergie	29
3.6	Marché	29
3.7	Arrangements contractuels	31
3.7.1	Transport	31
3.7.2	Contrat de vente de gaz	32
3.8	Décision	35
<b>4.</b>	<b>FSC Resources Limited</b>	<b>37</b>
4.1	Résumé de la demande	37
4.2	Procédure de plainte	37
4.3	Évaluation des incidences de l'exportation	38
4.4	Approvisionnement en gaz	38
4.4.1	Contrats d'approvisionnement	38
4.5	Permis d'acheminement de l'énergie	39
4.6	Marché	39
4.7	Arrangements contractuels	41
4.7.1	Transport	41
4.7.2	Contrat de vente de gaz	42
4.7.3	Contrats de vente d'énergie	44
4.7.4	Contrats de vente d'énergie thermique	44
4.8	Décision	46
<b>5.</b>	<b>Ramarro Resources Inc.</b>	<b>48</b>
5.1	Résumé de la demande	48
5.2	Procédure de plainte	48
5.3	Évaluation des incidences de l'exportation	48
5.4	Approvisionnement en gaz	49
5.4.1	Contrats d'approvisionnement	49
5.4.2	Réserves	49
5.4.3	Capacité de production	50
5.5	Permis d'acheminement de l'énergie	50
5.6	Marché	51
5.7	Arrangements contractuels	51
5.7.1	Transport	51
5.7.2	Contrat de vente de gaz	52
5.7.3	Contrat de vente d'énergie	53
5.7.4	Contrat de vente d'énergie thermique	53
5.8	Décision	54
<b>6.</b>	<b>Vector Energy Inc.</b>	<b>56</b>
6.1	Résumé de la demande	56
6.2	Procédure de plainte	57
6.3	Évaluation des incidences de l'exportation	57
6.4	Approvisionnement en gaz	57
6.4.1	Contrats d'approvisionnement	57
6.4.2	Réserves	57
6.4.3	Capacité de production	58
6.5	Permis d'acheminement de l'énergie	59

6.6	Marché	59
6.7	Arrangements contractuels	60
6.7.1	Transport	60
6.7.2	Contrat de vente de gaz	61
6.7.3	Contrats de mandat	62
6.7.4	Contrat de vente d'énergie	62
6.7.5	Contrat de vente d'énergie thermique	62
6.8	Décision	63
<b>7.</b>	<b>Western Gas Marketing Limited</b>	<b>65</b>
7.1	Résumé de la demande	65
7.2	Procédure de plainte	65
7.3	Évaluation des incidences de l'exportation	66
7.4	Approvisionnement en gaz	66
7.4.1	Réserves et contrats d'approvisionnement	66
7.4.2	Capacité de production	70
7.5	Permis d'acheminement de l'énergie	74
7.6	Marché	74
7.7	Arrangements contractuels	75
7.7.1	Transport	75
7.7.2	Contrat de vente de gaz	75
7.8	Décision	77
<b>8.</b>	<b>Décision</b>	<b>79</b>

## Tableaux

1-1	Sommaire des demandes de licences d'exportation GH-6-89 . . . . .	2
1-2	Projets de cogénération pour lesquels des demandes de licences d'exportation ont été déposées . . . . .	6
2-1	Comparaison des estimations des réserves restantes de gaz commercialisable de CanStates avec le volume global demandé $10^6\text{m}^3$ (Bcf) . . . . .	11
3-1	Comparaison des estimations d'Esso quant aux réserves restantes de gaz commercialisable avec le volume global demandé $10^6\text{m}^3$ (Bcf) . . . . .	25
5-1	Comparaison des estimations des réserves restantes de gaz commercialisable de Ramarro avec le volume demandé $10^6\text{m}^3$ (Bcf) . . . . .	49
6-1	Comparaison des estimations des réserves restantes de gaz commercialisable de Vector avec le volume global demandé $10^6\text{m}^3$ (Bcf) . . . . .	58
7-1	Comparaison des estimations des réserves restantes de gaz commercialisable de WGML avec le volume demandé $10^9\text{m}^3$ (Tcf) . . . . .	66
7-2	Estimation de WGML des réserves restantes dans un scénario de résiliation de contrat <sup>1</sup> . .	71

## Figures

2-1	Comparaison des estimations de CanStates et de l'ONE relatives à la capacité de production (Besoins selon un facteur de charge de 100 %) . . . . .	14
2-2	Comparaison des estimations de CanStates et de l'ONE relatives de la capacité de production annuelle (Les besoins reflètent les facteurs de charge anticipés) . . . . .	14
3-1	Comparaison des estimations d'Esso et de l'ONE de la capacité de production annuelle . .	28
5-1	Comparaison des estimations de Ramarro et de l'ONE de la capacité de production annuelle . . . . .	51
6-1	Comparaison des estimations de Vector et de l'ONE de la capacité de production annuelle . . . . .	58
7-1	Comparaison entre les estimations de WGML et de l'ONE de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation . . . . .	73
7-2	Comparaison entre les estimations de WGML et de l'ONE de la capacité de production annuelle par rapport aux exportations existantes de WGML et aux besoins renouvelés pour l'intérieur du pays . . . . .	73
7-3	Comparaison de l'évaluation de l'ONE de la capacité de production annuelle de WGML après résiliation des contrats avec les besoins de WGML non renouvelés . . . . .	73

## Annexe

I	Modalités et version modifiée des licences qui seront délivrées . . . . .	80
---	---	----

## Abréviations

A&S	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
Adirondack	Adirondack Power, Inc.
Altreso	Altresco, Inc.
ANR	ANR Pipeline Company
APLP	Altresco Pittsfield, L.P.
Aqualon	Aqualon Company
Beekmantown	Beekmantown Agri-Business Park, Inc.
Berkshire	Berkshire Gas Company
BG&E	Baltimore Gas & Electric Company
Canadian Pioneer	Canadian Pioneer Energy Inc.
CanStates	CanStates Gas Marketing
CanStates/TEMCO	CanStates Gas Marketing and Transco Energy Marketing Company
CNG	CNG Transmission Corporation
Columbia	Columbia Gas Transmission Corporation
Commonwealth Gas Pipeline	Commonwealth Gas Pipeline Corporation
Commonwealth Gas Services	Commonwealth Gas Services Company
Contrat collectif	Contrat collectif et corrigé, daté du 24 juin 1988, visant la vente et l'achat de gaz naturel et conclu entre Vector, les sept producteurs et Altresco Inc. à titre de mandataire pour APLP
Consumers' Gas	Consumers' Gas Company Ltd.
Décret PEEE	Décret sur les lignes directrices visant l'examen et l'évaluation en matière d'environnement
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis)
EIE	Évaluation des incidences de l'exportation



Elizabethtown	Elizabethtown Gas Company
EME	Energy Marketing Exchange, Inc.
Empire	Empire Power, Innc.
Esso	Esso Ressources Canada Limitée
Falcon Canada	Falcon Seaboard Canada, Limited
Falcon Gas	Falcon Seaboard Gas Company
Falcon Power	Falcon Seabord Power Corporation
Falcon Resources	Falcon Seaboard Resources, Inc.
FCA	Facteur de charge applicable
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
FSC	FSC Resources Limited
GECC	General Electric Capital Corporation
General Electric	General Electric Company
Georgia-Pacific	Georgia-Pacific Corporation
GJ	gigajoule(s)
Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Company
ha	hectare(s)
HCLP	Hopewell Cogeneration Limited Partnership
IA	Installation admissible de cogénération
Imperial	C&A Imperial Wallcoverings, Inc.
JCP&L	Jersey Central Power and Light Company
Kamine Milford	Kamine Milford Limited Partnership
La Commission	Commission des services publics de l'État de New-York
LILCO	Long Island Lighting Company
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie

m <sup>3</sup> /j	mètres cubes par jour
MLC	MLC Oil and Gas Ltd.
MMBtu	million de British thermal unit
MMcf	million de pieds cubes
MMMcf/j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MW.h	mégawatt-heure
National Fuel	National Fuel Gas Supply Corp.
OCREA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office	Office national de l'énergie
ONE	Office national de l'énergie
NEES	New England Electric System
NEP	New England Power Corporation
NEPEX	New England Power Exchange
NEPOOL	New England Power Pool
North Country	North Country Pipeline Corporation
Norwest	Norwest Oil & Gas Corp.
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NuGas	NuGas Ltd.
NYSDEC	New York State Department of Environmental Conservation
NYSEG	N.Y. State Electric & Gas Company
NYSPSC	New York State Public Service Commission
Opinac	Opinac Exploration Limited
Panhandle	Panhandle Eastern Pipeline Company
PJ	pétajoule

PMCEC	Prix du marché captif dans l'est du Canada
PMPG	Prix moyen pondéré du gaz
ProGas	ProGas Limited
PSE&G	Public Service Electric & Gas Company
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act of 1978
PVMP	Prix de vente moyen pondéré
QCJ	Quantité contractuelle journalière
RR/P	rapport réserves restantes/production
Ramarro	Ramarro Resources Inc.
Ranchmen's	Ranchmen's Resources Ltd.
Riegel Products	Riegel Products Corporation
Rife	Rife Resources Ltd.
Saranac	Saranac Energy Company, Inc.
SLD	Société locale de distribution
SG	Service garanti
Signalta	Signalta Resources Ltd.
Southeastern	Southeastern Michigan Gas Company
Sulpetro	Sulpetro Limited
TEMCO	Transco Energy Marketing Company
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
Total Petroleum	Total Petroleum Canada Ltd.
TransCanada	TransCanada PipeLine Limitée
Transco	TransContinental Gas Pipe Line Corporation
TransGas	TransGas Limited
U.S.A.	États-Unis

Ulster	Ulster Petroleum Ltd. Union Gas Limited
VAA	Volume annuel d'amorçage
VCJ	Volume contractuel journalier
Vector	Vector Energy Inc.
VEPCO	Virginia Electric and Power Company
Wainoco	Wainoco Oil Corporation
WGML	Western Gas Marketing Limited

## Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la réglementation qui en découle;

RELATIVEMENT À une demande qui a été déposée auprès de l'Office national de l'énergie ("l'Office") au dossier n<sup>o</sup> ER 7200-C280-1, datée du 31 août 1989, faite par CanStates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company pour l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel en vertu de la partie VI de la Loi;

RELATIVEMENT À une demande qui a été déposée auprès de l'Office au dossier n<sup>o</sup> ER 7200-E14-3-2, datée du 27 novembre 1989, faite par Esso Ressources Canada Limitée pour une ordonnance de modification de la licence n<sup>o</sup> GL-82 en vertu de la partie I de la Loi et de cession de la licence d'Esso Ressources Canada Limitée à Esso Ressources Canada Limitée et Transco Energy Marketing Company;

RELATIVEMENT À d'une demande qui a été déposée auprès de l'Office au dossier n<sup>o</sup> ER 7200-F58-1, datée du 15 février 1989, dans sa version modifiée, faite par FSC Resources Limited pour l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel en vertu de la partie VI de la Loi;

RELATIVEMENT À une demande qui a été déposée auprès de l'Office au dossier n<sup>o</sup> ER 7200-R55-1, datée du 28 juillet 1989, dans sa version modifiée, par Ramarro Resources Inc. pour l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel en vertu de la partie VI de la Loi;

RELATIVEMENT À une demande qui a été déposée auprès de l'Office au dossier n<sup>o</sup> ER 7200-V6-1, datée du 9 décembre 1989, dans sa version modifiée, faite par Vector Energy Inc., à titre de mandataire pour Canadian Pioneer Energy Inc., Norwest Oil & Gas Corp., Opinac Exploration Limited, Ranchmen's Resources Ltd., Total Petroleum Canada Ltd., Ulster Petroleums Ltd. et Wainoco Oil Corporation, pour l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel en vertu de la partie VI de la Loi;

RELATIVEMENT À une demande, datée du 25 septembre 1989, faite par Western Gas Marketing Limited pour l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel en vertu de la partie VI de la Loi qui a été déposée auprès de l'Office au dossier n<sup>o</sup> 7200-W35-5;

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience n<sup>o</sup> GH-6-89, dans sa version modifiée.

ENTENDU à Calgary, Alberta le 19, 20, et 21 mars 1990.

DEVANT:

R.B. Horner, Q.C.  
A. Côté-Verhaaf  
D.B. Smith

Membre président  
Membre  
Membre

COMPARUTIONS:

S. Carscallen J.W. Ebert D. Glen P. Ogen	CanStates Gas Marketing Transco Energy Marketing Company
J.B. Ballem, Q.C.	Esso Ressources Canada Ltée
S.H. Lockwood	FSC Resources Limited
W. Murray Smith	Ramarro Resources Inc.
P.J. McIntyre R.B. Branda	Vector Energy Inc.
M.J. Samuel	Western Gas Marketing Limited
P.L. Fournier	L'Association pétrolière du Canada
R.G. De Wolf	L'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
A. Fradsham N.W. Boutillier	Alberta & Southern Gas Co. Ltd.
T.M. Hughes	Altresco Inc.
P.J. McIntyre	Amerada Minerals Corporation of Canada
W. Moreland	La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
P. Budd	Boundary Gas, Inc.
H.T. Soudek	Consumers' Gas Company Ltd.
B. Watson	Husky Oil Operations Ltd.
J. Hopwood, Q.C.	Tennessee Gas Pipeline Company
D.A. Dawson	NOVA Corporation of Alberta
J. Burke-Robertson	Pan-Alberta Gas Ltd.
J.M. Murray	TransCanada PipeLines Limitée
G. Cameron	Union Gas Limited
S.F. McAllister	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
J.A. Vockeroth	L'Office national de l'énergie

# Chapitre 1

## Demandes de licences d'exportation

---

### 1.1 Introduction

Pendant l'audience GH-6-89, l'Office national de l'énergie (l'Office") a reçu cinq demandes déposées en vertu de l'article 117 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("la Loi") en vue d'obtenir l'autorisation d'exporter du gaz naturel, et une demande de modification et de cession d'une licence existante déposée en vertu du paragraphe 21 de la Loi. Ces demandes ont été déposées par les compagnies suivantes :

1. CanStates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company, à titre de demandeurs communs ("CanStates/TEMCO");
2. Esso Ressources Canada Limitée ("Esso");
3. FSC Resources Limited ("FSC");
4. Ramarro Resourcs Inc. ("Ramarro");
5. Vector Energy Inc. ("Vector"); et
6. Western Gas Marketing Limited ("WGML").

Les modalités des nouvelles licences ou des licences modifiées ayant fait l'objet des demandes ou entendues à l'audience GH-6-89 ont été résumées au tableau 1-1.

## Tableau 1-1

### Sommaire des demandes de licences d'exportation GH-6-89

Demandeur (Type de la demande)	Acheteur (type de marché)	Period d'exportation	Point d'exportation	Quantités Max. demandés		
				Journ. 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (MMcf)	Ann. 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (Bcf)	Période 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (Bcf)
1. CanStates/TEMCO (nouv. lic.)	TEMCO (centr. de cogénér.)	1 nov. 1990 au 31 oct. 2005	Niagara Falls (Ontario)	1 371,1 (48,4)	500,4 (17,7)	7 095,3 (250,5)
2. Esso (modif. GL-82)	TEMCO (approv. du réseau)	Proroger la période de la lic. GL-82 du 1 <sup>er</sup> nov. 1991 au 31 oct. 2002	Niagara Falls (Ontario)	2 125,0 (75,0)	775,6 (27,4)	9 152,4 <sup>(a)</sup> (323,1)
3. FSC (nouv. lic.)	Falcon Gas (centr. de cogénér.)	15 ans commençant 1er mars 1991	Napierville (Québec)	1 530,0 (54,0)	558,5 (19,7)	8 376,8 (295,7)
4. Ramarro (nouv. lic.)	EME (inst. de cogénér.)	1 <sup>er</sup> nov. 1990 au 31 oct. 2005	Niagara Falls (Ontario)	169,0 (6,0)	61,7 (2,2)	936,1 (33,0)
5. Vector (nouv. lic.)	APLP (inst. de cogénér.)	1 <sup>er</sup> juillet 1990 au 30 nov. 2005	Niagara Falls (Ontario)	1 033,9 (36,5)	377,6 (13,3)	5 823,3 (205,6)
6. WGML (nouv. lic.)	Southeastern (approv. du réseau)	15 ans commençant 18 Aug. 1990	Emerson (Manitoba)	424,9 (15,0)	155,5 (5,5)	2 332,8 (82,4)

a) Esso a fait une demande d'augmentation du volume global autorisé de 9 152,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (323,1 Bcf), pour passer de 4 653,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (164,3 Bcf) à 13 806,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (487,4 Bcf). Pour la période allant du 1er novembre 1990 au 31 octobre 2002, Esso a fait la demande pour une quantité globale de 9 307,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (328,6 Bcf) qui comprend la quantité de 155,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (5,5 Bcf) déjà autorisée en vertu de la licence no. GL-82 pour la période du 1er novembre 1990 au 31 octobre 1991. (C'est-à-dire, 9 307,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (328,6 Bcf) moins 155,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (5,5 Bcf) égale 9 152,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (323,1 Bcf).

## 1.2 Méthode axée sur les conditions du marché

L'Office, en examinant les demandes de licences d'exportation, doit prendre en considération les exigences de l'article 118 de la Loi stipulant que l'Office a un droit de regard sur tous les éléments qui lui semblent pertinents. Plus particulièrement, l'Office doit s'assurer que la quantité de gaz qui sera exportée ne dépasse pas les excédents qui, toutes proportions gardées, ont été accumulés pour les besoins raisonnablement prévisibles du Canada, en tenant compte des tendances des découvertes.

Afin de respecter les exigences de l'article 118 de la Loi, l'Office utilise la méthode axée sur les conditions du marché. L'examen effectué selon cette méthode est général et s'applique à toutes les demandes de licences d'exportation qui ont été entendues pendant l'audience GH-6-89.

La méthode axée sur les conditions du marché examine les éléments suivants :

- les plaintes, s'il y en a, déposées en respectant la procédure de plainte;
- une évaluation des incidences de l'exportation (EIE); et
- tout autre facteur que l'Office juge être relié à sa définition de l'intérêt public.



### **1.2.1 Procédure de plainte**

Si les utilisateurs canadiens n'ont pas obtenu, par contrat, des fournitures additionnelles de gaz selon des modalités, y compris le prix, semblables à celles du projet d'exportation, ils peuvent déposer une plainte auprès de l'Office. Cette disposition de la méthode axée sur les conditions du marché permet aux utilisateurs canadiens de s'opposer, à ce titre, à toute demande d'exportation.

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

L'objectif de l'EIE est d'aider l'Office à déterminer si les exportations proposées peuvent causer des problèmes aux Canadiens pour répondre à leurs futurs besoins énergétiques à des prix équitables sur le marché. Au début, lorsque l'on a instauré la méthode axée sur les conditions du marché, chaque demandeur d'une licence d'exportation a dû déposer une EIE pour évaluer la capacité des producteurs de gaz naturel canadiens à répondre aux besoins en gaz intérieurs et à l'exportation, les incidences de l'exportation proposée sur l'approvisionnement, la demande et les prix du gaz naturel au pays, et la capacité des marchés canadiens de l'énergie de s'adapter sans difficulté à ces changements.

À la suite d'une révision, menée à l'automne 1989, des besoins cités dans les EIE, l'Office a décidé que tout en maintenant l'EIE en tant que partie de la méthode axée sur les conditions du marché, il effectuerait sa propre évaluation qui ne serait plus limitée à des projets en particulier. Les demandeurs ont maintenant la possibilité d'utiliser l'analyse de l'Office ou d'en préparer une eux-même et de la soumettre comme base d'analyse pour découvrir si les exportations proposées entraînent des problèmes d'ajustement des marchés de l'énergie au Canada.

Par conséquent, on a ordonné à chaque demandeur à l'audience GH-6-89 d'informer l'Office, et les parties intéressées, s'il avait l'intention de s'appuyer sur la plus récente EIE de l'Office ou sur la sienne.

### **1.2.3 Analyse des avantages-coûts**

L'analyse des avantages-coûts était une composante de la méthode axée sur les conditions du marché utilisée pour déterminer si les avantages d'une exportation proposée peuvent éventuellement récupérer tous les coûts correspondants au Canada, y compris les coûts marginaux de production et de transport du gaz. Un certain nombre de points d'interrogation en ce qui concerne la méthode des avantages-coûts et la pertinence d'utiliser cette analyse pour déterminer l'intérêt public par rapport aux exportations proposées, ont été soulevés principalement par les producteurs, les gouvernements des provinces exportatrices et les importateurs américains. En réponse, à la suite de l'ordonnance d'audience GHW-4-89, l'Office a tenu une audience écrite sur la convenance d'appliquer l'analyse des avantages-coûts à des demandes de licences d'exportation. À la suite de l'examen de toutes les dépositions écrites, l'Office est arrivé à la conclusion qu'il n'utiliserait plus l'analyse des avantages-coûts comme facteur déterminant dans l'attribution des licences d'exportation de gaz naturel.

Dans une lettre datée du 15 mars 1990, l'Office informait toutes les parties à l'audience GH-6-89 de sa décision et indiquait que les demandeurs n'étaient plus dans l'obligation de fournir la preuve d'avantages sociaux nets et que, par conséquent, l'analyse des avantages-coûts ne serait plus un élément de l'audience GH-6-89.

## **1.2.4 Autres facteurs touchant l'intérêt public**

### **1.2.4.1 Approvisionnement en gaz**

L'Office a entrepris l'examen des contrats d'approvisionnement en gaz des demandeurs dans le but de déterminer si les exportations proposées sont dans l'intérêt des Canadiens.

Dans son évaluation des fournitures de gaz, l'Office a examiné la capacité des réserves et la capacité de production afin de déterminer si elles sont aptes à soutenir les demandes d'exportation.

Chaque demandeur a fourni une estimation des réserves établies restantes pour les chantiers à partir desquels il prévoit produire le gaz pour le projet d'exportation. L'Office a effectué des analyses géologiques et techniques de l'approvisionnement en gaz de chaque demandeur afin d'élaborer sa propre évaluation des réserves de gaz commercialisable du demandeur.

Dans son évaluation des réserves de gaz, l'Office a utilisé sa banque données sur les réserves de gaz qui est mise à jour de manière permanente. L'évaluation des réserves de gaz comprend un contrôle de la nomenclature dans le but d'effectuer des corrélations, des études volumétriques des nouveaux gisements, le réexamen des gisements en préparation et l'analyse des gisements en exploitation qui comprend la revue des données sur la production et sur la pression. On a également effectué une révision et une évaluation des statuts de propriété et des statuts contractuels de tous les gisements compris dans chaque demande d'exportation.

La méthode utilisée par l'Office pour l'attribution des réserves des gisements à puits unique est fondée sur des études globales du rendement et du drainage de ces gisements. Les résultats de ce travail ont été regroupés par formation et par région en Alberta. L'étude a révélé une variation considérable dans les aires de drainage, par région et par formation, les sables de Mannville ayant la plus petite étendue areale. L'Office a en général adopté ces résultats mais il les applique avec beaucoup de circonspection et uniquement à titre d'indication. Dans les cas où les données géologiques ou autres qui sont disponibles démontrent que les indications ne sont pas appropriées, des ajustements quant aux attributions des superficies se reflètent dans les évaluations de l'Office. L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCREA) a également effectué une étude des gisements à puits unique et a adopté une méthode d'attribution des superficies semblable à celles de l'Office.

La méthode de l'Office pour attribuer des réserves à un puits exploitant un nouveau gisement et la prise en considération d'une valorisation possible des réserves est conforme à la définition de réserves établies. Cette définition fait référence à des réserves confirmées par le forage, les essais ou l'exploitation, en plus de la partie présumée des réserves évaluée avec une certitude raisonnable grâce à des analyses géologiques, géophysiques ou autres. Aux endroits où l'Office a des preuves géologiques ou autres suggérant que des superficies plus grandes sont garanties, les réserves attribuées au puits exploitant un nouveau gisement comprendra une estimation de la valorisation. Une partie de la région serait généralement classée dans les réserves probables et actualisée par un coefficient de risque. De plus, l'Office prend en considération des réserves potentielles lorsque le demandeur fournit la preuve qu'il détiendra une participation dans ces réserves.

Les estimations des réserves présentées par les demandeurs se rapportent à des gisements spécifiques répartis dans la plupart des régions et des zones en Alberta, et pour quelques gisements en Saskatchewan. La dimension des gisements varie de petits gisements à puits unique, à de très grands gisements établis. Généralement, les grands gisements ont tendance à être déjà en exploitation depuis longtemps, alors que souvent l'exploitation des gisements à puits unique, n'a pas encore commencé.

En examinant les réserves de gaz commercialisable, l'Office a évalué le nombre, la dimension et la répartition des gisements pour lesquels chaque demandeur avait déposé des estimations des réserves. Dans certains cas, il y a une différence entre le calcul des gisements de l'Office et celui des demandeurs parce que l'Office réunissait ou séparait des gisements en se fondant sur son interprétation des données reçues des réservoirs. Toutes les références aux calculs des gisements dans les chapitres suivants, se fondent sur l'analyse de l'Office.

Les estimations des réserves de l'Office, jointes aux données sur la productibilité de base pour chaque gisement dont les estimations des réserves ont été soumises par un demandeur, ont été utilisées pour préparer les prévisions de la capacité de production. Les prévisions de la capacité de production sont généralement rajustées pour refléter les besoins en gaz prévus d'un requérant. La capacité de production rajustée est la capacité de production estimée à n'importe quel moment, en reportant pour une utilisation ultérieure la capacité de production provenant d'un excédent antérieur de la capacité de production sur la production. Les besoins présentés pour chaque demandeur compris dans les statistiques sur la capacité de production sont calculés selon un facteur de charge de 100 pour cent et peuvent donc dépasser, jusqu'à un certain point, les besoins en d'approvisionnement réels de chaque demandeur.

#### **1.2.4.2 Contrats de transport et de vente**

L'Office effectue un examen des contrats de transport et des contrats de vente de gaz dans le but de déterminer si les exportations proposées sont dans l'intérêt public du Canada. L'examen que l'Office effectue de ces arrangements commerciaux lui fait tenir compte des éléments suivants:

- les engagements contractuels d'approvisionnement en gaz en vigueur dans la province de production;
- les arrangements pour le transport en amont et en aval;
- les obligations contractuelles prises entre le vendeur canadien et l'acheteur américain; et
- les arrangements de revente du point de vente à la frontière, si ces arrangements peuvent influencer ou toucher l'entente de vente internationale.

L'Office examine les contrats de vente de gaz conclus entre le vendeur canadien et l'acheteur américain pour déterminer si les contrats:

- récupèrent les coûts correspondants de transport intraprovinciaux et interprovinciaux;
- dureront vraisemblablement pendant la durée de la période d'application;
- assurent que les volumes sous contrat seront achetés; et
- ont l'appui des producteurs canadiens fournissant du gaz au projet d'exportation.

### **1.3 Centrales de cogénération**

Quatre des six demandes de licences d'exportation visent la fourniture à des installations de cogénération.<sup>1</sup> La FSC a fait la demande pour exporter du gaz à trois centrales de cogénération, chacune d'elles avec ses propres contrats d'achat d'énergie et de vente de vapeur. Le tableau 1-2 identifie les projets de cogénération pour lesquels on a déposé des demandes de licence d'exportation.

---

<sup>1</sup> Une centrale de coérogénération est définie comme une installation qui produit "de l'énergie électrique et des formes d'énergie thermique utiles (comme la chaleur ou la vapeur), utilisées pour des fins industrielles, commerciales, de chauffage ou de refroidissement, en vue d'un usage régulier d'énergie". 18 CY.R.s.292.202 (c) (1980)

Dans chaque cas, la centrale de cogénération proposée mettrait à profit la technologie du cycle combiné, utilisant une turbine à combustion et une génératrice électrique à turbine à vapeur pour améliorer l'efficacité de conversion. La réglementation émise en vertu de la *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978* (U.S.A.) ("PURPA") exige qu'une installation de cogénération admissible ("IA"), afin de conserver son statut, ait une puissance calorifique, tel que de la vapeur de traitement, excédant de cinq pour cent la puissance énergétique totale de l'usine. En outre, la somme de l'énergie électrique totale et de la moitié de la puissance énergétique calorifique doit dépasser de 45 pour cent l'énergie consommée (42,5 pour cent si la puissance calorifique est supérieure à 15 pour cent). L'incapacité pour l'usine d'atteindre le rendement exigé par la PURPA pourrait entraîner la perte du statut IA.

**Tableau 1-2**

**Projets de cogénération pour lesquels des demandes de licences d'exportation ont été déposées**

<b>Demandeur</b>	<b>Projet de cogénération Capacité (MW)</b>	<b>Client d'électricité</b>	<b>Client de vapeur</b>	<b>Volumes annuels de gaz (Bcf/année)</b>
CanStates/TEMCO	HCLP (356)	Virginia Power	Aqualon	17.7
FSC	Adirondack (80)	NYSEG	Imperial	)
	Empire (80)	NYSEG	Beekmantown (3 utilisateurs de vapeur)	) 20.0 ) )
	Saranac (80)	NYSEG	Georgia-Pacific	)
Ramarro	Kamine Milford (35)	JCP&L	Riegel Products	2.2
Vector	APLP (160)	NEP	General Electric	13.3
Total de tous les projets	791 MW			53.2 Bcf/année

Un autre critère nécessaire au maintien du statut IA, est que la propriété d'un service public d'électricité dans une IA n'excède pas 50 pour cent.

La réglementation de la PURPA exige que les services publics d'électricité achètent toute l'électricité générée par une IA et, sauf s'il existe une entente entre l'entreprise de services publics et la IA, paient la IA moins que le total du coût évitable de production d'électricité.

Les propriétaires d'une IA et les services publics d'électricité peuvent faire d'autres arrangements en vertu desquels une entreprise de services publics pourrait exploiter une centrale de cogénération par intervalles.<sup>1</sup>

Si le statut IA se perdait, il semblerait qu'aucune disposition de la PURPA, ou de toute réglementation applicable, n'interdirait à la centrale de cogénération d'obtenir son statut à nouveau dès qu'elle se conformera aux critères de qualification.

#### **1.4 Examen environnemental préalable (GHW-3-90)**

Le 8 février 1990, le ministre d'Énergie, Mines et Ressources, l'honorable Jake Epp, a écrit à l'Office lui demandant d'éclaircir la manière avec laquelle l'Office respecte ou respecterait le *Décret sur les lignes directrices visant l'examen et l'évaluation en matière d'environnement* (le décret PEEE") dans sa prise de décision relative à la délivrance de licences d'exportation de gaz naturel. Dans sa réponse au ministre, le président de l'Office a déclaré, que conformément au décret PEEE, l'Office établirait une procédure d'examen des effets éventuels des projets d'exportation sur l'environnement qui doivent être entendus par l'Office au cours de l'audience GH-6-89. Les buts de l'examen environnemental préalable étaient d'aider l'Office à se soumettre à une des conclusions requises à l'article 12 du décret PEEE. A cette fin, l'Office a tenu une audience écrite, à la suite de l'ordonnance d'audience GWH-3-90, au cours de laquelle elle a pris en considération les dépositions des demandeurs de l'audience GH-6-89 de même que les dépositions provenant de toutes les parties intéressées à l'audience.

Les demandeurs ont déposé auprès de l'Office des renseignements sur l'environnement concernant les effets éventuels des propositions et les incidences sociales directement reliées à ceux-ci, y compris toutes les incidences à l'extérieur du Canada.

On a signifié aux parties intéressées des dépositions écrites des requérants à l'audience GH-6-89 et on leur a donné la possibilité de soumettre leur point de vue écrit sur les questions abordées dans ces dépositions. On a alors offert aux requérants la possibilité de répondre aux dépositions écrites des parties intéressées.

L'Office a terminé son examen environnemental préalable et a conclu que les effets potentiellement nocifs pour l'environnement, et les incidences sociales qui leur sont directement reliées, qui pourraient être causés par les demandes d'exportation de Esso, FSC, Ramarro, Vector et WGML, sont insignifiants ou peuvent s'atténuer grâce à la technologie existante.

L'Office est arrivé aux conclusions suivantes en ce qui a trait aux effets environnementaux et aux effets sociaux directement liés aux effets environnementaux que pourraient avoir la demande d'exportation présentée par CanStates/TEMCO:

- a) relativement aux activités en amont au Canada et au transport du gaz, ainsi qu'à l'utilisation ultime en aval aux États-Unis - les effets seraient négligeables ou atténuables à l'aide de techniques connues; et

---

<sup>1</sup> L'exploitation par intervalles permet à une entreprise de services publics d'électricité de contrôler et de programmer la production d'électricité d'une IA.

b) en ce qui a trait aux nouvelles installations de transport du gaz à construire sur le réseau de TransCanada - les effets ne sont pas entièrement connus; la question est à l'étude actuellement dans l'audience tenue conformément à l'ordonnance GH-5-89.

# Chapitre 2

## CanStates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company

---

### 2.1 Résumé de la demande

CanStates/TEMCO ont fait une demande commune datée du 31 août 1989, dans sa version modifiée, en vertu de la partie VI de la Loi, visant l'obtention d'une nouvelle licence d'exportation de gaz à Niagara Falls en Ontario, selon les modalités suivantes:

Période d'application - 15 ans commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1990

Quantité journalière maximale - 1 371,1 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>(48,4 MMcf)

Quantité annuelle maximale - 500,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>(17,7 Bcf)

Quantité totale maximale - 7 095,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>(250,5 Bcf)

En outre, les requérants ont fait la demande pour une condition à la licence qui leur donnerait le droit d'augmenter les quantités journalières et annuelles jusqu'à cinq et dix pour cent, respectivement, afin de compenser pour les écarts dans les mesures et les pertes non comptabilisées. Les requérants ont également fait la demande pour obtenir le droit d'exporter, pendant la période d'application restante de la licence, tous les volumes autorisés qui ne sont pas exportés pendant une année soumise aux restrictions de volumes journaliers et annuels.

CanStates est une société dont les associés sont GasTrade Inc. et CanStates Energy. CanStates Energy est elle-même constituée des compagnies Rankin Petroleum Marketing Ltd. et Polysar Hydrocarbons Ltd. TEMCO, une filiale de Transco Energy Services Company, offre différents services du gaz.

Le gaz que l'on propose d'exporter serait acheté de 13 sociétés en Alberta et serait transporté grâce aux réseaux de la NOVA Corporation d'Alberta ("NOVA") et de TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada") jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario. À partir de la frontière, le gaz serait transporté par les réseaux de la National Fuel Gas Supply Corp. ("National Fuel"), y compris la capacité sur les réseaux de la Niagara Spur of Tennessee Gas Pipeline Company ("Tennessee"), de la TransContinental Gas PipeLine Corporation ("Transco"), de la Commonwealth Gas Pipeline Corporation ("Commonwealth Gas Pipeline") et de la Commonwealth Gas Services Company ("Commonwealth Gas Services") pour être enfin livré à Hopewell Cogeneration Limited Partnership ("HCLP") pour son installation de cogénération près de Hopewell en Virginie. Dans l'éventualité où le gaz ne serait pas livré à la centrale de Hopewell, il pourrait être acheminé à d'autres marchés de TEMCO.

La puissance utile de la centrale sera vendue à la Virginia Electric and Power Company ("Virginia Power") et la vapeur sera vendue à l'Aqualon Company ("Aqualon").

### 2.2 Procédure de plainte

La procédure de plainte donne la possibilité aux utilisateurs canadiens de s'opposer à toute exportation proposée, s'ils ne peuvent pas obtenir par contrat des approvisionnements supplémentaires de gaz à des

conditions semblables, notamment en ce qui concerne le prix, à celles prévues dans la proposition d'exportation.

Aucune plainte n'a été reçue relativement à la proposition d'exportation de CanStates/TEMCO.

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

CanStates/TEMCO ont choisi de s'appuyer sur la plus récente EIE de l'Office. En se fondant sur cette évaluation les volumes qui ont fait l'objet d'une demande d'exportation auraient peu d'incidences sur la production, la consommation et les prix du gaz au Canada et les utilisateurs canadiens d'énergie n'auraient aucune difficulté à satisfaire à leurs besoins futurs en matière d'énergie en raison des exportations proposées.

## **2.4 Approvisionnement en gaz**

### **2.4.1 Contrats d'approvisionnement**

CanStates a signé des contrats d'achat de gaz d'une période de 15 ans avec 13 producteurs, soit: Bounty Developments Ltd., Coho Resources Limited, Enron Oil Canada Ltd., MLC Oil and Gas Ltd. ("MLC"), NuGas Ltd. ("NuGas"), Paramount Resources Limited, Passburg Petroleums Limited, Phillips Petroleum Canada Ltd., Polaris Petroleums Ltd., Rife Resources Ltd. ("Rife"), Signalta Resources Limited ("Signalta"), Solex Energy Ltd., et Wellore Energy Inc.

Selon les modalités des contrats, chaque producteur a alloué des terrains spécifiques à CanStates. Ces terrains sont situés dans 12 régions en Alberta et une région en Saskatchewan. Quatre producteurs (NuGas, MLC, Rife et Signalta) se sont également engagés à fournir des réserves supplémentaires d'ici le 1<sup>er</sup> avril 1990, en vertu de contrats d'exploitation séparés avec CanStates.

Les fournitures de gaz sous contrat seront utilisées pour satisfaire deux besoins de vente. En plus des besoins de TEMCO ayant fait l'objet de la demande, CanStates est obligé par contrat de fournir jusqu'à 850,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (30,0 MMcf/j) pendant 15 ans à l'Alberta et à Southern Gas Co. Ltd. ("A&S") en vertu d'une entente de vente séparée. CanStates a déclaré que si l'approvisionnement en gaz venait à diminuer, il serait acheminé en priorité à A&S.

### **2.4.2 Réserves**

Le tableau 2-1 démontre que l'évaluation de l'Office des réserves restantes de gaz commercialisable engagées sous contrat sont de 17 pour cent inférieures à l'évaluation de CanStates, mais dépasse de 28 pour cent le volume demandé.



## Tableau 2-1

### Comparaison des estimations des réserves restantes de gaz commercialisable de CanStates avec le volume global demandé 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (Bcf)

CanStates <sup>1</sup>	NEB <sup>2</sup>	Volume faisant l'objet d'une demande <sup>3</sup>
10 954 (387)	9 100 (321)	7 096 (250)

Bien que l'estimation de l'Office des réserves dépasse les volumes visés par la demande, l'Office constate que lorsque les volumes d'A&S sont également pris en considération, les besoins combinés sont supérieurs à l'estimation des réserves de l'Office. L'estimation des réserves de CanStates comprend les réserves établies et les réserves de développement. Les réserves de développement sont les réserves potentielles situées sur des terrains n'ayant pas encore été forés qui appartiennent par contrat à CanStates. L'estimation des réserves de CanStates comprend 9 999,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (353,0 Bcf) de réserves établies et 955,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (33,7 Bcf) de réserves de développement.

La demande d'exportation de CanStates/TEMCO englobait les estimations de réserves potentielles sur des terrains appartenant à quatre producteurs de CanStates. L'analyse de l'Office de ces réserves potentielles, actualisées par un coefficient de risque d'exploration, s'est traduit à l'origine par des estimations semblables à celles soumises par CanStates. Cependant, par la suite, CanStates/TEMCO ont modifié leur demande d'exportation afin de refléter les résultats de récents forages et ont ainsi ajouté une estimation non actualisée des réserves pour les terrains de NuGas classés parmi les réserves établies. L'Office n'a pas accès à tous les résultats de forages récents et a donc continué d'appliquer le coefficient de risque à certaines réserves qui ont été incluses dans la catégorie des réserves établies.

CanStates a attribué à un certain nombre de ses gisements à puits unique une aire de drainage pleine profondeur. La compagnie a exposé qu'elle se fondait, en grande partie, sur les données relatives aux réserves qui avaient été soumises par les producteurs et que l'on avait fait un contrôle géophysique confidentiel dans deux des zones pour établir les frontières des gisements. En appui aux attributions pleine profondeur pour les gisements à puits unique, CanStates a également soumis des exemples de drainage de puits uniques qui étaient supérieurs à celui des réserves pleine profondeur, et a démontré que des gisements à puits uniques devraient être considérés comme des puits exploitant un nouveau gisement et a fait référence aux facteurs de valorisation de l'OCREA. CanStates a fait la remarque qu'il devrait y avoir une certaine valorisation et que l'on consacrait à bon nombre des gisements (45 pour cent) moins qu'une pleine profondeur, ce qui reflète la meilleure évaluation des producteurs de la superficie. Tel que mentionné antérieurement, il arrive fréquemment que l'Office n'attribue pas une

---

<sup>1</sup> Au 1 avril 1990.

<sup>2</sup> Au 31 décembre 1988.

<sup>3</sup> En plus du volume demandé de 7 096,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (250 Bcf) pour la vente à TEMCO, Can States doit, en vertu d'une entente de vente séparée, fournir 4 654,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (164,3 Bcf) à A&S.

pleine profondeur aux gisements à puits unique, à moins que des preuves géologiques, techniques ou autres ne suggèrent qu'une superficie plus grande soit appropriée.

La différence entre les estimations des réserves effectuées par CanStates et celles de l'Office peuvent être attribuées à l'interprétation de la superficie pour certains gisements à puits unique et à l'effet cumulatif d'autres petites différences pour des gisements individuels. Ces autres différences sont surtout le résultat de paramètres comme la production nette et la porosité. Il y a cependant une différence dans les estimations des réserves en raison de la superficie du gisement en ce qui concerne le chantier de Jean Lake et une différence en raison de l'interprétation du droit de propriété pour le gisement Progress Doig C.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz de CanStates, l'Office reconnaît 183 gisements gazéifères dont la majorité n'est pas encore en production. La plupart de ces gisements sont relativement petits et situés au centre-est de l'Alberta dans des zones du Crétacé. Il existe cependant, un nombre substantiel de gisements dans des zones du Dévonien. Soixante-sept pour cent des gisements pour lesquels CanStates a présenté des réserves renferment moins de  $100,0 \times 10^6 \text{ m}^3$  (3,5 Bcf).

En somme, l'estimation de l'Office est légèrement inférieure à celle de CanStates mais dépasse substantiellement le volume demandé pour la vente à TEMCO. Cependant, tel que mentionné ci-dessus, CanStates est également tenu de fournir à A&S  $4\,654,0 \times 10^6 \text{ m}^3$  (164,3 Bcf) de gaz en vertu d'un contrat de vente séparé. Les estimations des réserves de l'Office et de CanStates sont toutes les deux inférieures aux besoins combinés.

### **2.4.3 Capacité de production**

Afin d'évaluer la suffisance de l'approvisionnement en gaz de CanStates, l'Office a jugé nécessaire de comparer, à la lumière de deux hypothèses, les prévisions de la capacité de production par rapport aux besoins. Le premier scénario prévoit la livraison des volumes de TEMCO à un facteur de charge de 100 pour cent, soit le volume demandé, et les volumes d'A&S à un facteur de charge de 100 pour cent. Ces volumes, mis ensemble, constituent les obligations contractuelles de CanStates. Le deuxième scénario prévoit que les volumes de TEMCO et d'A&S seront calculés à un facteur de charge inférieur à 100 pour cent. Ceci représente les besoins prévus de CanStates et est conforme à la projection des besoins qu'il a soumise. L'Office a jugé que l'approvisionnement en gaz de CanStates était suffisant selon les deux scénarios, tel que démontré dans les figures 2-1 et 2-2.

La figure 2-1 compare les prévisions de l'Office et de CanStates pour la capacité de production annuelle avec l'évaluation de l'Office des besoins totaux de CanStates. Les besoins comprennent les volumes demandés pour la vente à TEMCO, les besoins d'A&S en combustible et les pertes en cours de traitement. Dans son évaluation de la capacité de production, l'Office a accepté la présomption de CanStates à l'effet que la productibilité des zones à développer aurait le même profil que pour celle des régions établies. Les prévisions de l'Office ainsi que celles de CanStates suggèrent une capacité de production inadéquate pendant toute la période proposée d'exportation. Bien que l'estimation des réserves de l'Office soit de 17 pour cent inférieure à l'estimation de CanStates, les deux prévisions ont des profils semblables parce l'Office a supposé un taux d'extraction un peu plus élevé que celui utilisé par CanStates.

La figure 2-2 illustre les besoins de CanStates calculés avec un facteur de charge de 90 pour cent appliqué à la vente à TEMCO et un facteur de charge de 70 à 90 pour cent appliqué aux volumes

d'A&S. Étant donné ces suppositions, les prévisions de la capacité de production de l'Office et de CanStates indiquent qu'une insuffisance dans les fournitures pourrait se produire dès 1996.

**Figure 2-1**

**Comparaison des estimations de CanStates et de  
l'ONE relatives à la capacité de production  
(Besoins selon un facteur de charge de 100 %)**

**Figure 2-2**

**Comparaison des estimations de CanStates et de  
l'ONE relatives à la capacité de production annuelle  
(Les besoins reflètent les facteurs de charge anticipés)**

Figure 2-1

**COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE CANSTATS ET DE  
L'ONE RELATIVES A LA CAPACITÉ DE PRODUCTION**

( Besoins selon un facteur de charge de 100% )

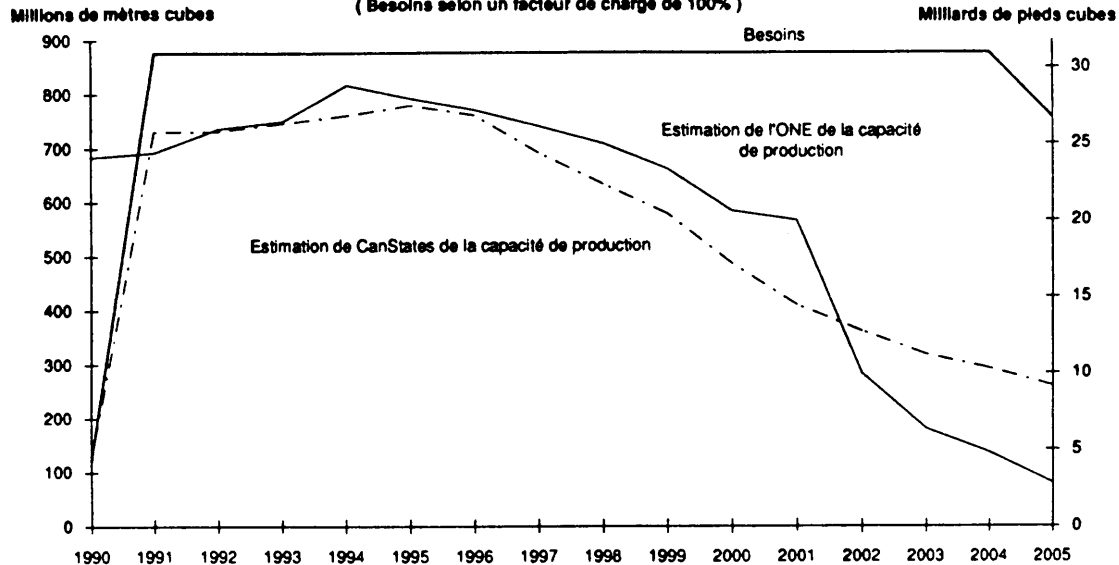
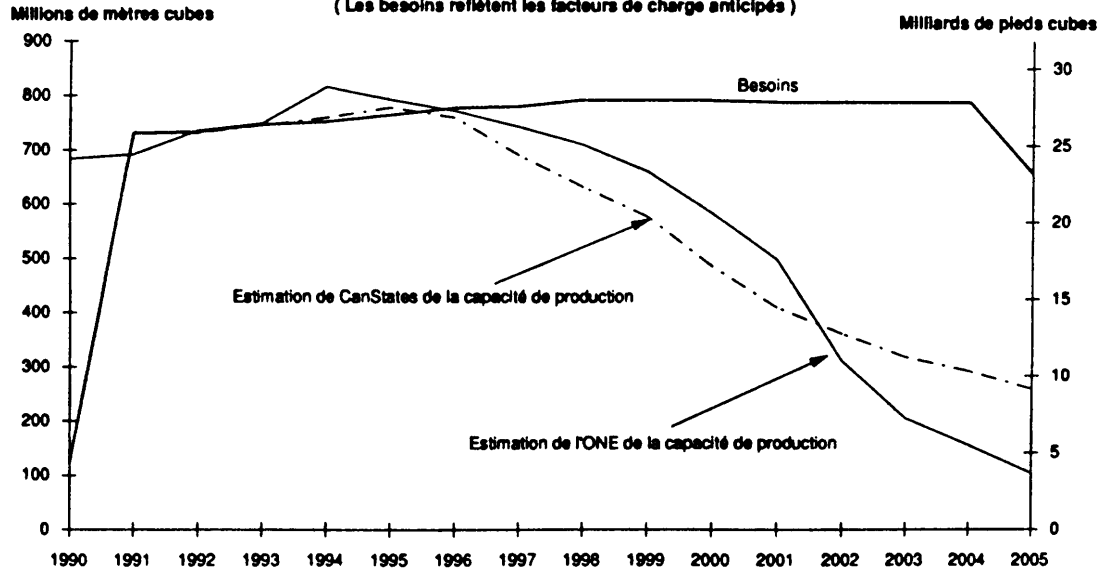


Figure 2-2

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE CANSTATES ET DE L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE

( Les besoins reflètent les facteurs de charge anticipés )



CanStates a expliqué que cette insuffisance projetée de l'approvisionnement en gaz était la conséquence du refus des producteurs d'engager présentement des réserves à de faibles taux d'extraction. CanStates poursuit en affirmant que l'engagement serait de beaucoup supérieur aux contrats, par rapport à la productibilité, si on lui demandait de démontrer une pleine productibilité pendant les 15 années de la licence. CanStates a déclaré qu'un arrangement d'appui avec ProGas Ltd. ("ProGas") en vue de fournir, dans la mesure du possible, jusqu'à  $566,6 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (20,0 MMcf/j), serait utilisé pour remédier aux insuffisances de l'approvisionnement journalier. Cependant, CanStates a reconnu qu'il devrait obtenir sous contrat d'autres fournitures de gaz afin de répondre à ses besoins totaux pendant la période d'application de la proposition d'exportation.

### **Points de vue des intervenants**

Union Gas Ltd. ("Union") a été le seul intervenant à donner son point de vue sur l'approvisionnement en gaz de CanStates. Union était d'avis que les insuffisances de la capacité de production de CanStates étaient trop importantes pour être corrigées par des contrats d'exploitation additionnels. En outre, Union s'inquiétait du fait que CanStates avait trop d'obligations contractuelles avec les fournitures de gaz à TEMCO et à A&S, et du fait qu'A&S avait la priorité en cas d'une diminution des fournitures.

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

L'Office croit que CanStates n'a pas démontré qu'il pouvait produire suffisamment de gaz pour approvisionner TEMCO et A&S en respectant les modalités des contrats. L'Office reconnaît que des exigences contractuelles fondées sur un facteur de charge de 100 pour cent pourraient surévaluer quelque peu les besoins réels de CanStates, mais il fait remarquer que les insuffisances de la capacité de production par rapport aux besoins sont également évidentes en utilisant la projection des coefficients de capacité présentée par CanStates.

L'Office partage les préoccupations d'Union des devant le fait qu'en période de difficulté d'approvisionnement en gaz, les quantités limitées de gaz qui seront disponibles seront prioritairement acheminées à A&S et non au marché d'exportation proposé de TEMCO. A cet effet, l'Office souligne que les facteurs de charge attendus vers les marchés d'A&S augmentent vers la fin de la période d'application proposée de la licence lorsque les insuffisances prévues dans l'approvisionnement en gaz sont plus importantes.

L'Office admet l'argument de CanStates à l'effet que bien que de faibles insuffisances dans l'approvisionnement peuvent être corrigées par un arrangement d'appui avec ProGas, avec convention de faire son possible, la compagnie devrait s'engager par contrat à acheter du gaz supplémentaire pour répondre à ses exigences contractuelles et attendues.

## **2.5 Permis d'acheminement d'énergie**

L'OCREA a déposé une demande de permis d'acheminement le 20 octobre 1989. CanStates a fait la demande pour un volume de  $8\,009,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (283 Bcf) sur une période de 15 ans. La CanStates a affirmé qu'une décision était en instance. Il prévoyait obtenir l'autorisation pour l'audience au début de l'été 1990. Actuellement, CanStates possède un permis d'acheminement de deux ans qui débute le 1<sup>er</sup> novembre 1990.

Au moment de l'audience, CanStates a affirmé que NuGas était sur le point de faire la demande auprès du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan pour l'obtention d'un permis d'acheminement.

## 2.6 Marché

Le gaz proposé pour l'exportation sera acheté par TEMCO, l'organe de commercialisation du gaz de la Transco Energy Services Company, une des plus importantes compagnies de commercialisation hors pipeline aux États-Unis. Depuis sa création en mai 1985, les ventes faites par TEMCO sont passées de  $13\,739\,10^3\text{m}^3/\text{j}$  ( $485\,106\text{ pi}^3/\text{j}$ ) à  $52\,067\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$  ( $1838\,10^6\text{ pi}^3/\text{j}$ ) durant les premiers six mois de 1989. Durant 1989, TEMCO a prévu qu'environ 55 pour cent de ces fournitures de gaz seraient vendues dans la région du littoral atlantique, 30 pour cent dans les régions du Texas et de la Louisiane sur le golfe du Mexique et 15 pour cent dans la région du Midwest et de l'Ohio. Afin de répondre aux exigences de ses marchés, TEMCO achète du gaz de nombreux producteurs dans le golfe du Mexique et au Canada dans le cadre d'arrangements à long terme et ponctuels. TEMCO a déclaré qu'en raison des frais liés au transport par le pipeline canadien et des coûts plus élevés de transport comparés à ceux de l'approvisionnement en gaz provenant de la région du golfe du Mexique, il tentera probablement d'acheminer le gaz canadien sur des marchés spécifiques.

A cet effet, TEMCO affirme que l'exportation proposée serait d'abord utilisée comme approvisionnement principal en gaz pour une centrale de cogénération de 356 MW en construction à Hopewell en Virginie.

La centrale qui sera la propriété de HCLP a obtenu la cote IA par la Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") des États-Unis et sera entièrement exploitée par intervalles. L'installation consommera jusqu'à  $2\,266,2\,10^3\text{m}^3/\text{j}$  ( $80,0\text{ MMcf}/\text{j}$ ) de gaz, ou un montant équivalent de mazout n<sup>0</sup> 2.

TEMCO sera le fournisseur exclusif de gaz de la centrale Hopewell en vertu d'un Contrat de vente de gaz modifié et corrigé d'une durée de 15 ans signé entre HCLP et TEMCO, le 29 juillet 1988. Lorsqu'elle fonctionnera à 100 pour cent de son facteur de charge, la centrale recevra environ  $1\,359,7\,10^6\text{m}^3/\text{j}$  ( $48,0\text{ MMcf}/\text{j}$ ) de gaz provenant de CanStates, lorsqu'il sera disponible, alors que  $906,5\,10^3\text{m}^3/\text{j}$  ( $32,0\text{ MMcf}/\text{j}$ ) de gaz seront fournis avec du gaz du golfe du Mexique. Dès le commencement de son exploitation commerciale, la centrale sera approvisionnée en totalité avec du gaz américain, ou avec du gaz canadien sur une base interruptible. CanStates a affirmé que la centrale commencerait son exploitation commerciale dès le début du mois de mai 1990.

HCLP a signé un contrat d'achat d'énergie et d'exploitation d'une durée de 25 ans avec Virginia Power pour la vente de l'électricité produite par la centrale. Virginia Power alimente en électricité environ 1,7 millions de consommateurs dans les États, de la Virginie et de la Caroline du Nord, au centre du littoral de l'Atlantique. La centrale de cogénération sera en mesure d'alimenter en énergie l'équivalent de 250 000 résidentiels desservis par Virginia Power, dont le marché connaît actuellement une croissance de deux pour cent par année.

De plus, HCLP vendra de la vapeur à Aqualon en vertu d'un contrat de vente et d'achat de vapeur daté du 31 mai 1988. Aqualon utilisera la vapeur dans la fabrication de produits en polymère.

TEMCO déclare que la centrale étant exploitée par intervalles, c'est-à-dire qu'elle fonctionnera à certains moments et non à d'autres, il est impossible de savoir la quantité de gaz qu'elle consommera.



Lorsqu'elle sera en fonction, on prévoit qu'elle consommera environ  $2\,266,2\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (80,0 MMcf/j) à un facteur de charge de 100 pour cent. Lorsque la centrale ne sera pas exploitée par intervalles, ses besoins quotidiens seront de l'ordre de  $226,6$  à  $283,3\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (8,0 à 10,0 MMcf/j) pour sa production de vapeur destinée à Aqualon. TEMCO affirme qu'il est prévu que la centrale de Hopewell fonctionnera à un facteur de charge annuel de 50 pour cent. Bien que ceci devrait se traduire par une consommation moyenne annuelle de  $1\,133,1\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (40,0 MMcf/j), TEMCO a déclaré qu'il est prévu que la centrale consommera environ  $2\,266,2\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (80,0 MMcf/j) pendant 183 jours et environ  $226,6\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (8,0 MMcf/j) pendant les 182 jours restants de l'année. TEMCO acquiesce cependant sur le fait que ce ne sont que des suppositions sur l'éventuel fonctionnement de la centrale, car son exploitation dépendra de facteurs comme le climat ou autres.

Une disposition du contrat TEMCO/HCLP permet à TEMCO d'interrompre les ventes à la centrale jusqu'à concurrence de 30 jours par année. Par conséquent, TEMCO a signé un contrat le 30 août 1989, avec la Consumers' Gas Company Ltd. ("Consumers' Gas") en vertu duquel TEMCO fournira un service aux périodes de pointe et pendant l'hiver de  $1\,371,1\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (48,4 MMcf/j) pour une période allant jusqu'à 30 jours, du mois de décembre au mois de février inclusivement, à chaque année pendant 10 ans dès novembre 1990. À cet effet, les demandeurs ont déclaré qu'ils ne s'opposeraient pas à ce que l'Office réduise le volume demandé de  $500,4\ 10^6\text{m}^3$  (17,7 MMcf/j) du montant du volume de Consumers' Gas pendant les dix premières années de la licence d'exportation demandée.

Bien que l'installation de Hopewell soit censée constituer le marché principaux TEMCO a le droit d'utiliser le gaz de CanStates pour approvisionner d'autres marchés américains. TEMCO n'a pas été en mesure d'identifier précisément ces marchés.

TEMCO prévoit effectuer des livraisons selon un facteur de charge de 90 à 100 pour cent par année.

TEMCO a déposé une demande de licence d'importation auprès du Department of Energy, Office of Fossil Energy ("DOE/FE") des États-Unis. On s'attend à recevoir une réponse sous peu.

## **Opinion des intervenants**

Union était d'avis que les requérants n'avaient pas fourni de preuves sur l'existence d'un marché d'exportation. Union a constaté qu'il n'y avait aucune obligation contractuelle obligeant CanStates à livrer du gaz à la centrale de Hopewell. Union a soutenu qu'étant donné les besoins annuels moyens de la centrale, soit  $1\,133,1\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (40,0 MMcf/j) (c'est-à-dire, un facteur de charge de 50 pour cent), la plupart, si ce n'est pas la totalité, des besoins en gaz de la centrale pourraient être satisfaits par du gaz de provenance américaine. Union souligne que le fait que la centrale soit entièrement exploitée par intervalles, la demande de gaz pourrait être réduite à zéro. Union soutient que l'argument de TEMCO à savoir que le gaz sera acheminé vers d'autres marchés américains ne devrait pas être accepté par l'Office. Du point de vue d'Union, il est nécessaire d'identifier les marchés précis pour le gaz et qu'ils soient appuyés de contrats de vente de gaz.

## **2.7 Arrangements contractuels**

### **2.7.1 Transport**

Le gaz sera acheminé par les réseaux pipeliniers de NOVA et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario. Après la frontière, le transport du gaz sera la responsabilité

de TEMCO qui l'acheminera jusqu'à la centrale de Hopewell sur les réseaux pipeliniers de National Fuel, de Transco, de Commonwealth Gas Pipeline et de Commonwealth Gas Services.

Au Canada, différents producteurs ont réservé du transport sur les réseaux de NOVA et cette capacité sera cédée à CanStates dès le début de sa production. En ce qui concerne le transport sur le réseau de TransCanada, CanStates a signé une entente créant un précédent le 20 novembre 1989. L'entente prévoit le début du service garanti ("SG") pour le 1<sup>er</sup> novembre 1991, mais elle contient également des dispositions permettant de commencer les livraisons avant cette date. Les requérants ont déclaré que bien qu'il soit difficile de prédire le moment exact où commenceraient les livraisons, elles seraient probablement introduites progressivement au cours du printemps 1991. Cependant, les requérants ont ajouté que ceci ne pourrait se réaliser que si l'une des exigences marginales identifiées par TransCanada pendant l'audience GH-1-89 était abandonnée.

Aux États-Unis, TEMCO a signé des ententes avec tous les réseaux pipeliniers applicables pour des services de transport garanti de la frontière canado-américaine jusqu'à la centrale de Hopewell. Les installations nécessaires pour acheminer le gaz aux États-Unis sont soumises à l'approbation de la FERC. Au moment de l'audience GH-6-89, ces décisions étaient encore en instance.

### **2.7.2 Contrat de vente de gaz**

Le gaz proposé pour l'exportation serait vendu par CanStates à TEMCO, qui le vendrait à son tour à HCLP. Les demandeurs ont déposé une copie signée d'un contrat de vente de gaz à long terme daté du 1<sup>er</sup> août 1989, entre CanStates et TEMCO. Les demandeurs ont également déposé un contrat de vente de gaz modifié et corrigé entre TEMCO et HCLP daté du 29 juillet 1988.

Le contrat de vente à long terme prévoit une demande contractuelle de  $1\,371,1\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (48,4 MMcf/j) pendant une période de 15 jours, et comprend une clause de paiement obligatoire, stipulant que TEMCO est tenu de payer au moins 70 pour cent du volume annuel (c.-à-d. la demande contractuelle multipliée par 365 jours).

Le contrat comprend une structure de fixation des prix en deux parties, soit une composante-demande et une composante-produit.

Chaque mois, TEMCO doit payer à la CanStates une composante demande-équivalant à la somme des frais de transport liés à la demande de gaz (qui seront payés que le gaz soit livré ou non) et des frais de transport liés au produit associés au service sur des pipelines canadiens.

Les frais mensuels liés au produit que TEMCO doit payer sont égaux au prix mensuel à la tête du puits multiplié par la quantité de gaz livré, le prix à la tête du puits étant calculé de la manière suivante.

$$\begin{aligned} &\text{Prix à la tête du puits (en dollars US/MMBtu)} \\ &= A-X \end{aligned}$$

où:

A = le prix de vente moyen pondéré de tout le gaz produit aux U.S.A. et au large des U.S.A. et vendu par TEMCO aux acheteurs américains pendant les mois immédiatement précédents, moins tous les coûts de transport et les dépenses encourues par TEMCO dans l'acheminement du gaz à partir des différents

points d'achat vers les différents points de vente (c.-à-d. le prix de vente moyen pondéré ou "PVMP").

et où:

X = un montant entre 0,54 \$ et 0,59 \$, variant selon le facteur de charge applicable mensuel ("FCA") tel qu'indiqué ci-dessous:

Montant	FCA
0,59 \$	0 - 25 %
0,58 \$	26 - 35 %
0,57 \$	36 - 45 %
0,54 \$	plus de 55 %

où:

le FCA doit être déterminé de la manière suivante:

$$\text{FCA} = \frac{C}{B \times 80 \text{ MMcf/j}}$$

où:

B = le nombre de jours du mois, et

C = la somme des volumes de gaz effectivement acquis des différentes sources pour la centrale de Hopewell et les volumes livrés en vertu du contrat d'achat en période de pointe et pendant l'hiver entre Consumers' Gas et TEMCO daté du 30 août 1989.

Sans tenir compte de ce qui précède, TEMCO a accepté de payer à CanStates une composante-produit mensuelle minimale de 0,95 \$ (US) par MMBtu.

Aucune disposition n'est prévue au contrat pour la renégociation. Les demandeurs ont soutenu qu'une disposition de ce genre était inutile parce que le contrat est très sensible aux conditions du marché, puisqu'il varie de mois en mois avec le PVMP de TEMCO, qui reflète la valeur du gaz sur le marché.

### 2.7.3 Contrats de vente d'énergie

La vente proposée d'électricité de la centrale de Hopewell, une installation qualifiée (IA) qui devait commencer ses opérations commerciales en mai 1990, se conformera au contrat d'achat d'énergie et d'exploitation daté du 15 juin 1987, dans sa version modifiée, entre HCLP et Virginia Power. Le contrat continuera d'être en vigueur pendant 25 ans après la date du début des opérations commerciales de la centrale, et peut être prorogé pour des périodes allant jusqu'à cinq ans.

La centrale de Hopewell sera exploitée selon sa rentabilité par Virginia Power. L'exploitation par intervalles de l'installation exige de Virginia Power qu'il paie des frais liés à la puissance et des frais liés à l'énergie à HCLP. La vente d'électricité de la centrale de Hopewell ne nécessite pas de transiter par un tiers.

## 2.7.4 Contrat de vente d'énergie thermique

La vente proposée de vapeur par la centrale de Hopewell se conformera au contrat de vente et d'achat de vapeur, signé le 31 mai 1988 entre HCLP et Aqualon. Le contrat sera en vigueur pendant une période de 25 ans à partir du moment où l'installation de cogénération livrera de la vapeur à Aqualon pour la première fois. Le contrat contient des dispositions permettant une prorogation au-delà des 25 ans initiaux.

La compagnie Aqualon, un fabricant de produits en polymère, est tenu d'acheter des quantités suffisantes de vapeur à la centrale de Hopewell afin qu'elle puisse conserver son statut IA. Le contrat prévoit le recours à d'autres utilisations de la vapeur si l'une ou l'autre partie ne réussissait pas à remplir ses obligations. Le contrat contient également des dispositions de compensation pour HCLP si l'installation de Hopewell est dans l'incapacité de fournir la vapeur nécessaire à Aqualon.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est satisfait du fait que le contrat entre CanStates et TEMCO prévoit la récupération de tous les coûts fixes de transport au Canada en vertu de l'introduction d'une composante-demande dans le mécanisme de fixation du prix, selon laquelle les frais liés à la demande seront facturés que le gaz soit livré ou non.

La composante-produit du prix d'exportation est conçue afin que le prix du gaz livré soit concurrentiel avec les prix du gaz aux États-Unis, principalement celui du gaz provenant du golfe du Mexique.

L'Office est d'avis que les clauses de tarification du contrat permettent des ajustements du prix à l'exportation afin de refléter les conditions changeantes du marché.

Le contrat entre CanStates et TEMCO contient une clause stipulant que le volume annuel minimal doit constituer 70 pour cent du volume annuel contractuel. Ce volume doit être payé quels que soient les achats réels de gaz. De plus, tel que mentionné antérieurement, les frais liés à la demande seront payés quelles que soient les quantités de gaz livrées.

Pour toutes ces raisons, l'Office croit qu'il est raisonnable de s'attendre à ce que la proposition d'exportation fonctionne à un facteur de charge élevé, assurant par le fait même un niveau élevé de prise en vertu du contrat.

En ce qui concerne les marchés, CanStates a identifié TEMCO et Consumers' Gaz comme les marchés principaux. Bien que des arrangements contractuels aient été conclus en vertu desquels une partie du gaz ou la totalité pourrait être finalement livrée à la centrale de Hopewell, l'Office convient qu'il demeure une incertitude à cet égard du fait que la centrale est exploitée par intervalles. A cet effet, l'Office reconnaît qu'Union s'oppose au projet d'exportation de CanStates/TEMCO en alléguant que les requérants n'ont pas démontré l'existence d'un marché spécifique d'exportation. Cependant, l'Office constate que les ventes de TEMCO ont augmenté de 13 739 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (485,0 MMcf/j) pendant la première moitié de 1985 à 52 067 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (1 838,0 MMcf/j) pendant les six premiers mois de 1989. Par conséquent, l'Office met sa confiance dans la capacité de TEMCO à commercialiser le gaz. L'Office est donc satisfait du fait qu'il y aura un marché pour le gaz de CanStates. De la

même manière, l'Office apprécie la capacité de TEMCO à commercialiser ce gaz sur d'autres marchés américains. Par conséquent, l'Office n'a pas été convaincu par l'argument d'Union que les requérants n'ont pas réussi à fournir une preuve adéquate en ce qui concerne les marchés.

L'Office accepte la preuve présentée par CanStates pour démontrer le soutien des producteurs quant à l'exportation proposée.

## **2.8 Décision**

**L'Office a pris la décision de délivrer une licence d'exportation à CanStates et à TEMCO, en tant que titulaires communs d'une licence, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Afin d'indiquer précisément les personnes morales qui détiendront la licence, l'Office a décidé de délivrer la licence à GasTrade Inc, Polysar Hydrocarbons Limited et Rankin Petroleum Marketing Ltd. fonctionnant en groupe sous le nom de CanStates Marketing et Transco Energy Marketing Company. L'Office désire rappeler à CanStates/TEMCO que si les partenaires membres de CanStates ou de CanStates Energy changeaient, un transfert de licence en vertu de l'alinéa 21.1 (1) de la Loi devrait être autorisé par l'Office et être approuvé par le gouverneur en conseil.**

**L'annexe I contient les modalités de la licence d'exportation, y compris la condition stipulant que la période d'application de la licence d'exportation commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil et se terminera le 31 octobre 1992, à moins que les exportations n'aient commencé le 31 octobre 1992 ou avant, ce qui reporterait la fin de la période d'application au 31 octobre 2002.**

**La quantité annuelle autorisée pendant les dix premières années de la licence d'exportation a été fixée à  $459,3 \times 10^6 \text{ m}^3$  (16,2 Bcf) pour refléter le contrat de service pendant les heures de pointe et la période hivernale entre TEMCO et Consumers' Gas pour la livraison de  $1\,371,1 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (48,4 MMcf/j), pendant une période allant jusqu'à 30 jours en hiver, sur dix ans en commençant le 1<sup>er</sup> novembre 1990 (c.-à.-d  $500,4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$  (17,7 Bcf/a) moins  $1\,371,1 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  48,8 MMcf/j) x 30 jours égale  $459,3 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$  (16,2 Bcf/a).**

**Tel que décrit plus en détail au chapitre 1, dans sa prise de décision, l'Office s'est servi de la méthode axée sur les conditions du marché afin de déterminer, entre autres choses, si les volumes devant être exportés sont des excédents à des besoins raisonnablement prévisibles du Canada. L'Office a remarqué l'absence de toute plainte relativement à l'exportation proposée.**

**CanStates a choisi de s'appuyer sur l'EIE de l'Office, qui démontrait que les exportations n'auraient que peu ou pas d'impact sur la production totale, les prix du gaz ou les modèles de la consommation canadienne, et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'auraient aucune difficulté à satisfaire leurs futurs besoins en énergie. En se fondant sur son examen de ces éléments, l'Office se dit satisfait de ce que l'exportation proposée constitue un excédent aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada.**

**En tant que partie de sa méthode axée sur les conditions du marché, l'Office a également évalué un certain nombre de facteurs d'intérêt public, y compris l'approvisionnement en gaz, les marchés, les contrats de vente de gaz et les arrangements pour le transport reliés à l'exportation proposée.**

**L'Office a étudié les rapports présentés par CanStates quant à ses réserves en gaz et à son potentiel de production, et a comparé ces estimations avec sa propre évaluation de l'approvisionnement de CanStates. L'Office n'a pas été convaincu par la démonstration de CanStates de sa capacité de répondre aux besoins de ses clients pendant toute la durée de la période d'application de la licence d'exportation proposée. En prenant cette décision, l'Office a pris en considération les obligations de CanStates envers TEMCO et A&S, l'ensemble des facteurs de charge qui pourraient être applicables aux ventes proposées, et dans quelle mesure l'exportation proposée est soutenue par des réserves établies. Par conséquent, l'Office a décidé de délivrer une licence à CanStates pour ses ventes à TEMCO pour une période se terminant en l'an 2002, plutôt qu'en 2005 comme on avait demandé à l'origine. Le volume global de la licence sera de 5 593,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (197,5 Bcf).**

**En examinant le contrat entre CanStates et TEMCO, l'Office se dit satisfait de ce qu'il ait été négocié entre entreprises indépendantes, qu'il soit de nature commerciale, et qu'il sera probablement respecté pendant toute la période.**

# Chapitre 3

## Esso Ressources Canada Limitée

---

### 3.1 Résumé de la demande

En vertu de la partie I de la Loi, Esso a déposé une demande datée du 27 novembre 1989 visant la modification de sa licence d'exportation n<sup>o</sup> GL-82<sup>1</sup> de la manière suivante:

- (i) proroger la période d'application de la licence du 1<sup>er</sup> novembre 1991 jusqu'au 31 octobre 2002;
- (ii) augmenter les quantités maximales journalières et annuelles, du 1<sup>er</sup> novembre 1990 au 31 octobre 1991, de 425,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (15,0 MMcf) et de 155,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (5,5 Bcf), respectivement, à 2 125,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (75,0 MMcf) et 775,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (27,4 Bcf), respectivement;
- (iii) autoriser, au cours de la période entre le 1<sup>er</sup> novembre 1991 et le 31 octobre 2002, des quantités journalières et annuelles maximales de 2 125,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (75,0 MMcf) et de 775,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (27,4 Bcf), respectivement;
- (iv) augmenter la quantité globale de 9 152,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (323,1 Bcf), à 13 806,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (487,4 Bcf); et
- (v) inclure des écarts admissibles d'exploitation journaliers de dix et de deux pour cent respectivement.

Esso a également fait une demande pour une ordonnance, en vertu de la partie I de la Loi, autorisant le transfert de la licence n<sup>o</sup> GL-82 d'Esso à Esso et TEMCO, en tant que détenteurs communs de la licence.

La prorogation demandée tiendrait compte de la continuation des ventes à l'exportation en cours depuis 1980 entre Esso, et son prédécesseur, Sulpetro Limited ("Sulpetro"), TEMCO, et son prédécesseur, Transco.

Le gaz doit être vendu à TEMCO pour être revendu à trois sociétés locales de distribution américaines ("SLD"), notamment.

- Public Service Electric & Gas Company ("PSE&G");
- Baltimore Gas & Electric Company ("BG&E"); et
- Long Island Lighting Company ("LILCO").

---

<sup>1</sup> La licence GL-82, initialement délivrée à Sulpetro, autorisait des exportations à Transco, pour la période se terminant le 31 octobre 1991. En février 1987, Transco a cédé et transféré à TEMCO ses droits émanant du contrat de vente de gaz Sulpetro/Transco. En décembre 1987, Esso a mené à bonne fin son achat des actifs de Sulpetro qui a transféré et cédé à Esso tous ses intérêts dans le contrat de vente de gaz Sulpetro/TEMCO. Depuis janvier 1988, Esso exporte du gaz à TEMCO en vertu d'ordonnances d'exportation à court terme délivrées par l'Office. Depuis avril 1988, ces ordonnances d'exportation à court terme ont été détenues conjointement par Esso et TEMCO. En avril 1988, l'Office a délivré l'ordonnance MO-4-88 autorisant la cession et le transfert de la licence GL-82 de Sulpetro à Esso

Les achats de gaz de TEMCO seront utilisés pour alimenter le réseau et, dans l'éventualité que les SLD soient incapables, à un moment ou l'autre, de prendre le volume total exporté, TEMCO a l'intention de vendre le volume restant à ses marchés de remplacement. Le gaz devant être exporté au cours de la période d'application de la licence prorogée proviendra des gisements situés en Alberta et sera acheminé sur les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'à la frontière, à Niagara Falls en Ontario. De la frontière, le gaz sera acheminé jusqu'au point de livraison des trois SLD en utilisant les installations de Tennessee, de National Fuel et de Transco.

TEMCO, une société de l'État du Delaware, est affiliée avec Transco et Texas Gas Transmission Corporation. TEMCO est une filiale à part entière de la Transco Energy Services Company qui, à son tour, est une filiale à part entière de la Transco Energy Company et est décrite par Esso comme l'une des plus importantes entreprises de commercialisation de gaz hors pipeline aux États-Unis.

## **3.2 Procédure de plainte**

La procédure de plainte donne aux utilisateurs canadiens de gaz la possibilité de s'opposer à des exportations proposées s'ils ne peuvent pas obtenir par contrat des approvisionnements supplémentaires en gaz à des conditions semblables, notamment en ce qui a trait au prix, à celles prévues dans la proposition d'exportation.

Aucune plainte se rapportant à la proposition d'exportation d'Esso n'a été déposée.

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

Esso a choisi de s'appuyer sur sa propre EIE plutôt que sur celle de l'Office. La conclusion de l'évaluation d'Esso était semblable à celle de l'Office, soit que les volumes d'exportation ayant fait l'objet de la demande auraient de faibles incidences sur la production et la consommation canadiennes, ainsi que sur les prix du gaz naturel et les utilisateurs canadiens n'auraient aucune difficulté à satisfaire leurs futurs besoins énergétiques par suite des exportations proposées.

## **3.4 Approvisionnement en gaz**

### **3.4.1 Contrats d'approvisionnement**

Puisque Esso a l'intention de fournir du gaz provenant de ses propres gisements en vertu de la licence d'exportation prorogée, aucun contrat d'approvisionnement en gaz n'est nécessaire. L'Office souligne qu'aucun gisement particulier n'a été consacré par contrat à l'exportation, mais qu'Esso a en revanche soumis une liste de gisements n'ayant pas fait l'objet de contrats à partir desquels elle prévoit fournir les volumes requis.

### **3.4.2 Réserves**

Esso a utilisé les données de l'OCREA comme point de départ pour les estimations des réserves et dans les cas où il n'était pas l'unique propriétaire du gisement, il a tenu compte du pourcentage de sa participation pour déterminer ses avantages nets. Le tableau 3-1 montre que l'estimation de l'Office relativement aux réserves d'Esso est d'environ huit pour cent inférieure à celle d'Esso mais qu'elle est considérablement plus élevée que le volume global ayant fait l'objet de la demande.



L'écart entre les estimations des réserves est en grande partie dû à la manière avec laquelle Esso a rajusté les estimations des réserves de l'OCREA pour prendre en considération la valorisation des réserves. Esso a fondé sa méthode d'évaluation de la valorisation des réserves sur des données statistiques de valorisation des réserves préparées par l'OCREA. Pendant la période d'exploitation de nombreux gisements, les estimations des réserves établies peuvent être accrues ou valorisées, à mesure que les gisements sont exploités et que les limites des réservoirs sont définies. L'OCREA calcule le rapport entre les estimations des réserves actuelles et les estimations des réserves à l'année de la découverte. Ces données statistiques sont publiées chaque année et présentent l'évolution des facteurs de valorisation, à partir de l'année de la découverte, pour tous les gisements de gaz avec des réserves initiales établies supérieures à  $300 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (10,6 Bcf). Esso a adopté ces données et les a appliquées à ses 132 gisements de gaz dans 18 chantiers. Ceci s'est soldé par une évaluation globale de la valorisation potentielle de  $1\,419 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (50,0 Bcf), ce qui représente un rajustement à la hausse des estimations des réserves de l'OCREA pour ces gisements. Esso a reconnu que cette méthode pour déterminer la valorisation des réserves est statistique et n'est pas fondée sur une interprétation géologique des gisements en question. Esso a également confirmé qu'il n'y a aucune assurance que les gisements se valoriseront sur des terrains dans lesquels Esso détient une participation.

**Tableau 3-1**

**Comparaison des estimations d'Esso quant aux réserves restantes de gaz commercialisable avec le volume global demandé  
 $10^6 \text{ m}^3$  (Bcf)**

<b>Esso</b> <sup>1</sup>	<b>ONE</b> <sup>2</sup>	<b>Volume demandé</b>
20 383 (719)	18 799 (664)	9 152 (323)

- 
1. Au 31 décembre 1989.  
2. Au 31 décembre 1988.

L'Office a étudié l'approche d'Esso pour valoriser les réserves et pour plusieurs raisons, il considère que cette valorisation est un peu exagérée. L'Office met en doute l'application globale de la valorisation des réserves sans analyses géologiques et techniques en profondeur des réservoirs en question. L'Office constate également que l'analyse de l'OCREA ne comprend pas les données de valorisation des réservoirs ayant un volume inférieur à  $300 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (10,6 Bcf), par contre Esso a valorisé les gisements sans tenir compte de leur taille, y compris quelques uns qui étaient inférieurs à  $300 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (10,6 Bcf). De plus, Esso ne possède peut-être pas par contrat les terrains où la valorisation pourrait se produire.

Tout en reconnaissant qu'une certaine valorisation des 18 gisements cités s'effectuera probablement, l'Office, à la lumière des problèmes déjà exposés, a choisi de ne pas attribuer de valorisation spécifique à l'estimation des réserves d'Esso. En faisant ceci, l'Office est conscient du fait que les

réserves valorisées ne comprennent que sept pour cent des réserves établies sous contrat faisant l'objet de la demande d'Esso.

L'écart entre les estimations des réserves est surtout causé par l'effet cumulatif de petites différences provenant de gisements individuels.

Dans son examen de l'approvisionnement en gaz d'Esso, l'Office a reconnu 376 gisements, tous situés en Alberta. Ces gisements sont répartis dans la province et comprennent tous des zones de production significative, bien que la majorité des gisements se concentrent dans des zones du Crétacé. Soixante-sept pour cent des gisements pour lesquels Esso a présenté des estimations des réserves ont une capacité inférieure à  $100,0 \times 10^6 \text{m}^3$  (3,5 Bcf); cependant, la majorité des réserves restantes nettes (64 pour cent) se trouvent dans les gisements dont les réserves commercialisables initiales sont jugées supérieures à  $3\,000,0 \times 10^6 \text{m}^3$  (106 Bcf).

En conclusion, l'Office évalue les réserves à un volume largement supérieur au volume global ayant fait l'objet de la demande. Cependant, les estimations de l'Office sont légèrement inférieures à celles d'Esso, principalement parce que l'Office, dans son évaluation, n'a pas inclus la valorisation des réserves.

### **3.4.3 Capacité de production**

Une comparaison des prévisions de l'Office et d'Esso de la capacité de production avec les volumes demandés, y compris le mazout et les pertes en cours de traitement, est présentée à la figure 3-1.

Les prévisions de l'Office ainsi que celles d'Esso indiquent une capacité de production adéquate pendant toute la période d'application prorogée de la licence d'exportation proposée. Bien que les estimations des réserves de l'Office et d'Esso soient substantiellement supérieures au volume global demandé, ceci ne se reflète pas dans les prévisions de la capacité de production par rapport aux besoins. Ceci peut s'expliquer par la date prévue du début de la purge complète des gros gisements Bonnie Glen D-3A et Wembley/Valhalla Halfway B. Ces purges ne doivent pas débiter avant l'an 2000; par conséquent, environ 30 pour cent de l'approvisionnement en gaz présenté par Esso n'est pas disponible avant la période suivant la fin de la prorogation proposée de la licence.

Esso a fourni des renseignements détaillés sur son approvisionnement global et ses besoins. Dans l'ensemble de ses gisements, Esso a un excédent d'approvisionnement par rapport à ses besoins pendant toute la période de prorogation proposée de sa licence d'exportation. Esso a déclaré qu'il pourrait s'appuyer sur ses approvisionnements en gaz globaux pour corriger quelques insuffisances mineures de sa productibilité.

Esso a également suggéré que les insuffisances mineures de sa productibilité soient corrigées par des excédents de productibilité plus importants au cours d'autres années, une productibilité additionnelle provenant de la valorisation des réserves et l'accélération du rythme de mise en valeur de certains gisements.

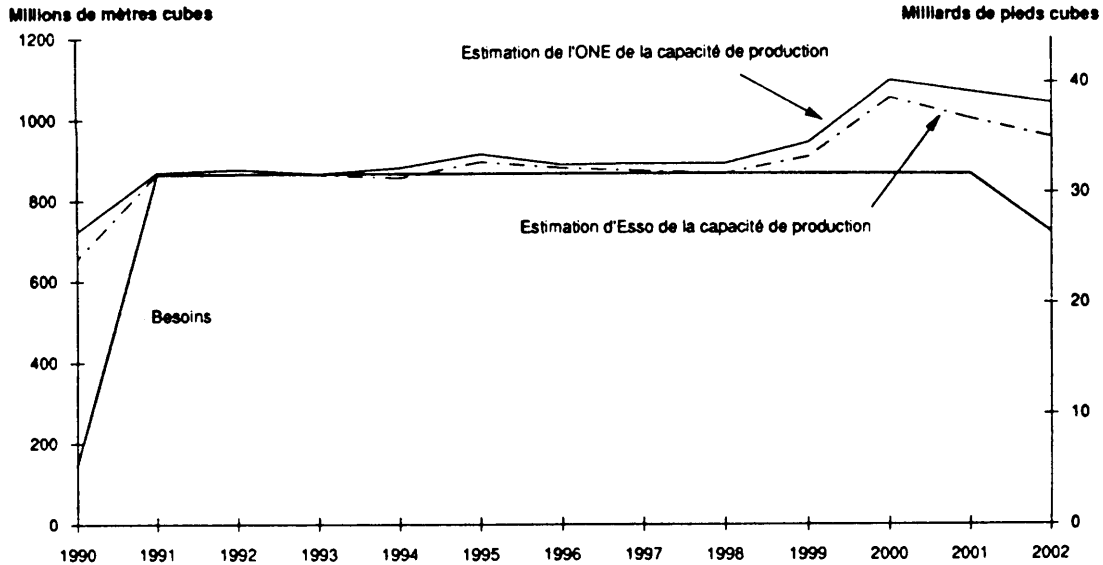
#### ***Opinion de l'Office***

L'Office est satisfait de l'analyse qu'Esso a présentée sur sa capacité d'approvisionnement et qu'elle a fondée sur des données relatives à des gisements

précis. De plus, l'Office est assuré que les insuffisances de la productibilité seront corrigées grâce à l'approvisionnement global d'Esso.

Figure 3-1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS D'ESSO ET DE L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE



### **3.5 Permis d'acheminement de l'énergie**

Esso détient présentement un permis d'acheminement GR 88-50. Le 16 mars 1990, Esso a déposé une demande auprès de l'OCREA pour en proroger la période d'application et en augmenter le volume. Au moment de l'audience GH-6-89, la décision de l'OCREA était toujours en instance.

### **3.6 Marché**

En vertu de la licence GL-82, dans sa version modifiée, Esso/TEMCO à titre de détenteurs communs, proposent de vendre du gaz à TEMCO, pour la revente à trois SLD aux États-Unis, notamment, PSE&G, BG&E et LILCO.

Esso a indiqué que les trois SLD avaient acheté du gaz interruptible de TEMCO pendant approximativement deux ans, qui avait été exporté aux termes des ordonnances à court terme détenues en commun par Esso et TEMCO. Esso a expliqué que les prix payés par ces SLD pour cet approvisionnement interruptible étaient significativement plus élevés que les prix d'autres approvisionnements ponctuels puisque les SLD prévoyaient, d'ici peu, convertir ces fournitures à court terme et interruptibles en un approvisionnement marginal garanti à long terme.

TEMCO est une des plus importantes entreprises de commercialisation du gaz hors pipeline aux U.S.A, dont les ventes annuelles, depuis sa constitution en juin 1985, ont augmenté de 5 000,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (177,0 Bcf) à 16 800,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (594,0 Bcf) en 1988. En 1989, TEMCO a acheté et vendu plus de 17 300,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (610,0 Bcf) de gaz, ou quelque trois pour cent de la consommation de gaz aux États-Unis. TEMCO, à titre de fournisseur de divers services du gaz, achète le gaz dans le cadre d'arrangements à long terme et ponctuels de producteurs de gaz du golfe du Mexique, du centre des États-Unis et du Canada, pour le revendre à des consommateurs du littoral atlantique américain, dans les régions du Texas et de la Louisiane sur le golfe du Mexique, et dans les régions du Midwest et de la vallée de l'Ohio. En 1989, environ quatre pour cent des fournitures de gaz de TEMCO provenait du Canada. La politique à long terme de TEMCO est de négocier des contrats d'achat et de vente de gaz qui soient sensibles aux conditions du marché.

Esso a fait remarquer que, du fait que les trois SLD américaines n'achètent pas tous les volumes d'exportation stipulés dans les contrats de vente de gaz TEMCO/SDL, TEMCO a l'intention de vendre le gaz restant à ses autres marchés américains et ainsi maintenir à des niveaux élevés les achats aux termes du contrat de vente de gaz intervenu entre Esso et TEMCO.

TEMCO a conclu trois contrats séparés de vente de gaz à long terme avec chacune de ses trois SLD clientes.

PSE&G est une entreprise de services réglementée fournissant du gaz et de l'électricité et est la plus importante entreprise de services énergétiques au New Jersey et le plus important fournisseur de services combinés de gaz et d'électricité aux É.-U.

PSE&G a présenté des prévisions quant à son approvisionnement et à ses besoins en gaz jusqu'en 2002 qui ont démontré des insuffisances d'approvisionnement débutant en 1990. PSE&G a prévu une croissance totale du marché de 11,9 pour cent dans les premières années des prévisions, en se fondant en grande partie sur les créneaux du marché où elle peut prévoir un bon potentiel d'augmentation des

ventes, c'est-à-dire dans les marchés du résidentiel et de la génération d'énergie (cogénération). On a évalué les besoins totaux à  $9\,460,0\ 10^6\text{m}^3$  (334,0 Bcf) en 1990, à  $13\,116,0\ 10^6\text{m}^3$  (463,0 Bcf) en 1995 et à  $13\,825,0\ 10^6\text{m}^3$  (488,0 Bcf) en 2000, soit une hausse en comparaison des actuels  $8\,300,0\ 10^6\text{m}^3$  (293,0 Bcf) de 1989. De plus, on prévoit que les ventes de gaz interruptibles au marché industriel vont demeurer fortes en raison des efforts croissants en matière de protection de l'environnement.

Les prévisions supposaient que PSE&G continuerait de réduire ses coûts d'approvisionnement au minimum par divers moyens, notamment le déplacement des achats ponctuels de gaz plus coûteux, et par la conversion de certaines parties de ses contrats de vente en contrats de service de transport garanti avec des contrats correspondants d'approvisionnement.

PSE&G a expliqué que ses prévisions, et les hypothèses sur lesquelles elles étaient fondées, étaient réalistes et démontraient un besoin pour les importations canadiennes disponibles aux termes de la proposition d'exportation Esso/TEMCO.

BG&E est une entreprise se de services combinés d'électricité et de gaz desservant le Maryland, y compris la ville de Baltimore, qui distribue du gaz acheté de la Columbia Gas Transmission Corporation ("Columbia") et de la CNG Transmission Corporation ("CNG"). En outre, BG&E achète son gaz directement de producteurs de gaz et d'entreprises de commercialisation, ce qui l'a mené à conclure des contrats de service de transport avec Columbia, CNG et Transco. De plus, BG&E offre des services de transport pour des consommateurs par achat direct. Le service de transport compte pour environ 37 pour cent du débit du réseau de BG&E.

BG&E a présenté des prévisions des approvisionnements et des besoins en gaz allant jusqu'à l'an 2002 qui démontrent un besoin d'augmenter les approvisionnements garantis pour satisfaire la demande de pointe. Ces prévisions indiquent que sans le gaz canadien offert en vertu du contrat d'approvisionnement de TEMCO, les approvisionnements quotidiens garantis de BG&E deviendraient insuffisants pour répondre à la demande quotidienne de pointe au cours de l'hiver 1995-1996, alors que des insuffisances horaires étaient prévues dès l'hiver 1990-1991. Pour cette raison BG&E a déclaré qu'il était impatient de voir se concrétiser l'arrangement d'approvisionnement de TEMCO au cours de l'hiver 1990-1991. Les besoins annuels de BG&E doivent, selon les prévisions, augmenter de  $2\,150,0\ 10^6\text{m}^3$  (76,0 Bcf) en 1990, à  $2\,460,0\ 10^6\text{m}^3$  (87,0 Bcf) en 1995, et à  $2\,600,0\ 10^6\text{m}^3$  (92,0 Bcf) en l'an 2000.

La stratégie d'achat de gaz de BG&E est d'assurer que le gaz continuera d'être un combustible concurrentiel dans la région qu'il dessert. À cet effet, BG&E a diversifié ses formules d'approvisionnement par divers moyens, entre autres en acquérant une capacité garantie sur les principaux pipelines interétatiques, en signant des contrats de fourniture de gaz à long terme, en acquérant des propriétés productrices de gaz dans les Appalaches et en produisant activement du gaz sur les marchés ponctuels.

BG&E a indiqué qu'afin de compléter son approvisionnement en gaz pendant les charges de pointe, et dans le but de répondre aux urgences temporaires d'approvisionnement en gaz, il doit compter sur ses installations d'air propane, de gaz naturel liquéfié et de gaz naturel synthétique.

LILCO est une entreprise réglementée de services combinés d'électricité et de gaz desservant Long Island et la ville de New-York.

LILCO a présenté des prévisions des approvisionnements et des besoins en gaz jusqu'à l'an 2002 qui démontrent un besoin continu pour les importations de gaz canadien offertes aux termes de la proposition Esso/TEMCO. Des insuffisances d'approvisionnement en gaz doivent se produire à chaque année jusqu'à l'an 2002.

LILCO achète ses approvisionnements à long terme par gazoduc de plusieurs sociétés pipelinières interétatiques, entre autres CNG, Tennessee, Texas Eastern Transmission Corporation et Transco. Ces approvisionnements doivent être complétés avec du gaz obtenu par de nouveaux achats de gaz directs, marginaux et garantis à long terme et par l'usage continu d'entrepôts souterrains. LILCO prévoit une croissance économique continue dans la région de Long Island et par conséquent, une augmentation continue de la demande pour l'électricité et le gaz. On s'attend à ce que les besoins annuels globaux augmentent de 2 436,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (86,0 Bcf) en 1990, à 2 780,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (98,0 Bcf) en 1995 et, à 3 100 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (111,0 Bcf) en l'an 2000.

Esso a prévu un facteur de charge de 95 à 100 pour cent au cours de la période de la prorogation proposée de la licence. Cette prévision a été préparée par TEMCO et est fondée, en partie, sur la composante-demande de sa responsabilité de transport en vertu du contrat d'approvisionnement en gaz Esso/TEMCO. Esso a souligné que la responsabilité de TEMCO de payer les frais liés à la demande pour le service de transport sur les réseaux pipeliniers canadiens et américains, constitue un encouragement financier très fort pour que TEMCO maintienne un facteur de charge élevé dans le cadre du contrat Esso/TEMCO.

TEMCO a reçu l'autorisation du DOE/FE américain pour importer 2 125,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (75,0 MMcf/j) pendant une période se terminant le 31 octobre 2002. Esso soutient que les trois SLD américaines ont démontré un besoin pour de nouveaux approvisionnements en gaz à long terme et que les dispositions, y compris la clause de prise des contrats TEMCO/SLD garantiront que le prix du gaz provenant de TEMCO demeurera concurrentiel, avec les autres sources d'approvisionnement en gaz, et que par conséquent, le gaz sera acheté à un facteur de charge élevé.

### **3.7 Arrangements contractuels**

#### **3.7.1 Transport**

Le gaz sera transporté sur les réseaux pipeliniers de NOVA et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario. À partir de la frontière, le gaz sera transporté sur les réseaux pipeliniers de Tennessee, de National Fuel et de Transco aux portes des villes de PSE&G, de BG&E et de LILCO.

Présentement, Esso possède suffisamment de capacité de service garanti par gazoduc avec NOVA pour la livraison de la totalité des 2 125,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (75,0 MMcf/j) au point de livraison d'Empress en Alberta. Avec TransCanada, Esso a une capacité de service garanti de 2 125,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (75,0 MMcf/j) au point de livraison de Niagara Falls en Ontario jusqu'au 31 octobre 1995. Esso a indiqué qu'il a l'intention de négocier une prorogation à long terme de l'actuel contrat de transport au-delà du 31 octobre 1995, à défaut de quoi, Esso a l'intention de s'appuyer sur la clause des droits de renouvellement du barème des frais du service garanti de TransCanada. Le contrat de transport existant a été cédé par Sulpetro à Esso, et est en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> décembre 1987.

Aux U.S.A., TEMCO a conclu des ententes précédents de transport avec National Fuel et Transco pour un service jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2002, sous réserve de la réception des approbations réglementaires nécessaires et de la construction de nouvelles installations pipelinières. L'approbation de la FERC pour la construction de toutes les installations pipelinières en aval était prévue pour le printemps 1990, avec une capacité de service garanti prévue avant le 1<sup>er</sup> novembre 1990. L'entente avec National Fuel accorde également à TEMCO une capacité sur le réseau de Tennessee, auquel National Fuel sera associé en tant que copropriétaire de l'installation située au point d'importation de Niagara.

### **3.7.2 Contrat de vente de gaz**

Le gaz qui sera exporté en vertu de la licence GL-82 sera vendu à TEMCO au point de livraison de Niagara Falls en Ontario conformément aux termes du contrat de vente de gaz intervenu entre Esso et TEMCO le 11 décembre 1980, tel que modifié par un contrat de modification daté du 1<sup>er</sup> novembre 1989.

Le contrat doit demeurer en vigueur jusqu'au 31 octobre 2004, à moins qu'il n'expire plus tôt en raison de l'expiration de toute autorisation réglementaire. Le contrat peut être résilié par Esso ou TEMCO n'importe quand après le 31 octobre 2002, suite à un préavis écrit de 12 mois.

Dès le 1<sup>er</sup> novembre 1989, Esso a accepté de vendre à TEMCO une quantité maximale journalière (c.-à-d., la demande contractuelle) de  $2\,125,0\,10^3\text{m}^3$  (75,0 MMcf). TEMCO est tenu de prendre et de payer, même sans prendre, une quantité annuelle de gaz égale à 65 pour cent de la demande contractuelle multiplié par 365. Le gaz payé, mais non pris, peut être pris au cours d'une autre année du contrat, mais seulement après qu'un volume annuel minimum a été pris. Esso n'est pas obligé de livrer à TEMCO un volume de gaz excédant la demande contractuelle. Esso est obligé de rembourser à TEMCO le montant payé pour toute quantité de gaz, prépayée pendant les quatre dernières années du contrat, qui n'aurait pas pu être récupérée avant l'expiration du contrat.

Le prix à l'exportation est établi avec un mécanisme de tarification en fonction de la demande et des produits. La composante-demande est égale à la plus petite valeur entre:

- (a) la somme des frais liés à demande et des frais liés au produit encourus par Esso pour le transport du gaz jusqu'au point d'exportation sur les réseaux de NOVA et de TransCanada, y compris le coût du gaz combustible à être fourni par Esso; ou
- (b) une quote-part des frais de transport de 1,05 \$ US par Mcf, rajustée annuellement afin de refléter l'augmentation absolue des frais moyens de transport, à un facteur de charge de 100 pour cent, pour le service sur cinq gazoducs américains spécifiés desservant la cote Est (c.-à-d., les "gazoducs représentatifs").

TEMCO remboursera Esso pour les frais liés à la demande dûs à NOVA et à TransCanada, quelle que soit la quantité réelle de gaz achetée.

La composante-demande du prix d'exportation est fondée sur un prix à la tête du puits, qui est calculé mensuellement et qui est à son tour fondé sur la plus petite valeur entre:

- (a) le PVMP de toutes les ventes de gaz de TEMCO, pendant le mois précédent, moins les coûts de transport payés par TEMCO aux sociétés pipelinières pour l'acheminement du gaz à partir des différents points d'achat de TEMCO vers les différents points de vente; ou



- (b) le prix moyen pondéré du gaz (PMPG), qui est défini comme la moyenne du prix moyen pondéré des sociétés pipelinières représentatives tel que reflété dans leurs dépositions respectives auprès de la FERC visant le rajustement des achats de gaz.

En déterminant le prix à la tête du puits, le PVMP ou le PMPG, selon le cas, est rajusté pour refléter le facteur de charge auquel les trois SLD clientes ont acheté le gaz de TEMCO au cours de chacune des deux années précédentes du contrat. Une fois établi, le prix à la tête du puits est utilisé dans une formule pour déterminer la composante- produit mensuelle qui peut être rajustée pour apporter à TEMCO un encouragement financier pour acheter du gaz d'ESSO à 60 pour cent, ou plus, de la demande contractuelle.

Le contrat contient deux clauses de réouverture de la tarification. Premièrement, le contrat contient une clause d'intentions stipulant que si les modalités de livraison du contrat ne sont pas raisonnablement équivalentes à celles auxquelles TEMCO doit se conformer pour vendre du gaz marginal garanti et à long terme à la tête du puits (du gaz produit et acheté dans le golfe du Mexique et vendu sur les marchés américains du littoral atlantique des États-Unis), Esso ou TEMCO peut demander la réouverture du contrat dans le but de corriger la situation. Si Esso et TEMCO ne parvenaient pas à un accord sur le fait que cette intention dérogatoire ait été satisfaite et si le contrat devait être modifié à cet effet, l'une ou l'autre partie pourrait soumettre le problème à l'arbitrage. Deuxièmement, le contrat permet à Esso ou à TEMCO de demander une révision des clauses de tarification si l'un des contrats de vente de TEMCO avec les SLD, qui soutiennent l'achat de gaz à Esso, est modifié ou remplacé par un nouveau contrat. Le contrat prévoit qu'Esso et TEMCO doivent partager moitié-moitié tout changement avantageux ou désavantageux de la valeur à TEMCO provenant de la modification ou du remplacement du contrat. Si les parties n'arrivaient pas à s'entendre, le problème pourrait être soumis par l'une ou l'autre partie à un arbitre.

Une clause de perte de marché permet à Esso et à TEMCO d'essayer de trouver des marchés de remplacement, si l'un des marchés des SLD est perdu. S'il arrive qu'Esso trouve un marché de remplacement et décide de réduire la demande contractuelle, TEMCO doit céder à Esso sa capacité de transport en aval sous contrat aux États-Unis. Après la cession, Esso serait responsable de tous les frais de transport correspondants liés à la demande et au produit. De la même manière, si un jour, TEMCO n'utilise pas complètement sa capacité de transport aux États-Unis, TEMCO est tenu d'offrir cette capacité inutilisée à Esso.

TEMCO a négocié un contrat de vente de gaz séparé avec chacune des trois SLD. Sous réserve de l'obtention de toutes les autorisations réglementaires associées et de la construction des installations pipelinières connexes aux U.S.A., chaque SLD a signé un contrat d'achat de gaz de TEMCO jusqu'au 31 octobre 2002, à moins que le contrat ne soit prorogé par consentement mutuel.

Aux termes des contrats de vente de gaz TEMCO/SLD, le prix doit être établi mensuellement et doit être facturé selon une structure de tarification en fonction de la demande et du produit. La formule de tarification pour chaque contrat de vente de gaz est fondée sur le PVMP de TEMCO, qui est rajusté pour refléter la différence des coûts de transport entre le transport du gaz de l'Alberta jusqu'aux portes des villes du Nord-Est et à celui entre le golfe du Mexique et ces mêmes villes, plus le tarif de transport à un facteur de charge de 100 pour cent pour le transport de l'Alberta jusqu'aux points de livraison de chaque SLD. Le PVMP de TEMCO est obtenu en divisant les revenus de vente de gaz des mois antérieurs, moins tous les frais de transport applicables du gaz jusqu'aux points de livraison, par la quantité totale de gaz vendu par TEMCO le mois précédent.

Esso a constaté que les rajustement des différences entre les frais de transport selon le PVMP de TEMCO garantissent que le prix du gaz de source canadienne vendu à chaque SLD est concurrentiel avec le coût marginal des approvisionnements en gaz garantis provenant du golfe du Mexique.

PSE&G a signé un contrat pour l'achat de quelque  $934,8 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (33,0 MMcf/j) de gaz à TEMCO conformément à un contrat de vente à long terme, un protocole d'entente daté du 14 juillet 1989. Le contrat prévoit que PSE&G a la possibilité d'acheter  $1\ 133,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (40,0 MMcf/j) supplémentaires, dans l'éventualité que BG&E et LILCO prennent pas les quantités contractuelles. Le contrat est assujéti à un achat annuel minimal égal à 50 pour cent du facteur de charge. Si PSE&G n'achète pas les quantités annuelles minimales pendant deux années consécutives, TEMCO a le droit de réduire la quantité contractuelle. PSE&G a le droit de demander une renégociation des clauses de tarification. S'il est impossible de s'entendre sur une clause de tarification par la voie de la renégociation le contrat sera résilié. BG&E a négocié un contrat de ventes marginales à long terme, un accord de principe daté du 8 juillet 1988, en vertu duquel elle achètera à TEMCO quelque  $708,2 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$  (25,0 MMcf/j). Le contrat donne à BG&E la possibilité d'acheter  $1\ 354,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (47,8 MMcf/j) supplémentaires dans l'éventualité que PSE&G et LILCO ne prennent pas leurs quantités contractuelles. Le contrat prévoit une structure de tarification fondée sur la demande et le produit, mais sous réserve de certains prix plafonds précis établis conformément au facteur de charge auquel BG&E achète le gaz de TEMCO. Les deux parties peuvent entreprendre une renégociation de la formule de tarification. Le refus de renégocier permet à l'une ou l'autre partie d'annuler une partie ou l'ensemble du contrat après avoir fourni un préavis d'au moins 150 jours.

LILCO a conclu un contrat de ventes marginales à long terme, un accord de principe daté du 8 juillet 1988, avec TEMCO dans le but d'acheter quelque  $424,9 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (15,0 MMcf/j). Similairement, le contrat donne à LILCO la possibilité d'acheter  $1\ 700,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (60,0 MMcf/j) supplémentaires dans l'éventualité où PSE&G et BG&E ne prendraient pas leurs quantités contractuelles. Le contrat prévoit des achats minimums annuels et estivaux égaux aux facteurs de charge de 50 et 65 pour cent, respectivement. Si LILCO n'achète pas les quantités annuelles minimales pendant deux années consécutives, TEMCO a le droit de réduire la quantité contractuelle. La fixation des prix, dans le contrat, est fondée sur la structure de tarification en fonction de la demande et du produit, et est assujétié à un prix plafond.

En ce qui concerne la clause relative à la quote-part des frais de transport, Esso soutient que puisque le prix à l'exportation est composé d'une composante-demande et d'une composante-produit, et que le contrat contient une clause de prise obligatoire, les revenus obtenus des paiements des frais liés au produit ou de la clause de prise obligatoire, s'ils sont ajoutés aux revenus des frais liés à la demande, devraient permettre à Esso de récupérer ses coûts de transport payés à NOVA et à TransCanada.

Esso soutient que le contrat de TEMCO est de nature commerciale et qu'il est vraisemblable qu'il dure longtemps. Esso affirme aussi que puisque le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes, il répond à des intérêts publics aussi bien que privés. Esso a fait remarquer que la durabilité du contrat peut être constatée par le fait qu'aux termes de ce contrat, du gaz a été acheminé depuis 1980.

Esso a rappelé qu'il avait signé un accord de transfert de licence avec TEMCO, le 1<sup>er</sup> novembre 1989, stipulant que sur autorisation de l'Office et du gouverneur en conseil, Esso transférerait 50 pour cent indivis de sa participation dans la licence GL-82 à TEMCO. Esso a ajouté qu'une copropriété de la licence faciliterait l'achat, l'exportation et la revente du gaz canadien importé aux termes de la proposition d'exportation Esso/TEMCO.

### *Opinion de l'Office*

L'Office a examiné les dispositions du contrat Esso/TEMCO. L'Office est satisfait du fait que la composante-demande de la structure de tarification assure la récupération de tous les coûts de transport au Canada associés à l'acheminement du gaz jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario. L'Office a accepté l'argument d'Esso que, malgré la clause sur la quote-part des frais de transport, les revenus provenant de la composante-produit ou les paiements obligatoires lorsqu'ils sont ajoutés aux revenus provenant de la composante-demande permettront à Esso de recouvrir les frais de transports payés à NOVA et à TransCanada.

L'Office est satisfait de ce que les dispositions du contrat garantissent que les parties contractantes répondront aux circonstances changeantes du marché d'exportation. À cet effet, l'Office a remarqué que la composante-produit du prix à l'exportation reflétera toujours la plus petite valeur entre le PVMP et PMPG et, par conséquent, garantira que le contrat suivra la tendance du marché. L'Office acquiesce à l'argument d'Esso à l'effet que les deux clauses de réouverture de la tarification, accompagnées de l'arbitrage d'un tiers, assurera vraisemblablement que les prix à l'exportation demeureront concurrentiels pendant toute la durée du contrat. À cet effet, l'Office a pris note de la clause prévoyant une augmentation du coût unitaire du gaz payé à TEMCO si le facteur de charge d'un mois venait à baisser sous les 60 pour cent.

L'Office approuve l'idée de l'encouragement financier inhérent à la structure de tarification en fonction de la demande et du produit en raison de la composante-demande élevée. L'obligation de TEMCO de payer, qu'il y ait eu achat ou non, une quantité annuelle de gaz équivalente à 65 pour cent de la demande contractuelle multiplié par 365; et la possibilité de TEMCO d'aiguiller les importations d'Esso vers d'autres marchés américains, permet de croire raisonnablement que le gaz sera pris aux termes du contrat Esso/TEMCO.

Puisque le gaz qui sera exporté proviendra exclusivement des réserves appartenant à Esso, il est inutile de démontrer l'appui d'autres producteurs.

### **3.8 Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une nouvelle licence d'exportation de gaz à Esso/TEMCO, à titre de détenteurs communs, et de délivrer une ordonnance d'annulation qui annulerait la licence d'exportation d'Esso n<sup>o</sup> GL-82 et qui sera opérante le jour de la mise en vigueur de la nouvelle licence d'exportation. L'annexe I présente les modalités de la licence d'exportation.**

**Tel qu'il a été expliqué en détail au chapitre 1, l'Office a utilisé la méthode axée sur les conditions du marché pour prendre sa décision afin de déterminer, entre autres choses, si les volumes devant être exportés sont des excédents aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. L'Office a constaté l'absence de toute plainte ou opposition à l'exportation proposée. Esso a présenté une EIE qui a démontré que les exportations n'auraient que peu ou pas d'impact sur l'ensemble de la production, des prix du gaz ou les modèles de consommation au Canada et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'auraient aucune difficulté à satisfaire**

**leurs besoins énergétiques futurs. En se fondant sur son examen de ces éléments, l'Office est satisfait du fait que l'exportation proposée soit un excédent aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.**

**En tant que partie de la méthode axée sur les conditions du marché, l'Office a également évalué un certain nombre de facteurs d'intérêt public, y compris l'approvisionnement en gaz, les marchés, les contrats de vente de gaz et les arrangements de transport associés à l'exportation proposée.**

**L'Office a étudié les estimations d'Esso sur ses réserves en gaz et son potentiel de production et il croit que l'approvisionnement en gaz permettra de satisfaire les besoins pendant toute la durée de la licence d'exportation.**

**Ayant examiné le contrat Esso/TEMCO, l'Office est satisfait de ce qu'il ait été négocié entre entreprises indépendantes, qu'il soit de nature commerciale et qu'il sera probablement respecté pendant toute la période applicable.**

# Chapitre 4

## FSC Resources Limited

---

### 4.1 Résumé de la demande

Le 15 février 1989, en vertu de la partie VI de la Loi, FSC a déposé une demande, dans sa version modifiée, auprès de l'Office pour l'obtention d'une licence d'exportation de gaz à Napierville au Québec, pendant une période de 15 ans commençant le 1<sup>er</sup> mars 1991. Le gaz serait vendu à Falcon Gas pour la revente à trois installations de cogénération qui seront construites à Plattsburg ou dans les environs, dans l'État de New-York. Chacune de ces trois installations de cogénération est conçue pour produire 79 MW d'énergie électrique qui seront vendus à la New York State Electric & Gas Corporation ("NYSEG"). L'énergie thermique sera vendue à trois utilisateurs industriels de vapeur.

FSC a fait la demande pour une licence d'exportation ayant les modalités suivantes :

Période d'application	-	15 années commençant le 1 <sup>er</sup> mars 1991
Quantité journalière maximale	-	1 530,0 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (54,0 MMcf)
Quantité annuelle maximale	-	558,45 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (19,7 Bcf)
Quantité maximale au cours de la période d'application	-	8 376,75 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (295,7 Bcf)

En outre, ESC a fait une demande visant un écart admissible de trois pour cent sur la quantité journalière maximale afin de compenser pour les différences et les pertes non comptabilisées.

Le gaz proviendrait de certains gisements, de terrains et de régions en Alberta appartenant par contrat à WGML, et sera acheminé sur les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Napierville au Québec. Aux U.S.A., le gaz sera acheminé sur les nouvelles installations pipelinières qui seront construites par la North Country Pipeline Corporation ("North Country").

FSC est une filiale de Falcon Seaboard Canada Limited ("Falcon Canada"). Falcon Canada et Falcon Gas sont deux filiales de Falcon Seaboard Resources, Inc. ("Falcon Resources"). Falcon Seaboard Power Corporation ("Falcon Power"), également une filiale de Falcon Resources, est la société responsable de la construction des trois installations de cogénération par l'entremise de ses filiales Adirondack Power, Inc. ("Adirondack"), Saranac Energy Company, Inc. ("Saranac"), et Empire Power, Inc. ("Empire"). Falcon Seaboard Pipeline Corporation, une filiale de Falcon Resources, est responsable de sa filiale North Country.

### 4.2 Procédure de plainte

La procédure de plainte permet aux utilisateurs canadiens de gaz naturel de s'opposer à un projet d'exportation s'ils jugent qu'ils ne peuvent pas obtenir, par contrat, des fournitures additionnelles de gaz selon des modalités, y compris le prix, semblables à celles du projet d'exportation.

Aucune plainte n'a été déposée relativement à la proposition d'exportation de FSC.

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

FSC a choisi de s'appuyer sur l'EIE la plus récente de l'Office. En se fondant sur cette évaluation, les volumes faisant l'objet de la demande auraient très peu d'incidences sur la production, la consommation et les prix du gaz naturel au Canada et les utilisateurs canadiens d'énergie n'auraient aucune difficulté à satisfaire leurs besoins en énergie par suite des exportations proposées.

### **4.4 Approvisionnement en gaz**

#### **4.4.1 Contrats d'approvisionnement**

FSC a signé un contrat d'approvisionnement en gaz de 15 ans avec WGML visant à l'achat d'une quantité de gaz pouvant atteindre 1 530,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (54,0 MMcf/j). WGML obtiendra le gaz nécessaire à l'approvisionnement de FSC par le biais de différents contrats d'achat avec TransCanada. Le contrat FSC est semblable aux autres contrats d'approvisionnement à long terme de WGML et comprend les mêmes garanties d'approvisionnement. Les garanties d'approvisionnement comprennent l'obligation pour WGML de maintenir le rapport réserves restantes/production (RR/P) au-dessus de 10. Si le RR/P venait à baisser sous 10, WGML serait écarté de tout nouveau contrat de vente, y compris du renouvellement de contrats existants. De plus, dans l'éventualité d'une restriction sur l'approvisionnement en gaz de WGML, les ventes à FSC et les autres ventes à long terme auraient la priorité sur l'approvisionnement de gaz disponible aux termes des contrats à court terme. À cet effet, WGML est tenu, conformément au contrat, de diminuer ses ventes à court terme avant qu'elles ne restreignent les approvisionnements en gaz pour ses ventes à long terme (c.-à-d., supérieures à 10 ans).

Le contrat d'approvisionnement avec WGML stipule aussi que FSC a le choix de réduire sa quantité contractuelle journalière ("QCJ") en retour d'un paiement d'indemnisation à WGML. L'importance du paiement est reliée au volume substitué et au prix du marché captif dans l'est du Canada ("PMCEC"). FSC a affirmé que s'il devait renoncer ou substituer une portion des réserves de WGML, il le ferait en acquérant et en exploitant ses propres réserves au Canada plutôt que de conclure des contrats avec d'autres producteurs ou distributeurs de gaz naturel.

Voir la partie 7.4 des présents motifs de décision pour des renseignements supplémentaires touchant l'approvisionnement en gaz de WGML.

#### ***Opinion des intervenants***

Union a été le seul intervenant à donner une opinion sur l'approvisionnement en gaz de FSC. Union a soutenu que FSC n'a pas fourni de preuves d'un approvisionnement en gaz adéquat parce que WGML pourrait perdre une portion significative de son approvisionnement en gaz s'il perdait des contrats. Union croyait également que FSC serait en mesure de libérer WGML de ses obligations et de s'approvisionner à une autre source qui échapperait à la surveillance de l'Office.

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

L'opinion de l'Office sur l'approvisionnement en gaz de WGML est décrite en détail à la partie 7.4.

En ce qui a trait à l'éventuelle résiliation des contrats de WGML avec ses producteurs, l'Office reconnaît que si une quantité substantielle de contrats était annulée, cela aurait des conséquences significatives pour les clients de WGML. Tout en étant conscient de l'incertitude reliée à l'ensemble des fournisseurs de WGML, l'Office souligne que WGML a fourni les preuves démontrant qu'il s'attendait à très peu de perturbation de son approvisionnement en raison de résiliations de contrats. L'Office fait également la remarque qu'aucun autre intervenant n'a fourni de preuves à cet effet. Bien que l'on prévoit que certains des contrats d'approvisionnement de WGML seront annulés, l'Office tient compte des garanties d'approvisionnement (présentées dans la section 4.4.1) fournies à FSC dans son contrat d'achat de gaz avec WGML. L'Office reconnaît également que FSC a la possibilité de substituer une partie de l'approvisionnement de WGML par son propre approvisionnement. Cependant, en prenant en considération le fait qu'un paiement de pénalité et d'indemnisation doit être fait à WGML et la nature du marché devant être desservi par cet approvisionnement en gaz, l'Office croit que la substitution ne pourrait avoir lieu que si FSC avait conclu des contrats d'approvisionnement garanti de remplacement.

L'Office est donc satisfait des arrangements d'approvisionnement de FSC à répondre aux besoins pendant la période d'application de l'exportation proposée.

## **4.5 Permis d'acheminement de l'énergie**

Le gaz devant être vendu à FSC sera acheminé conformément au permis d'acheminement de TransCanada n<sup>o</sup> TC 85-1 émis en Alberta. L'Office souligne que le permis expire en 1999 et qu'une prorogation sera alors nécessaire.

## **4.6 Marché**

L'exportation proposée de 1 530,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (54,0 MMcf/j) sera utilisée pour alimenter en combustible trois installations de cogénération qui seront construites dans la région de Plattsburg dans le nord de l'État de New-York. Chaque installation de cogénération aura une capacité de production d'environ 79 MW d'électricité qui sera vendue à NYSEG. Les trois centrales de cogénération seront la propriété d'Empire, de Saranac et d'Adirondack qui les construiront et les exploiteront. Les centrales de cogénération sont des installations qui doivent fonctionner sans interruption, chacune d'elles générant environ 657 000 MW.h d'électricité par année.

La centrale de cogénération d'Empire sera située dans un parc industriel, à Beekmantown dans l'État de New-York. Le parc industriel sera la propriété de Beekmantown Agri- Business Park, Inc. ("Beekmantown"). On prévoit que l'installation consommera 491,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (17,3 MMcf/j) de gaz. Les clients pour la vapeur seront Kagex, un propriétaire de serres, Kitchen Pride, un producteur de champignons, et TAG AGRI (USA) Development Limited, une industrie agro-alimentaire.

L'installation de cogénération de Saranac sera située à Plattsburg dans l'État de New-York, et sera adjacente à la Georgia-Pacific Corporation ("Georgia-Pacific"), une usine de papier de soie. On s'attend à ce que la centrale consomme 565,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (20,0 MMcf/j) de gaz naturel. La vapeur doit être vendue à Georgia-Pacific pour la fabrication de papier de soie.

L'installation de cogénération d'Adirondack sera contiguë au complexe industriel de C&A Imperial Wallcoverings, Inc. ("Imperial") à Plattsburg dans l'État de New-York. On prévoit qu'elle consommera 473,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (16,7 MMcf/j) de gaz. Le vapeur sera vendue à Imperial pour le chauffage et la transformation.

Du gaz propane liquéfié, entreposé sur les lieux, serait la source d'énergie de réserve des installations de cogénération si l'approvisionnement en gaz naturel venait à manquer.

Les trois installations fonctionneront exclusivement avec du gaz de provenance canadienne vendu par FSC à Falcon Gas qui le revendra à son tour à chacune des installations.

FSC a déclaré que les trois installations de cogénération et le pipeline américain d'interconnexion qui sera construit par North Country seront entièrement financés de l'extérieur, ce qui signifie qu'avant que les installations ne soient construites au Canada ou aux U.S.A., toutes les questions relatives au contrat devront être réglées et toutes les autorisations réglementaires, y compris l'autorisation de l'Office pour exporter le gaz, devront être obtenues. FSC a expliqué que la majorité des revenus provenant de la vente d'énergie électrique à NYSEG et de la vente d'énergie thermique seront utilisés pour rembourser le financement du projet. Bien que le financement du projet ne soit pas encore terminé, un certain nombre de prêteurs ont été approchés, y compris celui qui a financé l'usine de cogénération alimentée au gaz de 200 MW, propriété de Falcon Power, à Big Spring au Texas. FSC a exprimé sa confiance que l'appui financier nécessaire sera obtenu.

Falcon Gas et North Country ont déposé une demande auprès du DOE/FE pour une ordonnance d'importation de 15 ans. FSC a déclaré qu'un avis de cette demande a été délivré et qu'une décision sur cette demande d'importation est prévue pour le deuxième trimestre de 1990.<sup>1</sup>

En ce qui concerne la construction et la gestion des trois installations de cogénération, chaque propriétaire devait déposer ses demandes auprès du Department of Environmental Conservation ("NYSDEC") de l'État de New-York en juin 1990. On attendait les autorisations pour décembre 1990. De la même manière, chaque propriétaire devait recevoir la certification du statut de qualification de son installation de la FERC au cours du deuxième semestre de 1990.

FSC a affirmé que Falcon Power était toujours à l'étape de l'appel d'offres pour le matériel principal (par ex. les turbines à gaz et à vapeur) des installations de cogénération, mais que l'on s'attendait à recevoir des commandes à courte échéance.

FSC a fait valoir que son projet d'exportation était unique du fait que les parties ne font pas que proposer d'exporter du gaz de source canadienne, mais qu'elles sont également engagées dans la construction, la gestion et le financement des installations pipelinières et de cogénération connexes au

---

<sup>1</sup> Après la délivrance de la décision de l'Office quant à la demande de licence, FSC, par une lettre datée du 6 juin 1990, a informé l'Office sur le statut de plusieurs autorisations réglementaires américaines. Notamment, FSC a prévenu l'Office que :

- a) DOE/FE a délivré à Falcon Gas une ordonnance conditionnelle donnant une autorisation d'importation à long terme de gaz de source canadienne; et que
- b) la FERC a approuvé les demandes de Saranac et d'Adirondack visant la certification du statut de IQ de leur installation respective de cogénération.



projet. FSC a souligné qu'étant donné l'envergure de l'ensemble du projet, plusieurs contrats doivent être conclus et un grand nombre d'autorisations réglementaires doivent être obtenues. FSC a également soutenu que son projet représente un marché entièrement nouveau pour le gaz canadien et qu'il offre une possibilité de développer un marché pour le gaz dans l'État de New-York qui n'est pas encore desservi par le gaz naturel et qui deviendrait entièrement dépendant des importations de gaz canadien.

### *Opinion des intervenants*

Union a soutenu que la demande de FSC était prématurée et devrait être refusée parce que FSC n'a pas fourni de preuves suffisantes pour démontrer l'existence d'un marché d'exportation. Union a souligné que ni le projet d'installations de cogénération, ni celui du gazoduc d'interconnexion ont été approuvés ou construits. Union croyait que ce manque de maturité de la demande d'exportation de FSC s'était soldée par un certain nombre de contrats assortis de trop de conditions.

Union a fait remarquer que les bailleurs de fonds du projet exigent que toutes les autorisations réglementaires, y compris la licence d'exportation de l'Office, soient en vigueur avant qu'ils n'avancent des fonds pour le projet. Union croyait que l'Office ne devrait pas se sentir forcé à délivrer la licence d'exportation dans le seul but de permettre aux participants du projet de s'acquitter de leurs obligations envers leurs bailleurs de fonds.

## **Réponse de FSC**

En réponse aux questions soulevées par Union, FSC a soutenu que son marché de cogénération sera exclusivement dépendant du gaz naturel de source canadienne. La situation étant ce qu'elle est, FSC pouvait comprendre pourquoi un prêteur ou un actionnaire, soit réticent à avancer le capital nécessaire à la construction d'installations pipelinaires et de cogénération s'il n'y avait aucune licence d'exportation permettant l'accès à cette source exclusive d'approvisionnement.

FSC a déclaré que des projets de cette envergure prennent du temps à être élaborés et à se concrétiser, étant donné le nombre des contrats qui doivent être conclus et le nombre d'autorisations réglementaires qui doivent être obtenues. FSC a également ajouté qu'il accepterait une clause de temporisation dans la licence d'exportation si l'Office avait des inquiétudes en ce qui concerne la maturité du projet d'exportation de FSC.

## **4.7 Arrangements contractuels**

### **4.7.1 Transport**

Les volumes faisant l'objet de la demande seront acheminés sur les réseaux pipeliniers de NOVA et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Napierville. De la frontière, le gaz sera transporté jusqu'à Plattsburgh dans l'État de New-York sur de nouvelles installations qui seront construites et exploitées par North Country.

WGML, le fournisseur en gaz au projet d'exportation de FSC, transportera le gaz sur le réseau de NOVA jusqu'à Empress, le point de livraison en Alberta conformément aux contrats actuels de transport garanti à long terme. Aucune nouvelle installation n'est nécessaire. FSC, qui prendra le gaz

en charge à Empress, Alberta, le transportera sur le réseau de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Napierville au Québec conformément au contrat de 15 ans signé antérieurement avec TransCanada, en utilisant des installations pipelinières marginales déjà approuvées y compris le prolongement de Napierville. TransCanada a avisé FSC que le prolongement du gazoduc à Napierville ne sera pas utilisable avant le 1<sup>er</sup> mars 1991.

Aux États-Unis, Falcon Gas acheminera le gaz sur un nouveau gazoduc de 26 milles qui sera construit par North Country. En décembre 1988, une demande a été déposée auprès de la FERC pour les permis de construction nécessaires. L'autorisation de la FERC était prévue pour le deuxième trimestre de 1990. Similairement, en décembre 1988, North Country a déposé une demande auprès de la New York State Service Commission ("NYSPSC") pour la certification du nouveau gazoduc. L'approbation de la NYSPSC pour la construction de ces installations était prévue pour le deuxième trimestre de 1990. FSC a indiqué que la NYSDEC doit terminer son examen de l'ébauche de l'évaluation des incidences sur l'environnement présenté par Falcon Seaboard qui évaluera les conséquences sur l'environnement des trois installations de cogénération, des installations connexes du gazoduc et des lignes de transport de l'énergie électrique. L'autorisation de la NYSDEC était prévue pour décembre 1990.

FSC a indiqué que puisque FSC, Falcon Gas et North Country sont toutes des filiales de Falcon Resources, le service de transport entre Falcon Gas et North Country n'a pas été officialisé par la signature d'un contrat de transport. North Country a prévenu Falcon Resources de ses intentions de transporter le gaz sous réserve de la réception d'un permis de construction délivré par la NYSPSC. Un contrat de transport provisoire est actuellement examiné par Falcon Resources.

#### **4.7.2 Contrat de vente de gaz**

FSC et Falcon Gas ont signé un contrat d'achat de gaz le 28 juin 1989, modifié en vertu de l'accord de modification daté du 27 septembre 1989.

Aux termes du contrat, FSC a accepté de fournir à Falcon Gas 1 530,0 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (54,0 MMcf/j) (c.-à-d., la "QCJ") de gaz au point de livraison de Napierville au Québec, pour la période se terminant le 31 octobre 2005, ou pour toute période qui pourrait être exigée par les autorisations réglementaires canadiennes et américaines.

Le contrat reconnaît le droit de FSC à se libérer du contrat d'approvisionnement en gaz qu'il a avec WGML et de celui de Falcon Gas à exiger de FSC, sur préavis raisonnable, d'exercer son droit de diminuer la QCJ dans le contrat d'approvisionnement en gaz avec WGML. Si l'approvisionnement en gaz de WGML était réduit, FSC et Falcon Gas accepteraient de fixer à nouveau le prix du gaz afin de refléter les frais encourus par FSC pour acquérir et livrer à Falcon Gas le gaz obtenu des sources de remplacement. FSC a reconnu que si le mécanisme de tarification du contrat devait être modifié à la suite de l'obligation de s'approvisionner à d'autres sources, il serait nécessaire d'obtenir au préalable l'autorisation de l'Office, conformément au paragraphe 35(2) du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)*.

Le contrat est assujéti à ce que FSC et Falcon Gas aient satisfait à plusieurs conditions préalables reliées à la conclusion de tous les arrangements contractuels et à la réception des autorisations réglementaires, y compris la réception du soutien des producteurs, et de l'assurance que le financement des installations de cogénération ait été garanti. Le contrat sera annulé si ces conditions préalables n'ont pas été satisfaites ou si elles ont été écartées au 1<sup>er</sup> novembre 1992.

Aux termes du contrat, Falcon Gas doit payer à FSC un prix à l'exportation qui est constitué d'une composante-demande et d'une composante-produit.

La composante-demande est composée des frais mensuels liés à la demande payables par WGML et FSC pour le transport de gaz sur les réseaux de NOVA et de TransCanada, respectivement. Même dans un cas de force majeure, Falcon Gas serait tenu de continuer le paiement des frais liés à la demande.

La composante-produit du prix à l'exportation est fondée sur le PMCEC, moins les coûts et les frais moyens pondérés de transport encourus directement ou indirectement par WGML, ou TransCanada, dans l'acheminement du gaz sur le réseau de TransCanada, de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'au point d'exportation de Napierville au Québec, moins la composante-demande liée aux livraisons de gaz naturel à l'intérieur de la province jusqu'à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, plus la composante-produit payée par FSC pour le service de transport sur le réseau de TransCanada, de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'au point d'exportation de Napierville au Québec, y compris les coûts correspondants du mazout.

Le PMCEC est égal au prix net moyen pondéré reçu par WGML conformément aux quatre contrats de vente de gaz négociés par WGML avec quatre SLD de l'est du Canada (c.-à-d. IGG Gaz Liquide Ltée (Ontario), Consumers' Gas, Union et Gaz Métropolitain Inc.).

En résumé, le contrat prévoit un prix à l'exportation dont la composante-produit est fondée sur le prix moyen pondéré par GJ, à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, reçu par WGML des SLD de l'est du Canada pour du gaz vendu par les SLD à leurs clients du marché captif, moins les frais liés à la demande payés à NOVA et les frais de réservation calculés à un facteur de charge de 100 pour cent.

Si quelques uns ou la totalité des contrats de vente entre WGML et les SLD de l'est du Canada prennent fin et sont remplacés ou modifiés, et que FSC ou Falcon Gas croit que le prix payable en vertu de ces contrats modifiés ou remplacés ne reflète plus le prix payé par une SLD pour le gaz livré à ses clients du marché captif, FSC ou Falcon Gas peut exiger une renégociation pour fixer un nouveau prix qui refléterait le prix payable pour le gaz livré aux clients du marché captif des SLD. Si les parties n'arrivent pas à une entente sur le nouveau prix, elles peuvent avoir recours à l'arbitrage. À cet effet, FSC a constaté que les contrats de vente de gaz des SLD, qui constituent la base de calcul de la composante-produit du prix total à l'exportation payé à Falcon Gaz, seront renégociés pour qu'ils deviennent opérants le 1<sup>er</sup> novembre 1990, et par la suite, environ tous les deux ans. FSC a déclaré qu'en négociant l'indice des prix du gaz à l'exportation, FSC et Falcon Gaz ont constaté que les deux marchés (c.-à-d., le marché américain de cogénération et le marché captif de l'est du Canada) offraient les mêmes caractéristiques de stabilité et de facteurs de charge élevés. De plus, FSC jugeait le mécanisme de tarification adéquat puisque le marché qui sera des servi n'utilisera que du gaz de source canadienne.

FSC a soutenu que les revenus annuels générés par son projet d'exportation seraient suffisants pour récupérer les coûts de transport à l'intérieur et entre les provinces et ainsi apporter aux producteurs canadiens de gaz des rentrées nettes acceptables. FSC a fait remarquer que la clause de tarification dans le contrat avec Falcon Gaz garantit une récupération complète de tous les frais liés à la demande au Canada associés au transport du gaz sur les réseaux de NOVA et de TransCanada. FSC croyait aussi que la clause d'indexation, constituant la base du prix moyen pondéré du gaz vendu par WGML aux SLD de l'est du Canada, permet au prix à l'exportation d'être sensible aux conditions du marché

puisque les contrats de ventes de gaz entre WGML et les SLD de l'est du Canada seront renégociés avant le 1<sup>er</sup> novembre 1990 et à par la suite, à tous les deux ans.

En ce qui concerne les garanties de prise, FSC a souligné le fait que bien que le contrat ne contienne pas de clause de paiement minimum obligatoire, l'exigence que Falcon Gaz paie mensuellement des frais liés à la demande, que le gaz soit pris ou non, garantit que le gaz sera pris à un facteur de charge élevé. FSC a ajouté qu'un facteur de charge élevé est assuré puisque les trois installations de cogénération seront entièrement dépendantes du gaz naturel de source canadienne.

### **4.7.3 Contrats de vente d'énergie**

Le projet de vente d'électricité à NYSEG se conformera aux contrats conclus entre NYSEG et Adirondack, Empire et Saranac le 27 avril 1990. Les trois contrats seront en vigueur pendant les 15 ans suivant la date du début de l'exploitation commerciale et contiennent des conditions permettant à chaque partie de demander une prorogation de son contrat.

Les centrales d'Adirondack, d'Empire et de Saranac sont des installations à charge de base, exigeant que NYSEG accepte et achète la totalité de la puissance électrique nette de chacune des trois installations de cogénération. L'exploitation à charge minimale des installations exige que NYSEG paie les frais applicables pour l'énergie vendue par Adirondack, Empire et Saranac pendant les périodes de pointe et hors-pointe.

Chaque usine vend de l'énergie à NYSEG au même prix. La vente d'électricité ne semble pas nécessiter de transiter chez des tiers.

### **4.7.4 Contrats de vente d'énergie thermique**

La vente proposée de vapeur de la centrale de cogénération Empire s'effectuera conformément à un contrat de vente et d'achat de vapeur conclu le 20 mars 1990 entre Empire et Beekmantown. FSC a souligné que des efforts de négociation se poursuivaient pour conclure des contrats de vente et d'achat semblables avec Georgia-Pacific et C&A.

Le contrat avec Empire sera en vigueur pendant une période de 15 ans à partir du début de l'exploitation commerciale de l'installation de cogénération et sera automatiquement prorogé d'une durée égale à celle de la prorogation du contrat de vente de NYSEG conclu avec l'usine de cogénération d'Empire, obligeant NYSEG à acheter de l'énergie pendant 25 ans à partir du début de l'exploitation commerciale.

Les clients pour la vapeur sont obligés d'acheter des quantités de vapeur permettant à chaque usine de cogénération de conserver son statut IA. Imperial a besoin de la vapeur pour le chauffage et la transformation, Georgia-Pacific l'utilisera pour son usine de papier de soie, alors que Beekmantown augmentera la valeur de la vapeur pour la revendre à Kagex, une entreprise de cultures en serre, à Kitchen Pride, un producteur de champignons et à TAG-AGRI (USA) Development Limited, un producteur agro-alimentaire qui l'utilisera pour le chauffage et la réfrigération. Les contrats prévoient la mise au point de nouvelles utilisations de la vapeur si les parties à ces contrats ne sont plus en mesure de s'acquitter de leurs obligations. S'il arrivait que les acheteurs de vapeur avaient besoin de vapeur avant qu'une usine, ou l'ensemble des usines, ne soient en exploitation, les propriétaires des usines devront utiliser une chaudière auxiliaire.

### *Opinion de l'Office*

L'Office a examiné le contrat d'achat de gaz entre FSC et Falcon Gaz, daté du 28 juin 1989, dans sa version modifiée en vertu de l'accord de modification daté du 27 septembre 1989. L'Office est satisfait du fait que la composante-demande de la structure de tarification assure la récupération des frais mensuels liés à la demande devant être payés par FSC à WGML pour le service de transport sur le réseau de NOVA et les frais mensuels liés à la demande payés par FSC à TransCanada pour des services de transport jusqu'au point d'exportation de Napierville au Québec. A cet effet, l'Office a constaté que les frais liés à la demande sont payables par Falcon Gaz, même en cas de force majeure.

L'Office est satisfait du fait que la composante-produit du prix d'exportation, qui est fondée sur le PMCEC reçu par WGML conformément aux contrats de vente entre WGML et les SLD de l'est du Canada, soit sensible aux conditions du marché puisque ces contrats de vente de gaz seront renégociés, quant au prix stipulé, avant le 1<sup>er</sup> novembre 1990, et par la suite à environ tous les deux ans. A cet effet, l'Office constate que FSC ou Falcon Gaz peuvent demander la renégociation du prix à l'exportation et qu'un désaccord quant au nouveau prix à l'exportation peut être soumis à l'arbitrage. L'Office remarque que la clause de fixation du prix à l'exportation a été approuvée par les producteurs de gaz WGML et TransCanada.

En ce qui touche les garanties raisonnables que les volumes fixés par contrat soient achetés, l'Office accepte l'argument de FSC que, bien que le contrat d'achat de gaz entre FSC et Falcon Gaz ne renferme aucune clause d'achat obligatoire, l'encouragement financier découlant de la structure de tarification liée à la demande et au produit qui exige le paiement des frais liés à la demande, quelle que soit la quantité de gaz prise et l'entière dépendance du marché d'exportation envers le gaz canadien, permet d'avoir des présomptions raisonnables que le gaz sera acheté à un facteur de charge élevé.

L'Office a constaté que FSC et Falcon Gas sont des compagnies affiliées, et que de ce fait le contrat n'a pas été négocié entre entreprises indépendantes. Cependant, étant donné les circonstances de cette demande, l'Office a accepté la position de FSC selon laquelle une transaction libre existe puisque le contrat de vente de gaz avec WGML a été négocié entre entreprises indépendantes et que ce contrat constitue, à son tour, la base du contrat entre FSC et Falcon Gas (c.-à-d., les termes des deux contrats sont presque identiques).

L'Office a pris note de la préoccupation d'Union en ce qui concerne la maturité du projet d'exportation de FSC et en particulier, sa position selon laquelle FSC n'a pas démontré l'existence d'un marché d'exportation puisque les autorisations réglementaires pour les trois installations de cogénération et pour les gazoducs de raccordement au U.S.A. n'ont pas encore été reçues.

L'Office partage quelques unes des inquiétudes d'Union. De plus, l'Office a constaté l'absence de contrats de vente et d'achat de vapeur pour la vente d'énergie thermique à

Georgia-Pacific et C&A, sans lesquels les installations de cogénération ne peuvent pas obtenir leur statut IA.

Cependant, l'Office accepte l'argument de FSC selon lequel, étant donnée la nature exclusive et l'envergure du projet d'exportation, il serait illusoire de s'attendre à ce que tous les nombreux participants au projet aient mis un terme à la totalité des arrangements contractuels et obtenu toutes les autorisations réglementaires, avant le dépôt de la demande d'une licence d'exportation auprès de l'Office. À cet effet, l'Office a pris note que le financement du projet FSC est tributaire, entre autres choses, de l'autorisation d'exportation de l'ONE. De la même manière, l'Office a constaté qu'aucune installation ne sera construite jusqu'à ce que toutes les questions contractuelles et les autorisations réglementaires ne soient réglées. L'Office est raisonnablement certain que les problèmes contractuels et réglementaires qui ne sont pas encore résolus pourraient l'être assez rapidement afin que le gaz soit acheminé, tel que prévu, à partir du 1<sup>er</sup> mars 1991.

L'Office partage l'opinion de FSC que le projet d'exportation offre la possibilité d'exploiter un nouveau marché d'exportation pour le gaz canadien avec un potentiel de croissance au-delà des trois installations de cogénération initiales.

## **4.8 Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une nouvelle licence d'exportation de gaz à FSC, sous réserve de l'approbation du gouverneur général en conseil. L'annexe I présente les modalités de cette licence d'exportation. La licence d'exportation comprend une clause qui prévoit que la période d'application de la licence commencera le 1<sup>er</sup> mars 1991 et se terminera le 28 février 1993 sauf si les exportations ont commencé le 28 février 1993 ou avant, ce qui reporterait la fin de la période au 31 octobre 2005.**

**Tel que décrit plus en détail au chapitre 1, l'Office a pris sa décision en utilisant la méthode axée sur les conditions du marché afin de déterminer, entre autres choses, si les volumes devant être exportés sont des excédents aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. L'Office a constaté l'absence de plaintes relativement au projet d'exportation.**

**FSC a choisi de s'appuyer sur l'EIE de l'Office, qui a démontré que les exportations n'auraient que peu ou pas d'incidences sur la production totale, les prix du gaz ou les modèles de consommation des Canadiens et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'auraient aucune difficulté à satisfaire leurs futurs besoins en énergie. En se fondant sur son examen de ces éléments, l'Office est satisfait du fait que l'exportation proposée soit un excédent aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada.**

**En tant que partie de la méthode axée sur les conditions du marché, l'Office a également évalué un certain nombre de facteurs d'intérêt public, y compris l'approvisionnement en gaz, les marchés, les contrats de vente de gaz, et les contrats de transport associés au projet d'exportation.**

**L'Office a examiné les contrats d'approvisionnement de FSC et se dit satisfait de ce que l'approvisionnement en gaz puisse répondre aux besoins pendant toute la durée de la licence d'exportation. Bien que l'Office soit conscient que FSC a la possibilité de substituer une partie de l'approvisionnement de WBML ou d'y renoncer, il croit que cette éventualité aurait pu se concrétiser seulement si FSC avait conclu des contrats d'approvisionnement garanti de remplacement. Par conséquent, l'Office ne juge pas nécessaire d'ajouter des conditions à la licence de FSC afin de soumettre son examen ces contrats d'approvisionnement de remplacement.**

**A l'examen du contrat entre FSC et Falcon Gas, l'Office est satisfait de ce qu'il soit de nature commerciale et qu'il sera probablement respecté pendant toute la période applicable.**

# Chapitre 5

## Ramarro Resources Inc.

---

### 5.1 Résumé de la demande

Le 28 juillet 1989, en vertu de la partie VI de la Loi, Ramarro a déposé une demande, dans sa version modifiée, visant une licence d'exportation de gaz à Niagara Falls en Ontario suivant les modalités que voici:

Période d'application	-	15 ans débutant le 1 <sup>er</sup> novembre 1990, ou aussitôt que les autorisations réglementaires et de transport auront été obtenues, et se terminant le 31 octobre 2005.
Quantité journalière maximale	-	169,0 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (6,0 MMcf)
Quantité annuelle maximale	-	61,7 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (2,2 Bcf)
Quantité contractuelle maximale	-	936,1 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (33,0 Bcf)

Le gaz devant être exporté proviendrait de réserves établies et prouvées appartenant à Ramarro dans le chantier de Hatton en Saskatchewan.

Le gaz serait transporté sur les réseaux de TransGas Limited ("TransGas") et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario. Aux États-Unis, le gaz serait acheminé sur les réseaux pipeliniers de Tennessee, de National Fuel, de Transco et d'Elizabethtown Gas Company ("Elizabethtown").

Le gaz serait vendu à Energy Marketing Exchange, Inc. ("EME") qui le revendrait à Kamine Milford Limited Partnership ("Kamine Milford") qui possède et exploite une centrale de cogénération à Milford au New Jersey. La puissance électrique sera vendue à Jersey Central Power et Light Company ("JCP&L"), alors que la vapeur sera vendue à Riegel Products Corporation ("Riegel Products").

### 5.2 Procédure de plainte

La procédure de plainte permet aux utilisateurs canadiens de gaz naturel de s'opposer à un projet d'exportation s'ils ne peuvent pas obtenir par contrat des approvisionnements supplémentaires en gaz à des conditions semblables, notamment en ce qui a trait au prix, à celles prévues dans la proposition d'exportation.

Aucune plainte n'a été reçue relativement à la proposition d'exportation de Ramarro.

### 5.3 Évaluation des incidences de l'exportation

Ramarro a choisi de s'appuyer sur la plus récente EIE de l'Office. En se fondant sur cette évaluation, les volumes ayant fait l'objet de la demande auraient peu d'incidences sur la production et la consommation canadiennes et les prix du gaz naturel, et les utilisateurs canadiens n'auraient aucune difficulté à satisfaire leurs besoins futurs en énergie par suite des exportations proposées.



## 5.4 Approvisionnement en gaz

### 5.4.1 Contrats d'approvisionnement

Puisque Ramarro a l'intention d'approvisionner les exportations proposées avec du gaz de ses propres gisements, aucun contrat d'approvisionnement en gaz n'a été exigé.

### 5.4.2 Réserves

Le tableau 5-1 montre que l'estimation de l'Office des réserves restantes de gaz commercialisable de Ramarro est inférieure à 19 pour cent de l'estimation de Ramarro. Cependant, l'estimation de l'Office dépasse le volume demandé de 31 pour cent.

**Tableau 5-1**

**Comparaison des estimations des réserves restantes de gaz commercialisable de Ramarro avec le volume demandé**  
**10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>**  
**(Bcf)**

<b>Ramarro<sup>1</sup></b>	<b>ONE<sup>2</sup></b>	<b>Volume demandé</b>
1 508 (53)	1 225 (43)	936 (33)

Ramarro est propriétaire de 11 lots dans les chantiers de Hatton, Burstall, Bigstick et Ingebrigt en Saskatchewan, y compris les réserves dans les formations du Crétacé supérieur de Milk River, Medicine Hat et Second White Specks. Environ les deux tiers de la différence totale des estimations des réserves entre Ramarro et l'Office provient du bloc n<sup>o</sup> 9 dans le chantier Hatton. L'estimation des réserves de l'Office du bloc n<sup>o</sup> 9 diffère de celle de Ramarro principalement en raison de l'attribution de la production nette. L'Office estime que les réserves du bloc 9 constituent environ 61 pour cent de l'estimation de Ramarro. Ce qui reste de la différence entre les estimations des réserves provient des différences dans la production nette d'autres blocs.

Dans son analyse, l'Office reconnaît des réserves pour 26 régions comprises dans les 11 blocs. Quelques uns des blocs ont des réserves dans les trois zones, alors que d'autres ont des réserves uniquement dans une ou deux zones. Aucun n'est actuellement exploité.

En résumé, l'estimation de l'Office est inférieure à l'estimation de Ramarro, mais supérieure au volume demandé. Cette différence entre les estimations est uniquement le résultat de différences dans l'attribution des productions nettes.

---

<sup>1</sup> Au mois de décembre 1989.

<sup>2</sup> Au mois de décembre 1988.

### 5.4.3 Capacité de production

La figure 5-1 compare les prévisions de l'Office et de Ramarro quant à la capacité de production annuelle par rapport aux volumes faisant l'objet de la demande. Dans ses prévisions, Ramarro a déclaré qu'il pouvait répondre aux besoins annuels pendant toute la durée de la période proposée. Les prévisions de l'Office indiquent des insuffisances de la capacité de production commençant dès 1995 et dont l'importance augmenterait avec le temps. La différence dans ces prévisions est principalement attribuable aux différentes méthodologies utilisées pour prévoir la capacité de production, quoiqu'une autre raison de cette différence est que l'Office a fait une évaluation plus basse des réserves.

En préparant ses prévisions de sa capacité de production, Ramarro a supposé une diminution exponentielle pour tous les puits et a utilisé des taux initiaux égaux à la moyenne du troisième au quatorzième mois de production. Ramarro a fondé ses hypothèses sur une étude effectuée par le personnel de l'OCREA sur le rendement des gisements de gaz peu profonds dans le sud-est de l'Alberta. Cette étude indiquait un déclin rapide au cours des deux premières années de production, et une transition à un pourcentage de déclin exponentiel ou constant après environ trois ans. Ceci est typique d'une diminution hyperbolique. L'Office approuve l'utilisation des diminutions exponentielles pour prévoir les capacités de production futures des puits du chantier Hatton, mais seulement après une période initiale de diminution plus rapide. L'Office est en désaccord avec l'utilisation que fait Ramarro d'une diminution exponentielle fondée sur un taux initial établi au cours des premières années de production. L'effet des hypothèses de Ramarro est de prévoir une productibilité globale pour ses réserves supérieure à celle de l'Office. L'Office constate que Ramarro anticipe un épuisement de quelque 90 pour cent de ses réserves pendant une période de 15 ans. Ceci est légèrement supérieur au degré d'épuisement que l'Office juge typique pour des réservoirs à faible perméabilité pendant cette même période.

Ramarro a déclaré qu'il s'appuierait surtout sur le forage de puits intercallaires afin de maintenir la capacité de production, mais qu'il travaillerait également à exploiter d'autres réserves dans l'avenir. L'Office a incorporé le calendrier de forage de Ramarro à ses prévisions et prend note que des insuffisances éventuelles d'approvisionnement sont à prévoir tel qu'illustré à la figure 5-1.

#### *Opinion de l'Office*

L'Office s'inquiète du fait que ses prévisions de la capacité de production soient inférieures aux besoins de Ramarro pendant la plupart de la période d'application du projet d'exportation. L'Office reconnaît cependant, que la différence entre les prévisions de la capacité de production provient des différentes méthodologies utilisées. Toutefois, en tenant compte des incertitudes des prévisions de la capacité de production, les légères insuffisances dans l'approvisionnement et le fait que l'estimation des réserves effectuée par l'Office dépasse significativement les besoins de Ramarro, l'Office croit que le requérant a fourni une démonstration suffisante de son approvisionnement.

### 5.5 Permis d'acheminement de l'énergie

Le ministère de l'Énergie et des mines de la Saskatchewan a recommandé l'approbation de la demande de permis d'acheminement de Ramarro pour une période de 15 ans et pour un volume global de 986,0  $10^6\text{m}^3$  (35,0 Bcf).

## 5.6 Marché

EME, une société américaine, propose de vendre le gaz à Kamine Milford pour être utilisé dans sa centrale de cogénération de 35 MW situé à Milford au New Jersey. La centrale qui a commencé son exploitation commerciale en juillet 1989, a été mise sur pied par Kamine Development Corporation et est détenue et exploitée par Kamine Milford.

EME vendrait du gaz à Kamine Milford en vertu d'un contrat de vente d'énergie déjà en vigueur et daté du 20 janvier 1988. L'usine, qui est classée IA, est une installation à charge de base ayant des besoins en gaz de  $283,3 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  (10,0 mmcf/j), bien qu'ils puissent atteindre  $422,1 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  (14,9 MMcf/j). L'usine peut fonctionner avec du gaz naturel ou avec du mazout n<sup>o</sup> 2, celui-ci ne devant être utilisé que 15 ou 30 jours par année lorsque le gaz naturel est impossible à obtenir.

Lorsque le gaz de Ramarro sera disponible, EME prévoit livrer  $169,0 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  (6,0 MMcf/j), le reste des besoins de l'usine étant comblé avec  $113,3 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  (4,0 MMcf/j) de gaz provenant des régions des Appalaches et du sud-ouest des États-Unis en vertu de contrats pour des périodes variant de un à 12 mois. Actuellement, l'usine est approvisionnée par du gaz ponctuel aux termes de contrats de un an.

JCP&L, en plus d'acheter de l'énergie, produit, achemine et distribue de l'électricité. La centrale de cogénération fournira à JCP&L 257,880 MW.h d'électricité par année en vertu d'un contrat d'achat d'énergie en vigueur depuis le 27 avril 1987. La vapeur sera vendue à Riegel Products, un fabricant de papier, aux termes d'un contrat de services énergétiques en vigueur depuis le 5 février 1988.

### Figure 5-1

#### Comparaison des estimations de Ramarro et de l'ONE de la capacité de production annuelle

Le 15 décembre 1989, EME a déposé une demande au DOE/FE pour un permis d'importation.

Ramarro prévoit qu'EME fixera un pourcentage de prise de 100 pour cent pendant la période de la proposition d'exportation.

## 5.7 Arrangements contractuels

### 5.7.1 Transport

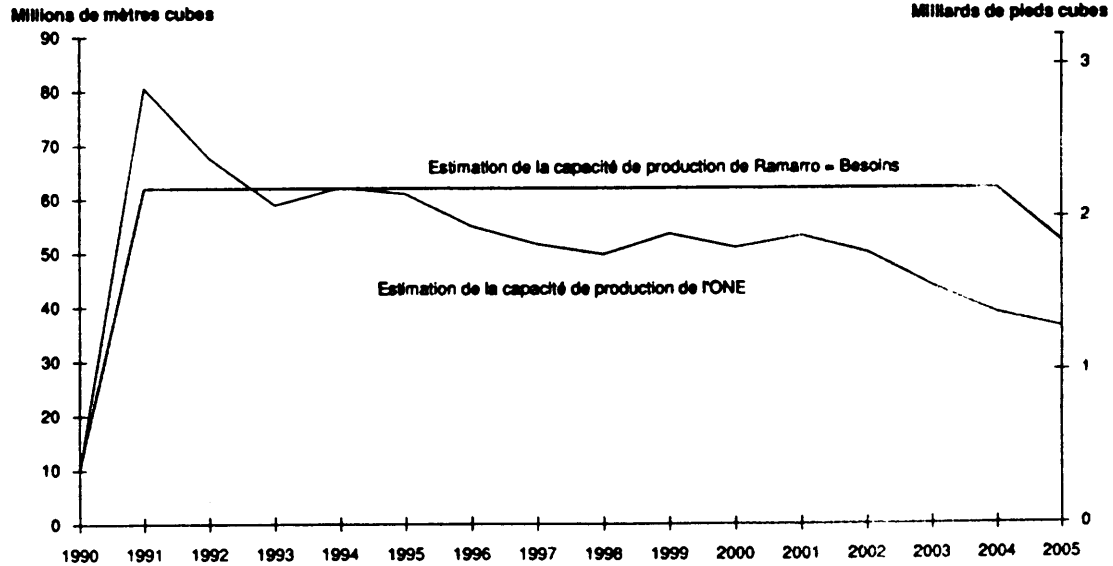
Le gaz qui fait l'objet du projet d'exportation sera acheminé sur les réseaux de TransGas et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario.

Aux U.S.A., EME a conclu des ententes pour un service de transport garanti sur les réseaux pipeliniers de Tennessee, de National Fuel et de Transco. Riegel Products est responsable de l'acheminement sur le réseau d'Elizabethtown jusqu'à la centrale Kamine Milford à Milford au New Jersey.

Ramarro a garanti une partie du transport nécessaire sur le réseau de TransGas, le restant devant faire l'objet d'un contrat avant le 15 avril 1990. Le 30 mars 1989, EME a signé une entente précédent avec

Figure 5-1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE RAMARRO ET DE  
L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE



TransCanada et, à l'obtention de toutes les autorisations nécessaires, le contrat de transport garanti sera conclu.

Aux U.S.A., EME a garanti le transport de la frontière jusqu'aux portes de la ville d'Élizabethtown conformément à une entente précédent signée le 20 mai 1988 entre EME et Transco, et modifiée en vertu de la lettre de modification de l'entente précédent datée du 10 mars 1989. Riegel Products a signé un contrat de transport avec Elizabethtown le 17 avril 1989, pour le service de transport jusqu'à la centrale de Milford.

Des installations supplémentaires seraient nécessaires sur les réseaux de Tennessee, de National et de Transco, pour lesquelles des demandes ont déjà été déposées auprès de la FERC. La décision de la FERC est toujours en instance.

### **5.7.2 Contrat de vente de gaz**

Ramarro a déposé un contrat de vente de gaz conclu entre Ramarro et EME et daté du 24 juillet 1989. Le contrat est conditionnel à ce que les deux parties obtiennent toutes les autorisations réglementaires et un service de transport garanti. Chacune des parties peut mettre fin au contrat si les conditions préalables n'ont pas été satisfaites avant le 1<sup>er</sup> novembre 1991.

Le contrat qui demeurera en vigueur pendant 15 ans (soit, jusqu'au 31 décembre 2005), prévoit la livraison et la vente garanties de  $169,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (6,0 MMcf/j).

Le prix initial du gaz a été fixé à 2,40 \$ US par MMBtu pour le premier trimestre de 1989 au point d'exportation. Ensuite, le prix sera rajusté périodiquement tel que voici:

- (a) 40 pour cent du prix de base sera rajusté chaque mois de janvier pour refléter le changement de pourcentage du PMPG de JCP&L; et
- (b) 60 pour cent du prix de base sera rajusté à chaque trimestre pour refléter le changement de pourcentage du PMPG du gaz ponctuel de Transco.

Le contrat stipule qu'il aura une renégociation la cinquième et la dixième année si l'une des parties présente des pertes réelles ou prévues supérieures à 50 000 \$ US par année. Cependant, tout rajustement négocié au prix de base du moment ne peut dépasser 10 pour cent. Si les négociations ne trouvaient pas de solution, le problème pourrait être soumis à l'arbitrage.

Le contrat comprend un prix plancher égal à 98 pour cent du prix moyen du marché en Alberta pour une année et une clause d'achat minimum annuel obligeant EME à acheter 70 pour cent du volume annuel faisant l'objet du contrat.

Ramarro a déclaré que même si aucun gaz n'est livré, EME doit payer à TransCanada les frais liés à la demande. De plus, EME a signé une garantie financière avec TransCanada assurant une année de frais liés la demande. La garantie financière sera révisée annuellement jusqu'au moment où l'on déterminera qu'elle n'est plus nécessaire. Ramarro est responsable des frais de transport sur le réseau de TransGas.

### **5.7.3 Contrat de vente d'énergie**

Le projet de vente d'électricité à JCP&L à partir de la centrale de cogénération, une installation qualifiée reconstruite exploitée commercialement depuis juillet 1989, s'effectuera conformément au contrat d'achat d'électricité daté du 27 avril 1987. Le contrat sera en vigueur pendant 15 ans à partir de la date de délivrance et peut être prorogé pour une période de cinq ans.

La centrale de cogénération est une installation à charge de base. JCP&L paiera des frais pour l'énergie selon les heures de pointe et hors pointe, de même qu'une prime pour les heures de pointe pendant une saison de pointe. La vente d'électricité à partir de l'installation n'exige pas de transiter chez un tiers.

### **5.7.4 Contrat de vente d'énergie thermique**

La vente proposée de vapeur à Riegel Products à partir de la centrale de cogénération sera consécutive à un contrat de services énergétiques daté du 5 février 1988. Le contrat sera en vigueur pendant 15 ans après la date de la première livraison. Le contrat prévoit le droit de vendre de l'énergie thermique à des tiers.

Riegel Products exploite une fabrique de papier et est une filiale de la James River Corporation de Virginie qui a signé une garantie de rendement pour assurer que la vapeur serait achetée. La garantie permet à la centrale de cogénération Kamine Milford de conserver son statut IA.

#### *Opinion de l'Office*

L'Office est satisfait du fait que les frais reliés à la demande sur le gazoduc canadien seront récupérés puisque EME doit payer à TransCanada des frais reliés à la demande, que le gaz soit livré au non. De même, l'Office prend note de la garantie financière qu'EME a signée avec TransCanada.

Le contrat Ramarro/EME contient une clause de tarification selon laquelle le prix du gaz sera rajusté trimestriellement sur la base d'une combinaison des changements touchant le PMPG annuel de JCP&L et le PMPG pour le gaz ponctuel de Transco. Le contrat prévoit aussi la renégociation pendant la cinquième et la dixième année et le recours à l'arbitrage, si nécessaire. L'Office approuve le fait que le contrat contienne des dispositions permettant des rajustements pour refléter les variations des conditions du marché.

Le contrat contient une clause d'achat minimum obligatoire égal à 70 pour cent du volume annuel fixé dans le contrat. Ceci, ajouté au fait que les frais liés à la demande doivent être payés, avec ou sans livraison de gaz, mène l'Office à conclure qu'il y a une assurance raisonnable que le gaz sera acheté par EME à un coefficient de charge élevé.

L'Office a pris note que le gaz proviendrait des gisements appartenant à Ramarro et qu'en conséquence, le problème du soutien des producteurs ne se pose pas.

## **5.8 Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une nouvelle licence d'exportation de gaz à Ramarro, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe I présente les modalités de la licence d'exportation. La licence d'exportation comprend une clause fixant le début de la période d'application à la date de l'approbation du gouverneur en conseil ou au 1<sup>er</sup> novembre 1990, selon ce qui est le plus tard, et la fin au 31 octobre 1992 sauf si les exportations ont commencé le 31 octobre 1992 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2005.**

**L'Office a diminué la quantité globale demandée afin d'exclure une quantité pour les années bissextiles et la quantité additionnelle demandée pour la période entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 décembre 2005, et a fixé la quantité globale sur la base de la quantité annuelle autorisée multipliée par le nombre d'années de la période applicable de la licence.**

**Tel que décrit plus en détail au chapitre 1, l'Office, pour arriver à sa décision, a utilisé la méthode axée sur les conditions du marché afin de déterminer, entre autres choses, si les volumes devant être exportés sont des excédents à des besoins raisonnablement prévisibles du Canada. L'Office a constaté l'absence de plaintes ou d'opposition au projet d'exportation. Ramarro a choisi de s'appuyer sur l'EIE de l'Office, qui démontrait que les exportations n'auraient que peu ou pas d'incidences sur la production totale, les prix du gaz naturel ou les modèles de consommation des Canadiens et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'auraient aucune difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques futurs. En se fondant sur son examen de la situation, l'Office est satisfait de ce que la proposition d'exportation soit un excédent aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.**

**En tant que partie de la méthode axée sur les conditions du marché, l'Office a également évalué un certain nombre de facteurs d'intérêt public associés à la proposition d'exportation, entre autres l'approvisionnement en gaz, les marchés, les contrats de vente de gaz et les arrangements pour le transport.**

**L'Office a examiné les estimations des réserves en gaz de Ramarro et de la capacité de production et il est satisfait du fait que les contrats d'approvisionnement en gaz pourront répondre aux besoins pendant toute la durée de la période applicable de la licence.**

**Après avoir révisé le contrat Ramarro/EME, l'Office est satisfait de ce qu'il ait été négocié entre entreprises indépendantes, qu'il soit de nature commerciale et qu'il sera probablement respecté pendant toute la période applicable.**



# Chapitre 6

## Vector Energy Inc.

---

### 6.1 Résumé de la demande

Le 9 décembre 1989, en vertu de la partie VI de la Loi, Vector<sup>1</sup>, à titre de mandataire pour sept producteurs de gaz de l'Alberta, a déposé une demande, dans sa version modifiée, auprès de l'Office visant une nouvelle licence d'exportation de gaz, d'une période de 15 ans et cinq mois, pour l'exportation de gaz à partir de Niagara Falls en Ontario. Le gaz serait utilisé pour alimenter une nouvelle centrale de cogénération à turbine à gaz, à cycle combiné, en construction à Pittsfield au Massachusetts par Altresco Pittsfield, L.P. ("APLP"). APLP a vendu toute la puissance électrique de la centrale à la New England Power Corporation ("NEP") et l'énergie thermique à la General Electric Company ("General Electric").

Le gas proposé pour l'exportation sera produit à partir de réserves en Alberta qui sont la propriété de sept producteurs et sera acheminé sur les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario.

Vector a déposé une demande pour une licence d'exportation suivant les modalités suivantes :

Période - 1<sup>er</sup> juillet 1990 au 30 novembre 2005 (15 ans et cinq mois)

Point d'exportation - Niagara Falls en Ontario

#### Quantité journalière maximale

- garantie	-	892,3 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (31,5 MMcf)
- interruptible	-	141,6 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (5,0 MMcf)
- totale	-	1 033,9 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (36,5 MMcf)

#### Quantité annuelle maximale

- garantie	-	325,8 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (11,5 Bcf)
- interruptible	-	51,8 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (1,8 Bcf)
- totale	-	377,6 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (13,3 Bcf)

#### Quantité globale maximale

- garantie	-	5 025,6 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (177,4 Bcf)
------------	---	--

---

<sup>1</sup> A titre de mandataire pour :  
Canadian Pioneer Energy Inc. ("Canadian Pioneer")  
Ranchmen's Resources Ltd. ("Ranchmen's")  
Opinac Exploration Limited ("Opinac")  
Total Petroleum Canada Ltd. ("Total Petroleum")  
Ulster Petroleums Ltd. ("Ulster")  
Wainoco Oil Corporation ("Wainoco")  
Norwest Oil & Gas Corp. ("Norwest")

Toute référence à Vector dans ces motifs de décision devra être interprétée comme une référence à Vector à titre de mandataire pour les sept producteurs ci-haut mentionnés.

- interruptible	-	797,7 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (28,2 Bcf)
- totale	-	5 823,3 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (205,6 Bcf)

De plus, Vector a déposé une demande pour une condition à la licence qui lui permettrait de dépasser la quantité maximale quotidienne de 10 pour cent.

## 6.2 Procédure de plainte

La procédure de plainte permet aux utilisateurs canadiens de gaz naturel de s'opposer à un projet d'exportation s'ils jugent qu'ils ne peuvent obtenir, par contrat, des fournitures additionnelles de gaz selon des modalités, y compris le prix, semblables à celles du projet d'exportation.

Aucune plainte n'a été reçue relativement à la proposition d'exportation de Vector.

## 6.3 Évaluation des incidences de l'exportation

Vector a choisi de s'appuyer sur l'EIE de l'Office. En se fondant sur cette évaluation, les volumes faisant l'objet de la demande auraient peu d'incidences sur la production et la consommation canadiennes, et les prix du gaz. Les utilisateurs canadiens n'auraient aucune difficulté à répondre à leurs futurs besoins énergétiques par suite des propositions d'exportation.

## 6.4 Approvisionnement en gaz

### 6.4.1 Contrats d'approvisionnement

Puisque Vector prévoit fournir du gaz provenant des gisements de sept producteurs, aucun contrat d'approvisionnement n'est requis.

### 6.4.2 Réserves

Le tableau 6-1 démontre que l'évaluation de l'Office des réserves restantes de gaz commercialisable sous contrat est de 19 pour cent inférieure à celle de Vector et de neuf pour cent inférieure au volume demandé.

La différence entre les estimations des réserves effectuées par Vector et par l'Office peut en grande partie être attribuée aux trois gisements auxquels l'Office a attribué une superficie et une production nette inférieures à celles attribuées par Vector. Ces trois gisements comprennent un des réservoirs de Caroline Lower Mannville, le réservoir Majeau Upper Mannville A et le réservoir Progress Halfway 8-10. Les différences dans les estimations des réserves proviennent également d'écarts dans les attributions de superficie pour les gisements à puits unique et les variations dans d'autres facteurs relatifs aux réservoirs. Vector a déclaré qu'il y avait des preuves suffisantes pour attribuer des aires de drainage de pleine profondeur à la majorité des réservoirs à puits unique compris dans la demande. Tel qu'indiqué antérieurement, l'Office attribue souvent une superficie (150 à 200 ha) à des gisements à puits unique, sauf si des preuves géologiques, géophysiques, techniques ou autres suggèrent qu'une superficie plus grande est plus appropriée. L'Office estime que les preuves fournies avaient été insuffisantes dans tous les cas pour appuyer les attributions de superficies présentées par Vector.

Dans son analyse, l'Office reconnaît 208 gisements de gaz naturel, dont 74 pour cent n'est pas raccordé. Quatre-vingt-un pour cent des réserves totales proviennent de gisements plus petits que 100

10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>(3,5 Bcf). La majorité des gisements sont situés au centre-est de l'Alberta, dans des sables du Crétacé.

**Tableau 6-1**

**Comparaison des estimations des réserves restantes de gaz commercialisable de Vector  
avec le volume global demandé  
10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
(Bcf)**

<b>Vector<sup>1</sup></b>	<b>ONE<sup>2</sup></b>	<b>Volume demandé<sup>3</sup></b>
5 617 (198)	4 575 (161)	5 076 (177)

- 
1. Au 8 mars 1989.
  2. Au 31 décembre 1988.
  3. Révisé au 20 mars 1990.

En résumé, l'évaluation de l'Office est inférieure à l'évaluation de Vector et au volume demandé. Cette différence est principalement reliée aux différences dans les attributions de superficie et de production nette.

### **6.4.3 Capacité de production**

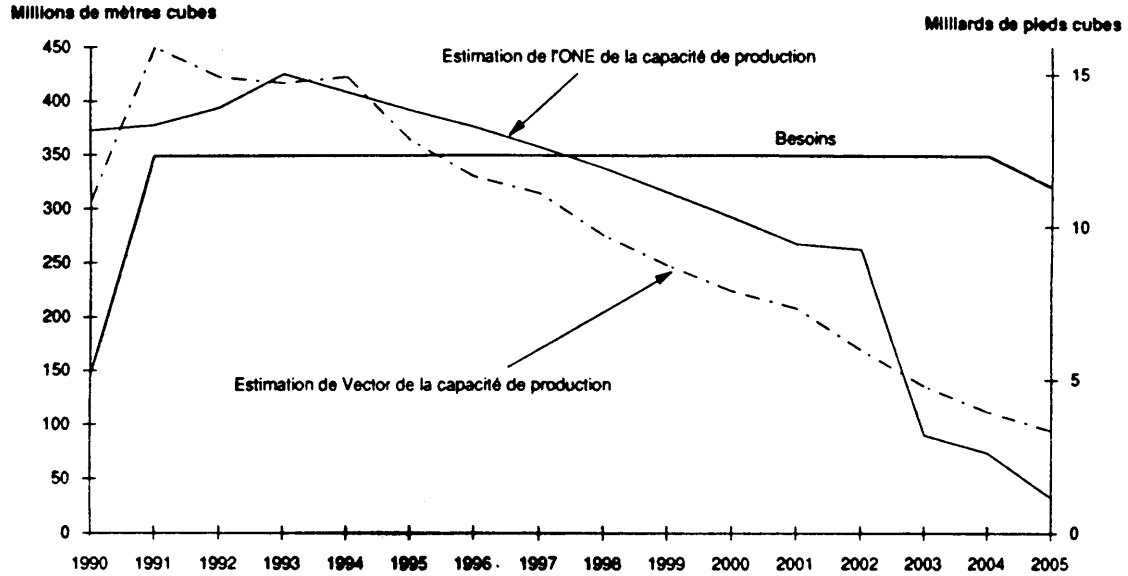
La figure 6-1 compare les prévisions de Vector et de l'Office de la capacité de production annuelle avec les besoins faisant l'objet de la demande, y compris pour le mazout et les pertes en cours de traitement. Les prévisions de Vector quant à la capacité de production ne sont pas forcées en fonction des besoins et suggèrent une insuffisance de l'approvisionnement dès 1996. Vector a également fourni des prévisions qui reflétaient ses besoins contractuels mais n'a pas inclu ses besoins en mazout. Si les prévisions de Vector de sa capacité de production étaient forcées pour répondre à l'ensemble de ses besoins, y compris ceux en mazout, le profil obtenu indiquerait une productibilité satisfaisante jusqu'à environ l'an 2000. Les prévisions de l'Office de la capacité de production indique un approvisionnement en gaz satisfaisant jusqu'en 1998.

**Figure 6-1  
Comparaison des estimations de Vector et de l'ONE  
de la capacité de productin annuelle**

S'il se produisait des insuffisances de la capacité de production, chaque producteur serait tenu, conformément au contrat collectif corrigé pour la vente et l'achat de gaz naturel daté du 24 juin 1988, entre Vector, les sept producteurs et APLP ("le contrat collectif"), d'appuyer le producteur fautif avec d'autres réserves non comprises dans le contrat. Vector a fait valoir que cet arrangement constituait une garantie pour la société. En outre, en vertu du contrat collectif, Vector doit tenter d'obtenir des approvisionnements de rechange sous réserve que le producteur en défaut indemnise Vector pour les

Figure 6-1

**COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE VECTOR ET DE L'ONE  
DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE**



frais ou dépenses supplémentaires engagés. Le groupe de producteurs ont déposé des estimations des réserves actuelles disponibles afin de démontrer leur capacité à combler toute insuffisance de la capacité de production. Cependant, l'Office a constaté que ces réserves n'ont pas été engagées pour approvisionner les exportations proposées. Les producteurs pourraient aussi tenter de fournir du gaz supplémentaire par le biais de droits de volume excédentaire.

Vector et Altresco Inc. (associé collectif de APLP) ont soutenu qu'il était difficile et inutile de passer un contrat pour une productibilité totale pendant toute la durée de la période applicable.

### *Opinion de l'Office*

Les estimations de l'Office quant aux réserves et à la capacité productrice suggèrent des insuffisances par rapport aux besoins pendant la période applicable de la licence d'exportation proposée. Cependant, l'Office croit que les arrangements d'appui entre les producteurs et l'existence d'une garantie collective, atténuent considérablement toute insuffisance éventuelle de la capacité de production par rapport aux besoins.

## **6.5 Permis d'acheminement de l'énergie**

Vector détient le permis d'acheminement n<sup>o</sup> 89-95 de l'Alberta qui expire le 30 novembre 2004. Le volume global autorisé de 4 367,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (154 Bcf) est inférieur aux volumes proposés pour l'exportation. Vector a déclaré qu'il y aurait une rencontre avec l'OCREA dans le but d'appuyer davantage les estimations des réserves effectuées par les producteurs.

## **6.6 Marchés**

La proposition d'exportation serait utilisée pour alimenter une installation de cogénération à turbine à gaz à cycle combiné qui est présentement construite par APLP à Pittsfield, Massachusetts. L'installation, évaluée à 175 millions \$ US, qui est construite sur les lieux du complexe scientifique et industriel de General Electric à Pittsfield, était à 90 pour cent terminée au moment de l'audience GH-6-89. Le début de l'exploitation commerciale était prévue pour juillet 1990.

La totalité de la puissance électrique provenant de l'usine de cogénération doit être vendue à NEP et toute la vapeur produite, à l'industrie automobile. En achetant l'énergie thermique, General Electric sera en mesure de fermer une vieille chaudière à chauffe au mazout résiduel.

L'installation d'APLP doit fonctionner exclusivement avec du gaz de source canadienne fourni dans le cadre de la proposition d'exportation de Vector et doit utiliser le mazout à faible teneur en soufre n<sup>o</sup> 2 comme combustible auxiliaire. Du gaz provenant de États-Unis pourrait aussi être utilisé si l'approvisionnement en gaz canadien venait à s'interrompre.

NEP et ses marchands affiliés sont contrôlés par New England Electric System ("NEES"). Le "NEES" est membre de New England Power Pool ("NEPOOL"), un groupe de 95 entreprises de services produisant presque toute l'énergie électrique de la Nouvelle-Angleterre. Les sociétés membres de NEES produisent plus de 20 pour cent de l'électricité vendue à la NEPOOL. Le taux annuel de croissance composé des sociétés membres de NEES a été de 3,2 pour cent et a représenté une moyenne de cinq pour cent au cours des cinq dernières années. L'exploitation par intervalles de la centrale de Pittsfield par New England Power Exchange ("NEPEX"), la société d'exploitation de

NEPOOL, est prévue entre 80 à 90 pour cent puisque l'exploitation par intervalles est fondée sur le coût de production marginal de l'installation.

Le financement de la construction de l'usine d'APLP a été obtenu par le biais d'un contrat de prêt pour la construction avec la General Electric Capital Corporation ("GECC"). Altresco Inc. et GECC négocient présentement un financement permanent avec un groupe d'institutions de prêt ayant en tête la Traveler's Insurance Company et PruBache Capital. Un associé de GECC doit vendre ses intérêts dans le projet qui sont de l'ordre de 20 pour cent.

Le 5 décembre 1989, le DOE/FE a délivré une ordonnance autorisant Vector Energy (U.S.A.) Inc., la filiale américaine de Vector, à importer 1 034 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (36,5 MMcf/j) de gaz canadien jusqu'au 30 novembre 2009.

## **6.7 Arrangements contractuels**

### **6.7.1 Transport**

Le gaz naturel faisant l'objet de la proposition d'exportation à APLP sera acheminé en Alberta sur le réseau NOVA jusqu'au point de branchement avec les installations de TransCanada pour être transporté jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario. A partir de la frontière, le gaz serait transporté par Tennessee jusqu'à un nouveau branchement proposé avec le réseau de la Berkshire Gas Company ("Berkshire").

Vector et chacun des sept producteurs de l'Alberta ont passé des contrats de transport garanti avec NOVA pour quelque 78 pour cent des volumes d'exportation garantis. Le service de transport pour les 22 pour cent restants de la portion garantie serait disponible sur une base interruptible. Vector prévoit être en mesure de conclure des contrats pour le transport garanti du volume total garanti de l'exportation de 892,3 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (31,5 MMcf/j) avant décembre 1990. Les 141,6 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (5,0 MMcf/j) restants seraient toujours acheminés sur une base interruptible. Vector, les producteurs et TransCanada ont signé un contrat de service garanti d'une durée de 20 ans. Les installations correspondantes de TransCanada sont en place et le service est commencé depuis décembre 1989.

APLP a conclu une entente précédent de 20 ans avec Tennessee pour la réception et la livraison de 892,8 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (31,5 MMcf/j). Les installations pipelinières de Tennessee ont été approuvées par la FERC en avril 1990. On prévoit qu'une capacité garantie sera disponible sur le réseau de Tennessee avant le 1<sup>er</sup> novembre 1990, alors qu'une capacité interruptible devrait être disponible avant cette date.

En ce qui concerne la capacité en aval du réseau de Tennessee, APLP a négocié un contrat de service de 25 ans avec Berkshire pour le transport de gaz du point de branchement des réseaux de Tennessee et de Berkshire jusqu'à l'installation de cogénération de Pittsfield. Berkshire, une SLD du Massachusetts, a accepté de construire les installations pipelinières nécessaires pour brancher son réseau de distribution sur l'installation de Pittsfield. L'approbation de la construction du raccordement de Berkshire de 11,5 milles a été récemment octroyée par le Massachusetts Energy Facilities Siting Council.

## 6.7.2 Contrat de vente de gaz

Afin d'appuyer sa demande, Vector a déposé le contrat collectif signé. Le contrat collectif est pour une période de 20 ans commençant dès le début de la livraison garantie.

Aux termes du contrat collectif, chacun des sept producteurs est tenu de livrer sa portion de QCJ de gaz garanti de  $892,3 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  (31,5 MMcf/j). Les producteurs doivent faire au mieux pour corriger toute insuffisance de livraison en raison d'une incapacité de l'un ou l'autre producteur à livrer sa portion de la QCJ. Si, malgré ces mesures, la QCJ exigée par APLP n'était pas complètement livrée, Vector doit prendre toutes les mesures à sa disposition pour trouver une source d'approvisionnement de rechange.

Chaque producteur a le droit de fournir du gaz interruptible, jusqu'à concurrence de l'engagement journalier maximum aux termes du contrat collectif (soit,  $141,6 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$  (5,0 MMcf/j)).

L'achat et la vente de gaz en vertu du contrat collectif est assujéti à plusieurs conditions préalables, y compris : la réception de tous les permis réglementaires canadiens et américains; la conclusion de tous les arrangements de transport canadiens et américains; et l'approbation du contrat collectif par les entreprises de services publics américaines achetant la majorité de la puissance électrique des installations de cogénération selon des modalités satisfaisant raisonnablement APLP.

Le contrat collectif prévoit des livraisons provisoires pendant les premières années (soit, la livraison de gaz pendant une période provisoire par un transport interruptible). Si les livraisons aux termes du contrat collectif n'ont pas commencé avant le 31 décembre 1990, ou si la période provisoire ne s'est pas terminée le 31 décembre 1992 ou avant, le contrat collectif pourrait prendre fin sur préavis écrit de l'une ou l'autre partie.

Le contrat collectif stipule que si les achats moyens d'APLP tombent sous 75 pour cent de la QCJ pendant une période de deux ans (soit, en deçà d'un facteur de charge de 75 pour cent pendant deux ans), les producteurs doivent prévenir APLP de leur intention de réduire la QCJ de 75 pour cent de la différence entre le montant acheté et 75 pour cent de la QCJ. APLP a alors le choix d'accepter la réduction de la QCJ ou de payer des frais de réservation précis. Si APLP choisit de réduire la QCJ, il est quand même tenu de rembourser les producteurs du montant total de tous les frais de transport liés à la demande. Vector a déclaré que cette clause garantira que le gaz sera pris à un coefficient de charge élevé et qu'aucune des parties au contrat ne sera exposée à une sous-utilisation du gazoduc. Vector juge que cette clause du contrat de groupe garantit une prise minimale de 75 pour cent.

Le prix à l'exportation, qui est fixé mensuellement, est constitué d'une composante- demande et d'une composante-produit. La composante-demande est la somme des coûts de transport encourus par les producteurs pour l'acheminement du gaz sur les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls en Ontario. La composante-produit est fixée par rapport à un prix de base qui est indexé au prix du gaz combustible n°6, du charbon et d'autres sources d'approvisionnement de gaz naturel offertes sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, particulièrement sur le marché de la production d'électricité.

Le contrat collectif précise que le prix de base peut être renégocié tous les cinq ans afin d'assurer que le prix du gaz a les caractéristiques suivantes :

- (a) qu'il est concurrentiel et comparable aux prix du gaz payés aux points de livraison pour des fournitures à charge de base garanties et à long terme livrées aux SLD situées dans le Connecticut, le Massachusetts et le Rhode Island; et
- (b) qu'il permet que la centrale de cogénération d'APLP soit exploitée par intervalles en tant que centrale électrique à charge de base fonctionnant au combustible fossile à un coefficient de charge de 75 pour cent.

Si (a) et (b) sont contradictoires, (b) doit prédominer sur (a). Le contrat prévoit également la possibilité d'arbitrage.

### **6.7.3 Contrats de mandat**

Vector a participé à deux contrats de mandat. Conformément à un contrat de mandat signé le 12 janvier 1989, Vector s'est engagé à agir en tant que mandataire pour Canadian Pioneer, Opinac, Ranchmen's, Ulster, Wainoco et Norwest. Vector a signé un contrat de mandat séparé le 21 juillet 1989 avec Total Petroleum.

Les contrats de mandat donnent à Vector l'autorité d'agir en tant que mandataire au nom de sept producteurs albertains fournissant du gaz au projet APLP. Plus précisément, les producteurs, par le biais des contrats de mandat, ont engagé Vector afin qu'il supervise et administre le contrat collectif intervenant entre les producteurs, APLP et Vector.

### **6.7.4 Contrat de vente d'énergie**

La vente proposée d'électricité de l'usine de cogénération APLP sera conforme au contrat de vente d'énergie de 1989, daté du 9 décembre 1986, dans sa version modifiée, entre APLP et NEP.<sup>1</sup> Le contrat couvre une période de 20 ans commençant avec le début de l'exploitation et peut être prorogé pour une période de six ans.

La centrale de cogénération d'APLP sera exploitée selon sa rentabilité par NEPEX, l'organisme de gestion de NEPOOL. En se fondant sur le coût marginal d'électricité provenant de la centrale de cogénération, NEP a prévu qu'elle sera une installation à charge de base. L'électricité produite, à l'installation de Pittsfield, sera acheminée à NEP en vertu du contrat de transmission, daté du 1<sup>er</sup> mars 1989, entre la Western Massachusetts Electric Company et NEP.

### **6.7.5 Contrat de vente d'énergie thermique**

La vente proposée de vapeur à partir de la centrale de cogénération d'APLP se conformera au contrat d'achat et de vente de vapeur, daté du 25 avril 1988, entre General Electric et Altresco, agissant en tant que mandataire pour APLP. Le Contrat est en vigueur pour une période de 20 ans à partir du début de l'exploitation commerciale de l'installation de cogénération et peut être prorogé par la suite.

---

<sup>1</sup> Le contrat initial d'achat d'énergie entre Altresco Pittsfield Inc. (actuellement connu sous le nom d'Altresco, Inc.) et Massachusetts Electric Company a été cédé à APLP et à NEP.



General Electric achètera des quantités suffisantes de vapeur afin que l'usine de cogénération de Pittsfield conserve son statut IA. APLP installera une chaudière auxiliaire à l'usine avant la date d'application du contrat d'achat d'énergie de 1989.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est satisfait du fait que le contrat collectif stipule qu'APLP doit rembourser Vector et les producteurs albertains pour tous les frais liés à la demande payés pour le transport du gaz au Canada, quelle que soit la quantité réelle de gaz achetée par APLP ou la force majeure revendiquée.

L'Office est satisfait du fait que le mécanisme d'indexation compris dans le contrat collectif stipulant que le prix commercial du gaz est indexé au prix du combustible n°6, au charbon et au gaz naturel offert sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, particulièrement sur le marché de la production d'électricité, permette au prix à l'exportation de s'ajuster aux conditions changeantes du marché. À cet effet, l'Office a également constaté que le prix à l'exportation est établi mensuellement conformément à ce mécanisme d'indexation, alors que le prix de base peut être renégocié tous les cinq ans.

L'Office approuve l'opinion de Vector à savoir que la clause de prise obligatoire en vertu de laquelle, si les achats d'APLP tombent sous 75 pour cent de la QcJ, les producteurs peuvent réduire leurs engagements envers APLP ou accepter des frais de réservation d'APLP, garantira probablement un degré élevé de prise dans le cadre du contrat collectif. L'Office prend note que si les engagements des producteurs envers APLP étaient réduits en vertu de la clause de prise obligatoire, APLP continuerait d'être responsable envers les producteurs de la totalité des frais de transport liés à la demande. L'Office est satisfait de ce que les producteurs, en tant que parties au contrat collectif, ont endossé les termes du contrat d'exportation.

L'Office croit qu'aux termes du contrat collectif et des contrats de mandats, Vector a le droit contractuel d'agir en tant que mandataire pour les sept producteurs fournissant le gaz.

## **6.8 Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une nouvelle licence d'exportation à Vector, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. En accordant une licence à Vector, à titre de mandataire pour les sept producteurs, et non à Vector en propre, l'Office reconnaît que les sept producteurs sont les propriétaires communs de la licence qui est détenue en leur nom par Vector, à titre de mandataire. Par conséquent, l'Office désire rappeler à Vector et aux producteurs que si l'un des producteurs désire céder ses intérêts dans le projet d'exportation Vector/APLP à un tiers, un transfert de licence en vertu du paragraphe 21.1 (1) de la Loi devrait être autorisé par l'Office et approuvé par le gouverneur en conseil.**

**L'Office n'a pas été persuadé qu'il devrait accorder les portions interruptibles des quantités journalières, annuelles et globales qui ont fait l'objet de la demande. L'annexe I contient les modalités de la licence d'exportation qui a été délivrée. La licence d'exportation comprend une clause stipulant que la période applicable de la licence devrait commencer le jour de l'approbation du gouverneur en conseil ou le 1<sup>er</sup> juillet 1990, selon ce qui est le plus tard, et se terminer le 31 octobre 1992, sauf si les exportations ont commencé le 31 octobre 1992 ou avant, ce qui prorogerait la licence jusqu'au 31 octobre 2005.**

**Tel que décrit plus en détail au chapitre 1, l'Office a utilisé, dans sa prise de décision, la méthode axée sur les conditions du marché afin de déterminer, entre autres choses, si les volumes devant être exportés sont des excédents aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens. L'Office a constaté l'absence de plaintes ou d'opposition au projet d'exportation. Vector a choisi de s'appuyer sur l'EIE de l'Office qui a démontré que les exportations auraient peu ou pas d'incidences sur la production totale, les prix du gaz ou les modèles de consommation des Canadiens, et les utilisateurs d'énergie canadienne n'auraient aucune difficulté à satisfaire leurs futurs besoins énergétiques. En se fondant sur son examen de ces éléments, l'Office est satisfait de ce que l'exportation proposée soit un excédent aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.**

**En tant que partie de sa méthode axée sur les conditions du marché, l'Office a également évalué un certain nombre de facteurs d'intérêt public, y compris l'approvisionnement en gaz, les marchés, les contrats de vente de gaz et les arrangements pour le transport associés au projet d'exportation.**

**L'Office a examiné les estimations des réserves de gaz et de la capacité de production de Vector et est satisfait du fait que l'approvisionnement en gaz réponde aux besoins pendant toute la période applicable de la licence d'exportation.**

**Ayant révisé le contrat collectif, l'Office est satisfait de ce qu'il ait été négocié entre entreprises indépendantes, qu'il soit de nature commerciale et qu'il sera vraisemblablement respecté pendant toute la période d'application.**

# Chapitre 7

## Western Gas Marketing Limited

---

### 7.1 Résumé de la demande

Le 25 septembre 1989, WGML a demandé, en vertu de la partie VI de la loi, une licence d'exportation de gaz pour une période de 15 ans ne commençant pas plus tard que le 18 août 1990. Le gaz sera vendu à la Southeastern Michigan Gas Company ("Southeastern") et exporté à partir d'Emerson au Manitoba.

Le gaz proviendra des réserves de gaz que TransCanada détient sous contrat et sera acheminé sur les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'au point d'exportation d'Emerson au Manitoba. Aux États-Unis, le gaz sera acheminé sur le réseau de la Great Lakes Gas Transmission Company ("Great Lakes").

Le gaz sera acheté par Southeastern pour l'approvisionnement du réseau et sera revendu dans la région qu'il dessert à l'extrême sud du Michigan.

WGML a déposé une demande pour une licence ayant les modalités suivantes :

Période	-	commençant le jour où tous les permis, licences et contrats seront obtenus ou conclus et se poursuivant pendant les 15 ans suivant la première journée du premier mois postérieur à cette date.
Volume journalier maximal	-	424,9 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (15,0 MMcf)
Volume annuel maximal	-	155,5 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (5,5 Bcf)
Volume global maximal	-	2 332,8 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (82,4 Bcf)

De plus, WGML a déposé une demande pour des conditions à la licence qui permettraient de :

- a) exporter tous les volumes autorisés, qui n'ont pas été réellement exportés au cours de l'année, pendant la période restante de la licence assujettie aux restrictions des volumes annuels et journaliers qui sont stipulés dans la licence; et
- b) excéder les volumes journaliers et annuels maximums jusqu'à 10 et 2 pour cent, respectivement, afin de tenir compte des différences dans les mesures et des pertes non comptabilisées.

### 7.2 Procédure de plainte

La procédure de plainte donne aux utilisateurs canadiens de gaz une chance de s'opposer à un projet d'exportation s'ils jugent qu'ils ne peuvent obtenir, par contrat, des fournitures additionnelles de gaz selon des modalités, y compris le prix, semblables à celles du projet d'exportation.

Aucune plainte n'a été reçue relativement au projet d'exportation WGML.

### 7.3 Évaluation des incidences de l'exportation

WGML a choisi de s'appuyer sur sa propre EIE plutôt que sur celle de l'Office. L'évaluation de WGML montre que le projet n'aura probablement pas d'incidences apparentes ou mesurables sur les prix du gaz sur les marchés intérieurs, ni d'effet sur la capacité du gaz canadien à remplir les besoins des Canadiens à des prix du marché équitables. Ceci est conforme aux conclusions de l'évaluation de l'Office, c'est-à-dire, que les volumes demandés n'auraient que peu d'incidences sur la production et la consommation canadienne, et sur les prix du gaz naturel, et les utilisateurs canadiens d'énergie n'auraient aucune difficulté à satisfaire leurs besoins énergétiques futurs en raison des exportations proposées.

### 7.4 Approvisionnement en gaz

#### 7.4.1 Réserves et contrats d'approvisionnement

Puisque l'approvisionnement en gaz de WGML sera obtenu de l'ensemble des fournisseurs de TransCanada, toutes les mentions dans ce chapitre faisant référence à l'approvisionnement, aux terres, etc. de WGML font référence à l'ensemble des fournisseurs de TransCanada liés par contrat. WGML a fourni une évaluation des réserves restantes de TransCanada établies et sous contrat qui seront utilisées pour satisfaire aux engagements déjà existants et à la proposition d'exportation. Le tableau 7-1 montre que l'évaluation de l'Office des réserves de WGML est environ 20 pour cent inférieure à l'évaluation fournie par WGML.

**Tableau 7-1**

**Comparaison des estimations des réserves  
restantes de gaz commercialisable  
de WGML avec le volume demandé  
 $10^9\text{m}^3$   
(Tcf)**

<b>WGML<sup>1</sup></b>	<b>ONE<sup>2</sup></b>	<b>Volume global demandé<sup>3</sup></b>
653, (23.1)	520, (18,4)	2, (0,08)

1. Au mois de décembre 1988. Cette évaluation des réserves comprend les estimations de l'OCREA pour de nombreux petits gisements qui sont sur les terres de WGML mais pour lequel WGML n'a pas déposé d'estimation des réserves. Sans ces réserves, l'estimation de WGML est de  $603,3 \times 10^6\text{m}^3$  (21,4 Tcf).
2. Au mois de décembre 1988.
3. Ceci ne représente qu'une petite partie des besoins totaux de WGML.

Pendant l'examen de l'estimation que WGML a déposée, l'Office a constaté que WGML avait omis les estimations de ses réserves pour un certain nombre de gisements qui semblaient lui appartenir. On a demandé à WGML d'examiner ces gisements et d'aviser l'Office que les estimations de l'OCREA devraient être utilisées pour ces gisements jusqu'à ce que WGML ait eu la chance de les examiner

plus attentivement. L'Office a englobé ces gisements dans ses estimations des réserves de WGML parce qu'ils semblaient y détenir une participation.

Les différences entre les estimations des réserves de l'Office et celles de WGML proviennent principalement des :

- (a) différences entre les évaluations géologique et technique des réserves pour des gisements particuliers; et
- (b) différences dans l'interprétation de l'emplacement des terres appartenant par contrat à WGML.

Les estimations des réserves de l'Office pour un certain nombre des gisements sont inférieures à celles de WGML, en partie en raison des données sur le rendement pour certains de ces gisements qui ne semblent pas prouver les estimations des réserves de WGML fondées sur une analyse volumétrique. D'autres raisons pour ces différences dans les estimations des réserves des gisements de grande et de moyenne superficie sont liées aux interprétations du coefficient de récupération, à la dimension du gisement et à différents paramètres relatifs aux réservoirs.

Une autre différence entre les estimations des réserves de l'Office et de WGML provient de la méthode d'évaluation des gisements à puits unique. WGML adopte généralement une attribution de superficie de 256 ha (une coupe) pour évaluer les réserves d'un gisement à puits unique. WGML a déclaré qu'il utilise une superficie plus petite pour un gisement à puits unique lorsque l'expérience ou les renseignements existants appuient cette démarche. Tel que souligné antérieurement, l'Office attribue des superficies variables, habituellement entre 150 ha et 259+ ha, mais il attribue le plus souvent 200 ha pour un gisement à puits unique. Lorsque l'Office reconnaît du potentiel pour augmenter les réserves, une superficie plus vaste est attribuée au gisement à puits unique. En raison, du grand nombre de gisements à puits unique dans le portefeuille de réserves de WGML, la différence dans la méthode d'évaluer les réserves pour les gisements à puits unique entraîne une différence significative dans les estimations de l'ensemble des réserves. Les différences dans les réserves attribuées aux gisements à puits unique proviennent de l'effet cumulatif de petites différences pour d'autres paramètres se rapportant aux réservoirs.

WGML tend également à fusionner plusieurs plus petits gisements dans un gisement plus grand, ce qui a souvent pour effet d'augmenter l'évaluation d'ensemble des réserves de WGML. L'Office a tenté d'examiner l'interprétation géologique pour bon nombre de ces puits, mais dans certains cas, il était incapable d'approuver l'évaluation de WGML et, par conséquent, a adopté une estimation des réserves légèrement inférieure.

L'Office et WGML utilisent également des méthodes légèrement différentes pour déterminer la production cumulative, et par conséquent les réserves restantes, pour les intérêts de WGML en tant que producteur. WGML détermine les réserves restantes d'un gisement en déduisant des réserves commercialisables initiales une production cumulative des terrains lui appartenant par contrat. Bien que WGML est sans contredit dans la meilleure position pour déterminer sa production cummulative à partir de terrains lui appartenant par contrat, cette méthode peut avoir l'effet de fausser l'évaluation des réserves restantes de WGML pour le gisement si sa production jusqu'à ce jour n'est pas proportionnelle à l'ensemble de ses intérêts dans le gisement. L'évaluation de l'Office des réserves restantes de WGML est obtenue en appliquant le pourcentage de participation de WGML aux réserves restantes du gisement. Les réserves restantes du gisement sont déterminées en déduisant des réserves

initiales la production cumulative du gisement. Cette méthode suppose que la production restante sera proportionnelle à la participation dans le gisement et avec les données présentées à l'Office, c'est le seul moyen possible d'attribuer des réserves restantes selon la participation de chaque producteur.

Pendant son évaluation des réserves de WGML, l'Office a examiné les données relatives à l'intérêt contractuel de WGML dans les gisements communs. L'Office a découvert que ses estimations du pourcentage de participation proportionnelle de WGML étaient souvent inférieures à la réalité. Des données mises à jour ont été utilisées pour établir l'estimation des réserves de WGML ci-haut mentionnées et, en général, ces données sont présentement en accord avec celles fournies par WGML. Cependant, les différences dans l'interprétation des intérêts contractuels de WGML demeurent pour un certain nombre de gisements non unifiés.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz de WGML, l'Office reconnaît approximativement 8 000 gisements, la plupart étant situés en Alberta. Ils sont distribués sur la presque totalité de la province et comprennent tous les principaux horizons producteurs. La plupart des gisements sont dans des zones du Crétacé au centre et au centre-est de l'Alberta. Les zones du Jurassique au Carbonifère comprennent près de 600 gisements et sont surtout situés dans la région des contreforts et au nord du bassin Deep. Les gisements du Dévonien sont moins nombreux mais contiennent des réserves assez importantes. Ces gisements sont situés dans les régions au centre et au nord de l'Alberta.

Environ 54 pour cent des réserves de WGML sont contenues dans 100 gisements, chacun d'eux avec des réserves initiales établies qui sont supérieures à  $3\,000\,10^6\text{m}^3$  (106 Bcf). Par contre, seulement 16 pour cent des réserves de WGML sont contenues dans environ 6 700 petits gisements, ayant des réserves initiales établies qui sont inférieures à  $100\,10^6\text{m}^3$  (3,5 Bcf).

En somme, l'Office a mis à jour son évaluation des réserves de WGML et constate que son évaluation est inférieure à celle fournie par WGML. L'écart entre les évaluations des réserves proviennent surtout des différences dans les évaluations géologiques et techniques de réservoirs en particulier mais est également causé par des différences dans l'interprétation de l'emplacement des terrains appartenant par contrat à WGML. L'Office est conscient de la difficulté de maintenir des estimations courantes fiables des réserves en raison du grand nombre de gisements composant le portefeuille d'approvisionnement de WGML et il comprend que des différences légitimes entre les évaluations techniques se produisent à cause de la nature interprétative des analyses des réserves. Pour ces raisons, l'Office continuera d'analyser ses données sur les réserves de manière permanente dans le but d'identifier et de comprendre davantage les raisons des différences notées.

Un autre problème relatif à l'approvisionnement en gaz de WGML est l'existence d'options pour les producteurs en vertu de leurs contrats avec TransCanada. WGML a déposé un témoignage à cet effet pendant l'audience. Aucun des intervenants n'a exprimé d'opinion sur ce problème.

WGML obtiendra ses fournitures de gaz de TransCanada qui a passé des contrats d'approvisionnement avec environ 750 producteurs et fournisseurs. Le 30 novembre 1988, le contrat sur les rentrées nettes entre TransCanada et ses producteurs établissait de nouvelles dates de résiliation des contrats liant les producteurs de TransCanada en les prorogeant pendant toute la durée économique des réserves. Le contrat a été accepté par rapport à plus de 99 pour cent des approvisionnements sous contrat avec WGML et donne aux producteurs trois options quant aux réductions ou aux résiliations de contrats. Les choix offerts au producteur sont les suivants :

- (a) Ne rien faire, ce qui maintient les contrats dans leur version modifiée par le contrat sur les rentrées nettes et les proroge selon la durée économique des réserves sous contrat;
- (b) exercer l'option de réduction du volume, qui permet au producteur de réduire, après 1994, les volumes contractuels au cours de l'année subséquente si un niveau de rendement de 75 pour cent du taux de prise n'est pas obtenu par TransCanada; et
- (c) exercer l'option de rétablir la date initiale de résiliation du contrat en fournissant un préavis de quatre ans, devant entrer en vigueur après l'année contractuelle 1993-1994.

La deuxième et la troisième option sont assujetties au fait qu'aucune avance TOPGAS ne soit en vigueur avec le producteur ou avec toute autre partie au contrat.

En vertu de la troisième option, certains contrats pourront être résiliés au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre 1994 et un préavis devra être déposé le 1<sup>er</sup> novembre 1990 ou avant. Les autres contrats auraient des dates de résiliation dans les années subséquentes se poursuivant au-delà de l'an 2000. WGML a estimé que les producteurs représentant un peu moins de 5 pour cent des réserves et de la capacité sous contrat à ce moment, déposeraient des préavis de quatre ans devant entrer en vigueur au cours de l'année contractuelle de 1994-1995. WGML a déclaré que plusieurs raisons pourraient pousser les producteurs à préférer la première ou la deuxième option. Plus précisément, WGML a déclaré qu'il serait beaucoup plus probable que les producteurs exercent l'option de réduction des volumes si le niveau de la demande du réseau pour le gaz était tel que le critère du taux d'extraction selon le rendement ne serait pas respecté parce que:

- bon nombre des contrats des producteurs sont anciens, avec des gisements presque épuisés fonctionnant, par conséquent, à des taux réels d'extraction très élevés par rapport à la capacité;
- la coparticipation qui caractérise l'industrie de la production d'énergie exige l'unanimité entre les contractants quant aux éléments favorables et défavorables de leurs exploitations quatre années plus tard; et
- la période de préavis de quatre ans exige que le producteur prévoie quatre années d'avance comment fonctionnera le contrat à l'intérieur du système, ce qui constitue par conséquent, une forte dissuasion de choisir l'option de résiliation.

WGML était donc d'avis que peu de producteurs exerceraient leur option pour reporter les dates initiales de résiliation du contrat en soumettant un préavis de quatre ans avant les dates en question. Cependant, à la demande de l'Office, WGML a présenté un scénario qui présumait que tous les producteurs ayant passé un contrat avec lui déposeraient un préavis pour tous leurs contrats le plus tôt possible. Le tableau 7-2 présente les réserves restantes sur des terrains appartenant par contrat à WGML pour chaque fin d'année contractuelle, en présumant que le nombre maximal possible de producteurs exercent toutes leurs options de résiliation de contrat le plus tôt possible. Les évaluations des réserves supposent également que la production sur la période soit au rendement optimum et que l'exploitation des réserves initiales sur les terrains appartenant par contrat continue.

## 7.4.2 Capacité de production

Afin d'évaluer la suffisance de l'approvisionnement en gaz de WGML, l'Office a examiné les prévisions de la capacité de production par rapport aux besoins selon les trois scénarios. Dans tous les cas, les prévisions de WGML et celles de l'Office de la capacité productive ont été rajustées pour refléter la production selon les besoins aux niveaux prévus.

Le premier scénario décrit la projection des besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation. Ce scénario est illustré par la figure 7-1. Dans le cadre de ces suppositions, l'ONE a prévu que la capacité de production pourrait ne pas suffire aux besoins dès 1998. Ces prévisions appuient celles de WGML qui suggèrent une capacité de production satisfaisante jusqu'en 1999. L'Office constate que sa projection de la capacité de production est légèrement plus élevée que celle de WGML pendant la première moitié de la période de la projection mais décroît plus rapidement que celle de WGML pendant la dernière moitié de cette période. Cet écart entre les prévisions est surtout attribuable à des différences dans les évaluations de la capacité des gisements et des réserves.



**Tableau 7-2****Estimation de WGML des réserves restantes dans un scénario de résiliation de contrat<sup>1</sup>**

<b>Année (au 31 octobre)</b>	<b>Réserves restantes (PJ)</b>	<b>% des réserves (au 31 octobre 1990)</b>
1990	19 721	100
1991	18 174	92
1992	16 801	85
1993	15 588	79
1994	14 484	73
1995	9 343	47
1996	8 305	42
1997	6 755	34
1998	5 665	29
1999	4 931	25
2000	4 435	22
2001	3 753	19
2002	3 290	17
2003	2 106	11
2004	1 843	9
2005	1 265	6

1. L'évaluation de WGML des réserves restantes faisant l'objet de contrats présumant que le nombre maximum possible de producteurs exerceront leurs options quant à la résiliation des contrats le plus tôt possible.

Dans le deuxième scénario, on assume que seulement la portion des besoins intérieurs de WGML seraient renouvelés. La portion des besoins de WGML destinés à l'exportation ne sont pas renouvelés et peuvent se terminer en même temps que les dates de résiliation des contrats. Ce scénario est présenté à la figure 7-2. Si uniquement les besoins intérieurs étaient renouvelés, la projection de WGML de sa capacité de production indiquerait un approvisionnement en gaz adéquat pendant toute la durée de la période d'application. L'Office arrive à des résultats semblables avec sa projection indiquant que l'approvisionnement en gaz pourrait être marginalement inférieur aux besoins pendant les trois dernières années de la période d'application du projet d'exportation. Comme pour le premier scénario, l'écart entre les prévisions est principalement attribuable aux différences dans les estimations de la capacité des gisements et des réserves. À titre comparatif, l'Office a également mis au point une évaluation de la capacité de production qui suppose que tous les producteurs ayant passé des contrats avec WGML déposent un préavis de résiliation pour tous leurs contrats le plus tôt possible. Si cette hypothèse se concrétisait, des insuffisances dans la capacité de production pourraient se produire dès

1998 si on ne renouvelait que la portion des besoins de WGML pour l'intérieur du pays. Tel que mentionné précédemment, WGML juge le dernier scénario improbable.

Le troisième scénario qui a été élaboré présume que tous les producteurs sous contrat déposeront un préavis de résiliation pour tous leurs contrats le plus tôt possible; cependant, dans ce scénario ni les besoins de WGML pour l'exportation ni ceux pour l'intérieur du pays n'ont été renouvelés. Ce scénario est illustré par la figure 7-3. Dans le cadre de cette hypothèse, la projection de l'Office quant à la capacité de production excède les besoins de WGML faisant actuellement l'objet de contrats pendant toute la durée de la période de la licence proposée. L'Office reconnaît que la résiliation totale des contrats d'approvisionnement de WGML est irréaliste; par contre, ce scénario indique que même dans cette éventualité, l'approvisionnement sera plus que satisfaisant pour répondre aux engagements contractuels existants y compris ceux du projet d'exportation.

Dans le cadre du deuxième et du troisième scénario, l'Office a pris en considération la preuve de WGML sur les incidences de la résiliation des contrats et a jugé de l'effet de ces hypothèses sur sa projection de la capacité de production de WGML. Le projection de l'Office devrait seulement être considérée comme une approximation pour des fins d'illustration.

**Figure 7-1**

**Comparaison entre les estimations de WGML et de l'ONE de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation**

**Figure 7-2**

**Comparaison entre les estimations de WGML et de l'ONE de la capacité de production annuelle par rapport aux exportations existantes de WGML et aux besoins renouvelés pour l'intérieur du pays**

**Figure 7-3**

**Comparaison de l'évaluation de l'ONE de production annuelle de WGML après résiliation des contrats avec les besoins de WGML non renouvelés**

Figure 7-1

**COMPARAISON ENTRE LES ESTIMATIONS DE WGML ET DE L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE PAR RAPPORT AUX BESOINS RENOUVELÉS DE WGML POUR L'INTÉRIEUR DU PAYS ET POUR L'EXPORTATION**

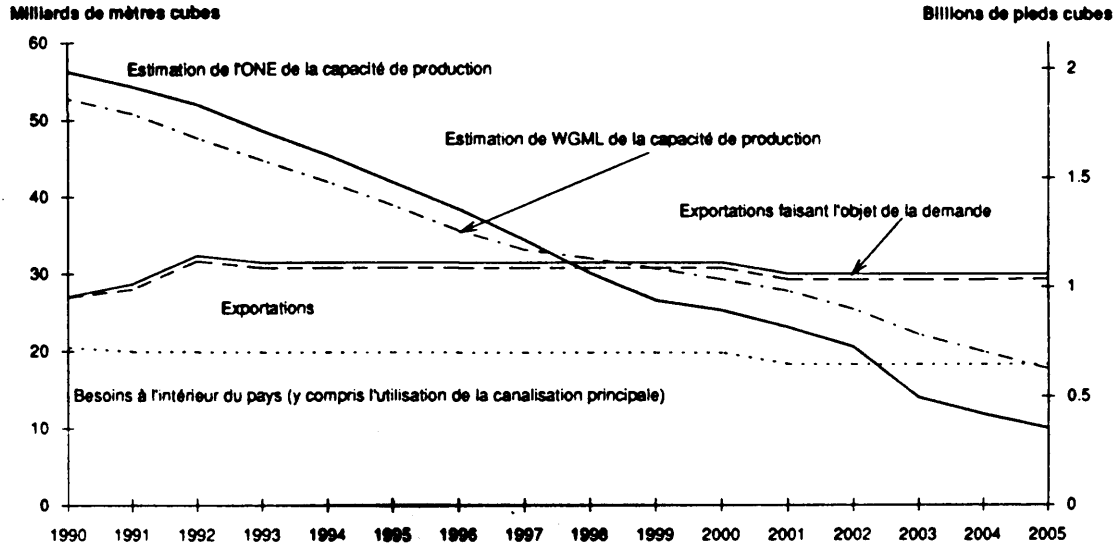
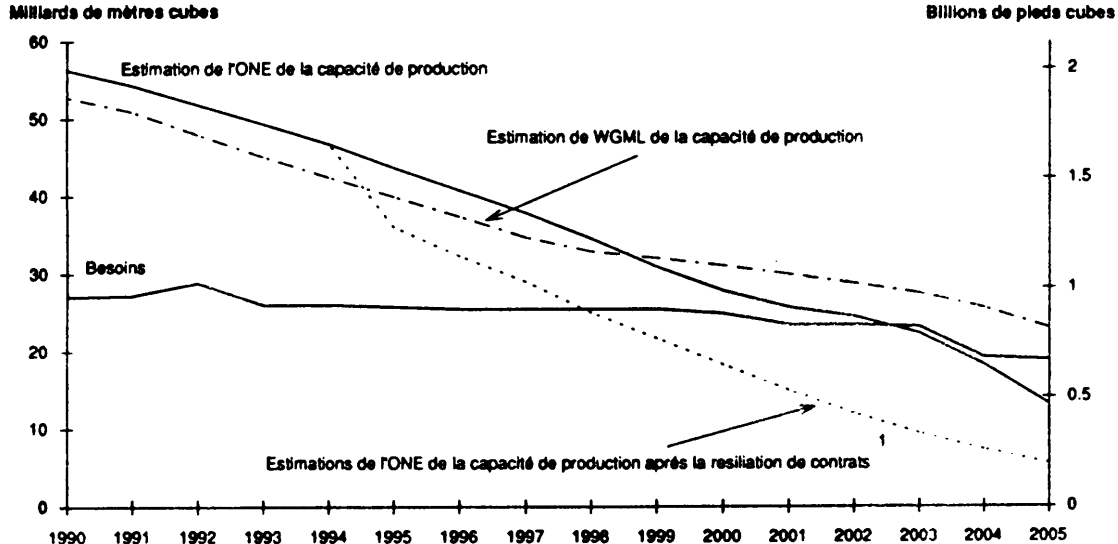


Figure 7-2

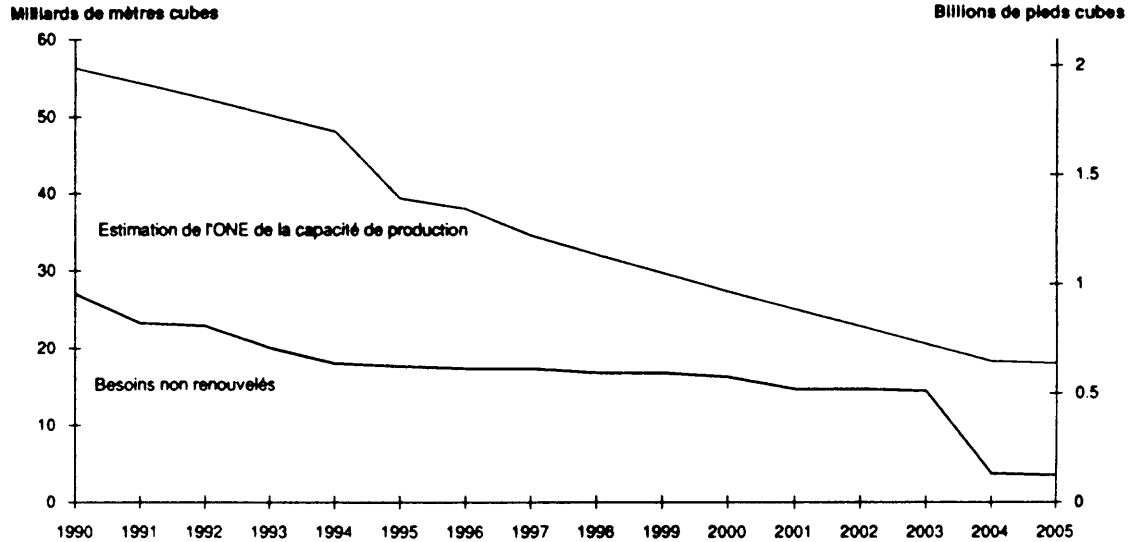
**COMPARAISON ENTRE LES ESTIMATIONS DE WGML ET DE L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE PAR RAPPORT AUX EXPORTATIONS EXISTANTES DE WGML ET AUX BESOINS RENOUEVÉS POUR L'INTÉRIEUR DU PAYS**



1 En supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible

Figure 7-3

**COMPARAISON DE L'ÉVALUATION DE L'ONE DE LA CAPACITÉ  
DE PRODUCTION ANNUELLE DE WGML APRES RÉSILIATION  
DES CONTRATS AVEC LES BESOINS DE WGML NON RENOUVELÉS**



### *Opinion de l'Office*

L'Office a révisé les estimations de WGML des réserves de TransCanada et de sa capacité de production et a comparé ces estimations avec les siennes.

L'estimation de l'Office des réserves est d'environ 20 pour cent inférieure à l'estimation de WGML. L'écart entre les estimations des réserves provient surtout des différences entre les évaluations géologiques et techniques de gisements spécifiques, mais aussi des différences dans l'interprétation des emplacements des terrains appartenant par contrat à WGML.

L'Office a évalué la capacité de production de WGML par rapport à ses besoins selon un certain nombre de scénarios. L'Office constate que si de nouvelles exportations sont imposées selon une demande de base qui présume le renouvellement des ventes actuelles à l'intérieur du pays et à l'exportation, les estimations de la capacité de production de WGML et de l'Office tombent en dessous de la ligne des besoins vers 1998-1999 (figure 7-1). Cependant, en ne tenant compte que des ventes intérieures présumées, la capacité de production devrait être satisfaisante pour répondre aux besoins pendant la plupart de la période proposée de la licence d'exportation (figure 7-2). Le capacité de production est très suffisante pour satisfaire aux besoins en présumant qu'aucun renouvellement des ventes à l'intérieur ou à l'exportation ne soit compris dans les besoins. L'Office reconnaît que s'il se produisait des résiliations substantielles de contrats de la part des producteurs de WGML, cela pourrait avoir des conséquences significatives sur les clients de WGML à l'intérieur du pays et sur le marché d'exportation. Bien que conscient de cette incertitude quant à l'ensemble des fournisseurs de WGML, l'Office prend note que WGML a fourni une preuve selon laquelle les résiliations de contrats n'auraient que peu d'effets sur son approvisionnement et qu'aucune inquiétude en ce qui concerne la demande de WGML n'a été soulevée par les intervenants.

De la même manière, l'Office est satisfait du fait que WGML dispose d'un approvisionnement adéquat pour répondre à ses besoins contractuels actuels à l'intérieur et à l'exportation, y compris le projet de vente à Southeastern.

## **7.5 Permis d'acheminement d'énergie**

TransCanada détient plusieurs permis d'acheminement, la majorité de ses réserves étant comprises dans le permis d'acheminement TC 85-1 de l'Alberta. L'Office constate que ce permis expire en 1999 et qu'une prorogation serait donc nécessaire.

## **7.6 Marché**

Southeastern, qui achète, distribue et revend le gaz, est l'une des trois filiales de distribution de gaz en exploitation de la Southeastern Michigan Gas Enterprises, Inc., et dessert 76 000 clients. En 1987, Southeastern a vendu 376,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (13,3 Bcf) de gaz à des clients résidentiels, commerciaux et industriels. Le marché du gaz de Southeastern est saisonnier, avec approximativement 80 pour cent de ses ventes pendant la période entre les mois de novembre et d'avril. Southeastern possède une capacité

d'entreposage de 141,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (5 Bcf) de gaz qui lui permet de maintenir un facteur de charge élevé pour ses achats de gaz.

Southeastern a déclaré qu'elle prévoit pour les cinq années à venir une croissance des besoins en chauffage résidentiel et commercial d'environ 2,3 et 1,5 pour cent respectivement. Southeastern ne prévoit aucune croissance sur le marché industriel garanti et interruptible.

Jusqu'à maintenant, Southeastern a obtenu la plupart de son approvisionnement de la Panhandle Eastern Pipeline Company ("Panhandle") en vertu d'un contrat d'approvisionnement qui expire en octobre 1991. A la suite d'une décision prise en 1986 de diversifier, de renforcer et de réduire ses coûts d'approvisionnement en gaz, Southeastern a signé des contrats de transport garanti avec l'ANR Pipeline Company ("ANR") pour environ le tiers de ses besoins en gaz. L'approvisionnement de WGML comptera pour environ un autre tiers. Le reste des fournitures de gaz sera offert en vertu d'un contrat d'approvisionnement renégocié avec Panhandle. WGML a constaté que la vente à Southeastern représente un nouveau marché pour le gaz canadien. WGML prévoit un facteur de charge de 100 pour cent pendant toute la période de la demande d'exportation.

Southeastern a obtenu du DOE/FE un permis d'importation pour une période complète de 15 ans.

## **7.7 Arrangements contractuels**

### **7.7.1 Transport**

Le gaz sera acheminé sur les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'au point d'exportation d'Emerson au Manitoba. Aux États-Unis, le gaz sera transporté par le réseau de Great Lakes jusqu'au point de branchement avec le réseau de livraison de Southeastern.

Le gaz sera transporté sur le réseau de NOVA, en utilisant la capacité existante, en vertu des contrats de transport garanti à long terme de TransCanada. WGML a déclaré qu'en ce qui concerne la capacité du réseau de TransCanada, il utilisera provisoirement la capacité actuellement disponible aux termes du contrat de transport existant avec TransCanada pendant qu'il négociera un nouveau contrat de transport de 15 ans. WGML a déclaré que ce contrat de transport serait conclu avant la fin du mois d'avril 1990.

Aux États-Unis, Southeastern a signé un contrat de service de transport garanti le 12 mai 1988, avec Great Lakes. Quelques travaux mineurs de construction d'installations seront nécessaires sur le réseau de Great Lakes pour lesquels on prévoit obtenir un permis de la FERC sous peu. Southeastern a également déclaré qu'un branchement direct entre Great Lakes et Southeastern devrait être construit. Le branchement, à Muttonville au Michigan, a déjà obtenu une approbation de principe de la FERC et une approbation finale est imminente. La construction commencera dès la délivrance d'une licence d'exportation et durera pendant environ deux mois. Southeastern a souligné qu'il avait également arrangé un transport complémentaire avec ANR.

### **7.7.2 Contrat de vente de gaz**

WGML a déposé une entente précédent conclu le 18 août 1989, avec Southeastern auquel a été attaché un contrat d'achat de gaz pro forma qui pourrait être signé lorsque les conditions préalables seront satisfaites. Chaque partie peut résilier l'entente en donnant un préavis de 90 jours dès le 18 août



1990, si tous les certificats, permis, licences, autorisations et contrats n'ont pas été obtenus et acceptés par toutes les parties.

La période applicable du contrat d'achat de gaz est de 15 ans à partir du commencement des livraisons ou plus tôt, si un organisme réglementaire américain ou canadien le stipule.

Le contrat d'achat de gaz prévoit un VCJ de 424,9 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (15,0 MMcf), de même que la livraison de gaz excédentaire dans la mesure du possible, en plus du VCJ, sous réserve des autorisations réglementaires et gouvernementales existantes.

Le contrat comprend un volume annuel d'amorçage ("VAA") égal à 50 pour cent du volume contractuel annuel (c.-à-d. le VCJ multiplié par le nombre de jours de l'année contractuelle) pendant les trois premières années et 70 pour cent du volume contractuel annuel par la suite.

Le contrat accorde également à WGML le droit de réduire de manière permanente le VCJ si Southeastern n'achète pas le VAA pendant une année contractuelle et par la suite, n'achète pas le volume déficitaire (c.-à-d. la différence entre le VAA et le volume réel livré au cours de l'année contractuelle précédente) de l'année contractuelle subséquente. Si Southeastern n'achète pas le VAA, il devra payer une amende égale à 0,10 \$ multiplié par la différence entre le VAA et le volume réellement livré pendant l'année contractuelle.

Le contrat comprend une structure de tarification en deux parties constituées d'une composante-demande et d'une composante-produit.

La composante-demande, qui serait payée que le gaz soit livré ou non, est égale à la somme des frais mensuels liés à la demande de TransCanada et de la moyenne des frais mensuels liés à la demande de NOVA pendant une période de 12 mois. Southeastern paiera à WGML une composante-produit calculée selon l'équation suivante :

$$CP = \text{Prix de référence} - \text{GLGT} - \frac{CD \times 12}{365}$$

où:

- (a) Le prix de référence est la moyenne arithmétique des prix des approvisionnements de remplacement livrés pour le mois en vertu des contrats d'approvisionnement de remplacement en vigueur pendant le mois (c.-à-d. les volumes de gaz garanti en vertu de contrats signés le 1<sup>er</sup> juillet 1988 ou après cette date pour une période de 10 ans ou plus avec l'obligation de livrer 5 000 MMBtu. Ces livraisons seraient effectuées sur les réseaux d'ANR ou de Panhandle ou serait du gaz du réseau livré sur d'autres installations.)
- (b) La composante-demande est égale au quotient obtenu en divisant la composante-demande du mois par la valeur moyenne du chauffage pour le mois.
- (c) Le GLGT est le facteur de charge de 100 pour cent de la zone orientale (Great Lakes) divisé par la valeur moyenne de chauffage du mois.

WGML a déclaré que le prix à l'exportation serait concurrentiel pendant la période applicable de la proposition d'exportation, suivant de près les prix du gaz américain garanti sur le marché du Michigan.

Le contrat prévoit une renégociation à la fin de n'importe quelle année contractuelle, et dans le cas d'un échec, l'une ou l'autre partie peut exiger que le problème soit soumis à l'arbitrage.

### *Opinion de l'Office*

Le contrat WGML/Southeastern comprend une clause de tarification qui prévoit la récupération de tous les frais liés à la demande dus à NOVA et à TransCanada, que le gaz soit livré ou non. L'Office est satisfait du fait que le Contrat assure la récupération de tous les coûts fixes de transport.

La composante-produit est conçue pour assurer que le prix à l'exportation réponde au prix des sources d'approvisionnement en gaz de remplacement en vertu de contrats garantis à long terme en concurrence sur le marché du Michigan. Dans le cas contraire, le contrat prévoit la possibilité de le renégocier annuellement, et si nécessaire, de le soumettre à l'arbitrage. L'Office croit que le contrat contient des dispositions qui permet des rajustements pour refléter les conditions changeantes du marché pendant toute la durée du contrat.

Le contrat WGML/Southeastern comprend une clause pour un volume annuel d'amorçage (VAA) de 50 pour cent pendant les trois premières années et 70 pour cent pour les années subséquentes. Si Southeastern ne prenait pas le VAA il accepterait de combler le déficit au cours de l'année contractuelle subséquente. Si cette condition n'est pas remplie, WGML a le droit de réduire le VCJ de manière permanente. De plus, si le VAA n'est pas pris, Southeastern doit payer une amende égale à 0,10 \$ multiplié par la différence entre le VAA et le volume réellement pris.

La structure de tarification en fonction de la demande et du produit prévoit le paiement par Southeastern des frais liés à la demande sur le réseau pipelinier canadien, que le gaz soit livré ou non. Cet encouragement financier, doublé de la capacité d'entreposage substantiel de Southeastern, permet à l'Office de conclure qu'il y a une assurance raisonnable que les volumes contractuels seront achetés.

L'Office est satisfait de la preuve que WGML a fournie de l'appui des producteurs pour la proposition d'exportation.

## **7.8 Décision**

**L'Office a décidé de délivrer une nouvelle licence d'exportation à WGML, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe I contient les modalités de la licence d'exportation. La licence d'exportation comprend une clause stipulant que la période applicable de la licence doit commencer le jour de l'approbation du gouverneur en conseil ou le 18 août 1990, selon ce qui est le plus tard, et se terminer le 31 octobre 1992, sauf si les exportations ont déjà commencé le 31 octobre 1992 ou avant, ce qui reporterait l'expiration de la licence au 31 octobre 2005. Les volumes annuels et globaux sont calculés sur des années de 365 jours sur une période applicable de 15 ans.**

**Tel que décrit plus en détail au chapitre 1, pour prendre sa décision, l'Office a utilisé la méthode axée sur les conditions du marché afin de déterminer, entre autres choses, si les volumes devant être exportés sont des excédents aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.**

**L'Office a constaté l'absence de plaintes ou d'opposition à la proposition d'exportation. WGML a présenté une EIE, qui démontrait que les exportations n'auraient que peu ou pas d'impact sur la production totale, les prix du gaz ou les modèles de la consommation canadienne et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'auraient aucune difficulté à rencontrer leur besoins énergétiques futurs. En se fondant sur son examen de ces différents éléments, l'Office est satisfait de ce que la proposition d'exportation est un excédent aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada.**

**En tant que partie de la méthode axée sur les conditions du marché, l'Office a également évalué un certain nombre de facteurs d'intérêt public comme l'approvisionnement en gaz, les marchés, les contrats de vente de gaz, et les arrangements de transport associés à la proposition d'exportation.**

**Dans son évaluation de l'approvisionnement en gaz, l'Office a examiné les réserves de gaz appartenant à WGML par contrat, les estimations de la capacité de production et les arrangements contractuels, et est satisfait de la suffisance de l'approvisionnement en gaz pour répondre aux besoins pendant la période de la licence d'exportation.**

**Après avoir examiné le contrat WGML/Southeastern, l'Office est satisfait de ce qu'il ait fait l'objet de négociations entre entreprises indépendantes, qu'il soit de nature commerciale et qu'il sera vraisemblablement respecté pendant toute la période.**

# Chapitre 8

## Décision

---

Les chapitres qui précèdent constituent nos décisions et motifs de décision concernant les demandes examinées à l'audience GH-6-89, dans leur version modifiée.

R.B. Horner, c.r.  
Membre

A. Côté-Verhaaf  
Membre

D.B. Smith  
Membre

Ottawa, Canada  
Juillet, 1990

# **Annexe I**

## **Modalités et version modifiée des licences qui seront délivrées**

---

### **Modalités de la licence qui sera délivrée à CanStates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company, à titre de détenteurs communs.**

1. La période de cette licence commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil ou le 1<sup>er</sup> novembre 1990, selon ce qui est le plus tard, et se terminera le 31 octobre 1992, sauf si les exportations commencent le 31 octobre 1992 ou avant, ce qui reporterait le jour de l'expiration au 31 octobre 2002.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas excéder :
  - (a) pour la période commençant le jour de l'approbation du gouverneur en conseil ou le 1<sup>er</sup> novembre 1990, selon ce qui est le plus tard, et se terminant le 31 octobre 2000, 1 371 100 mètres cubes par jour, ou 459 300 000 mètres cubes pour une période consécutive de douze mois se terminant le 31 octobre;
  - (b) pour la période commençant le 1<sup>er</sup> novembre 2000, et se terminant le 31 octobre 2002, 1 371 100 mètres cubes par jour, ou 500 400 000 mètres cubes pendant une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 5 593 800 000 mètres cubes pendant la période de cette licence.
3.
  - (a) L'écart admissible pour la quantité que CanStates/TEMCO peut exporter pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence est de dix pour cent de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.
  - (b) L'écart admissible pour la quantité que CanStates/TEMCO peut exporter au cours d'une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence est de deux pour cent plus élevé que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation près de Niagara Falls en Ontario.

### **Modalités de la licence et de l'ordonnance d'annulation à être délivrées à Esso Ressources Canada Limité et à Transco Energy Marketing Company, à titre de détenteurs communs.**

1. La période de cette licence doit commencer le jour de l'approbation du gouverneur en conseil ou le 1<sup>er</sup> novembre 1990, selon ce qui est le plus tard, et se terminer le 31 octobre 2002.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la licence ne doit pas dépasser :

- (a) 2 125 000 mètre cubes en un jour;
  - (b) 775 625 000 mètre cubes pendant une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; et
  - (c) 9 307 500 000 mètres cubes pendant la période d'application de la licence.
3. (a) L'écart admissible pour la quantité qu'Esso/TEMCO peut exporter pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence est de dix pour cent de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.
- (b) L'écart admissible pour la quantité qu'Esso/TEMCO peut exporter pendant toute période consécutive de 12 mois en vertu de cette licence est de deux pour cent de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation près de Niagara Falls en Ontario.

De plus, l'Office délivrera une ordonnance d'annulation qui annulera la licence d'exportation GL-82 et qui sera opérante le jour où la licence ci-haut mentionnée entrera en vigueur.

#### **Modalités de la licence devant être délivrée à FSC Resources Limited.**

1. La période d'application de cette licence commencera le 1<sup>er</sup> mars 1991 et se terminera le 28 février 1993 à moins que les exportations ne commencent le 28 février 1993 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2005.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :
- (a) 530 000 mètres cubes par jour;
  - (b) 558 450 000 mètres cubes dans une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou
  - (c) 8 376 750 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.
3. (a) L'écart admissible pour la quantité que FSC peut exporter pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence est de 10 pour cent de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.
- (b) L'écart admissible pour la quantité que FSC peut exporter pendant une période de 12 mois en vertu de cette licence est de deux pour cent de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Napierville au Québec.

### **Modalités de la licence devant être délivrée à Ramarro Resources Inc.**

1. La période d'application de cette licence commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil ou le 1<sup>er</sup> novembre 1990, selon ce qui est le plus tard, et se terminera le 31 octobre 1992 à moins que les exportations ne commencent le 31 octobre 1992 ou avant, ce qui prorogerait la licence jusqu'au 31 octobre 2005.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :
  - (a) 169 000 mètres cubes par jour;
  - (b) 61 700 000 mètres cubes pendant toute période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou
  - (c) 925 500 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.
3.
  - (a) L'écart admissible de la quantité que Ramarro peut exporter pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence peut dépasser de dix pour cent la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.
  - (b) L'écart admissible de la quantité que Ramarro peut exporter pendant toute période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence peut dépasser de deux pour cent la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation près de Niagara Falls en Ontario.

### **Modalités de la licence devant être délivrée à Vector Energy Inc.**

1. La période d'application de cette licence commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil ou le 1<sup>er</sup> juillet 1990, selon ce qui est le plus tard, et se terminera le 31 octobre 1992, sauf si les exportations commencent le 31 octobre 1992 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2005.
2. La quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :
  - (a) 892 300 mètres cubes par jour;
  - (b) 325 800 000 mètres cubes au cours de toute période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 5 025 600 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.
3.
  - (a) L'écart admissible pour la quantité que Vector peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de cette licence est de dix pour cent de plus que la période limite journalière imposée dans la condition 2.

- (b) L'écart admissible pour la quantité que Vector peut exporter au cours de toute période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence est de deux pour cent de plus que la quantité limite imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation près de Niagara Falls en Ontario.

### **Les modalités de la licence devant être délivrée à Western Gas Marketing Limited**

1. Le période d'application de cette licence commencera le jour de l'approbation du gouverneur en conseil ou le 18 août 1990, selon ce qui est le plus tard, et se terminera le 31 octobre 1992, sauf si les exportations commencent le 31 octobre 1992 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2005.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz pouvant être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :
- (a) 424 900 mètres cubes par jour;
  - (b) 155 100 000 mètres cubes pendant toute période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - (c) 2 326 500 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.
3. (a) L'écart admissible pour la quantité que WGML peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de cette licence est de dix pour cent de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.
- (b) L'écart admissible pour la quantité que WGML peut exporter pendant toute période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence est de deux pour cent de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation près d'Emerson au Manitoba.