



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Altresco Pittsfield, L.P.

Crestar Energy

Enron Capital & Trade Resources Corp.

Husky Oil Operations Ltd.

GH-4-95

Janvier 1996

Volume I

Exportations de gaz

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Altresco Pittsfield, L.P.

Crestar Energy

Enron Capital & Trade Resources Corp.

Demandes, présentées conformément à la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel,

Husky Oil Operations Ltd.

Demande, présentée conformément à l'article 21 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant la modification d'une licence d'exportation de gaz naturel

GH-4-95

**Volume I
Janvier 1996**

© Minister of Public Works and Government Services
Canada 1996

Cat. No. NE22-1/1996-1E
ISBN 0-662-23970-9

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

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

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Ministre des Travaux publics et des Services
gouvernementaux Canada 1996

N° de cat. NE22-1/1996-1F
ISBN 0-662-80693-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

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

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

Table des matières

Liste des tableaux	(ii)
Liste des annexes	(ii)
Abréviations	(iii)
Exposé et comparutions	(v)
1. Partie VI - Demandes visant l'exportation de gaz	1
1.1 Les demandes	1
2. Méthode axée sur les conditions du marché	3
2.1 Audience publique	3
2.1.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes	3
2.1.2 Évaluation des incidences de l'exportation	4
2.1.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public	5
2.2 Suivi	8
2.2.1 Évaluation de l'offre et de la demande canadiennes d'énergie	8
2.2.2 Évaluation des marchés du gaz naturel	9
2.3 Résumé de la méthode axée sur les conditions du marché	9
3. Clauses de temporisation	11
3.1 Clauses de temporisation	11
4. Altresco Pittsfield, L.P.	12
4.1 Résumé de la demande	12
4.2 Approvisionnement en gaz	12
4.2.1 Sources d'approvisionnement	12
4.2.2 Réserves	13
4.2.3 Capacité de production	13
4.3 Transport	13
4.4 Marché	13
4.5 Contrats de vente de gaz	14
4.6 État des autorisations réglementaires	15
5. Crestar Energy	17
5.1 Résumé de la demande	17
5.2 Approvisionnement en gaz	17
5.2.1 Sources d'approvisionnement	17
5.2.2 Réserves	18
5.2.3 Capacité de production	18
5.3 Transport	18
5.4 Marché	18
5.5 Contrat de vente de gaz	18
5.6 État des autorisations réglementaires	19

6. Enron Capital & Trade Resources Corp.	21
6.1 Résumé de la demande	21
6.2 Approvisionnement en gaz	21
6.2.1 Sources d'approvisionnement	21
6.2.2 Réserves	22
6.2.3 Capacité de production	22
6.3 Transport	22
6.4 Marché	22
6.5 Contrats de vente de gaz	23
6.6 État des autorisations réglementaires	24
7. Husky Oil Operations Ltd.	26
7.1 Résumé de la demande	26
7.2 Approvisionnement en gaz	26
7.2.1 Sources d'approvisionnement	26
7.2.2 Réserves	26
7.2.3 Capacité de production	27
7.3 Transport	27
7.4 Marché	27
7.5 Contrat de vente de gaz	27
7.6 État des autorisations réglementaires	28
8. Dispositif	30

Liste des tableaux

1-1 Résumé des licences sollicitées	2
---	---

Liste des annexes

Conditions des licences qui seront délivrées	31
--	----

Abréviations

Altresco	Altresco Pittsfield, L.P.
Berkshire	Berkshire Gas Company
Btu	thermie britannique
CEC	Commonwealth Electric Company
CELC	Cambridge Electric Light Company
CEMC	Crestar Energy Marketing Corporation
CPCo	Consumers Power Company
Coastal	Coastal Gas Marketing Company
Conwest	Conwest Exploration Company Limited
Crestar	Crestar Energy
Czar	Czar Resources Ltd.
DOE/FE	(États-Unis d'Amérique) Department of Energy, Office of Fossil Energy
ÉIE	évaluation des incidences de l'exportation
ÉMGN	<i>Évaluation des marchés du gaz naturel</i>
Enron	Enron Capital & Trade Resources Corp.
Enron Canada	Enron Capital & Trade Resources Canada Corp.
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FERC	(États-Unis d'Amérique) Federal Energy Regulatory Commission
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
GHR-1-87	<i>Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel</i>
GJ	gigajoule
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Company

Home	Home Oil Company Limited
Husky	Husky Oil Operations Ltd.
IGTS	Iroquois Gas Transmission System, L.P.
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MACM	méthode axée sur les conditions du marché
MCV	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership
Morgan	Morgan Hydrocarbons Inc.
NBPL	Northern Border Pipeline Company
NEP	New England Power Company
NNG	Northern Natural Gas Company
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NSP	Northern States Power Company
Office	Office national de l'énergie
Orbit	Orbit Oil & Gas Ltd.
les producteurs	collectivement : Conwest Exploration Company Limited, Czar Resources Ltd. et Orbit Oil & Gas Ltd.
QCJ	quantité contractuelle journalière
QMJ	quantité maximale journalière
Rapport technique	chapitre 6 du rapport intitulé <i>L'énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010, Rapport technique</i>
SG	service garanti
Règlement	<i>Règlement de l'Office national de l'énergie (Partie VI)</i>
Talisman	Talisman Energy Inc.
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À des demandes, présentées conformément à la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant l'obtention de nouvelles licences d'exportation de gaz naturel par :

Altresco Pittsfield, L.P., Crestar Energy, Enron Capital & Trade Resources Corp., et une demande conjointe présentée par Morgan Hydrocarbons Inc. et Coastal Gas Marketing Company;

RELATIVEMENT À une demande, présentée conformément à l'article 21 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, visant la modification de la licence d'exportation de gaz naturel GL-114 par :

Husky Oil Operations Ltd.;

SELON l'ordonnance d'audience GH-4-95;

ENTENDUE à Calgary, en Alberta, le 14 novembre 1995.

DEVANT :

R.L. Andrew	membre président
R. Illing	membre
J.A. Snider	membre

COMPARUTIONS :

L.E. Smith	Altresco Pittsfield, L.P.; et
N.M. Gretener	Crestar Energy
P. Maguire	

L.G. Keough	Enron Capital & Trade Resources Corp.; Midland Cogeneration
L. Strong	Venture Limited Partnership, Morgan Hydrocarbons Inc. et
	Coastal Gas Marketing Company

D.A. Holgate	Husky Oil Operations Ltd. et Talisman Energy Inc.
B. Croft	

I. MacLean	Home Oil Company Limited
------------	--------------------------

K. L. Meyer	Pan-Alberta Gas Ltd.
-------------	----------------------

D.W. Rowbotham	Suncor Inc.
----------------	-------------

M.J. Samuel	TransCanada Gas Services
-------------	--------------------------

P. McCunn-Miller	ministère de l'Énergie de l'Alberta
A. Reid	

J. Hanebury	avocate de l'Office
-------------	---------------------

Chapitre 1

Partie VI - Demandes d'exportation de gaz naturel

1.1 Les demandes

Au cours de l'instance GH-4-95, l'Office national de l'énergie (l'«Office») a étudié quatre demandes visant des licences d'exportation de gaz présentées par les parties suivantes :

1. Altresco Pittsfield, L.P. («Altresco»);
2. Crestar Energy («Crestar»);
3. Enron Capital & Trade Resources Corp. («Enron»);
4. Morgan Hydrocarbons Inc. («Morgan») et Coastal Gas Marketing Company («Coastal»).

En outre, Husky Oil Operations Ltd. («Husky») a demandé la modification de la licence GL-114, conformément au paragraphe 21(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»). La modification proposée augmenterait le volume global dont l'exportation est autorisée et prorogerait la licence GL-114.

Le tableau 1-1 résume les demandes.

Le présent volume, Volume I, traite des demandes présentées par Altresco, Crestar, Enron et Husky. La demande restante, soit celle de Morgan et Coastal, sera comprise dans le Volume II des présents motifs.

Tableau 1-1
Résumé des licences sollicitées

Demande	Acheteur (type de marché)	Durée	Point d'exportation	Quantités maximales sollicitées		
				journalière 10^3m^3 (10^6pi^3)	annuelle 10^6m^3 (10^9pi^3)	globale 10^6m^3 (10^9pi^3)
1. Altresco Pittsfield	Altresco Pittsfield (centrale de cogénération)	1 ^{er} novembre 1995 au 31 décembre 2011	Niagara Falls, Ontario et autres points non précisés	895 (31,5)	326,7 (11,5)	4 844 (171)

2.	Crestar	Northern States Power (approv. du réseau)	1 ^{er} novembre 1996 au 31 octobre 2001	Monchy, Saskatchewan	179,8 (6,3)	65,6 (2,3)	328,1 (11,6)
3.	Enron	Enron (portefeuille de ventes)	1 ^{er} novembre 1996 au 31 octobre 2006	*	425 (15)	155 (5,5)	1 550 (55)
4.	Husky	Midland Cogeneration (centrale de cogénération)	**	Emerson, Manitoba	424,9 (15,1)	155,1 (5,5)	310,2 (11)
5.	Morgan/ Coastal	Coastal (portefeuille de ventes)	1 ^{er} avril 1996 au 31 octobre 2006	*	283,3 (10)	104 (3,7)	1 101 (41,2)

* Enron, ainsi que Morgan et Coastal, ont demandé que leurs licences ne soient pas assujetties à une condition visant le point d'exportation.

** Une prorogation de deux ans de la licence GL-114 a été sollicitée, à partir du 1^{er} novembre 2004.

Chapitre 2

Méthode axée sur les conditions du marchés

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

En juillet 1987, en vertu d'un *Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel* («GHR-1-87»), l'Office a adopté une méthode d'examen, connue sous le nom de méthode axée sur les conditions du marché («MACM»), qui repose sur le principe selon lequel le marché fonctionne généralement de manière à garantir la satisfaction des besoins prévisibles en gaz du Canada, à des prix équitables¹.

Selon la MACM, l'Office agira de deux façons pour veiller à ce que le gaz naturel devant faire l'objet de licences d'exportation excède les besoins raisonnablement prévisibles du Canada d'une part, et soit conforme à l'intérêt public, d'autre part. À cette fin, il tiendra des audiences publiques pour instruire les demandes de licences d'exportation de gaz naturel et il surveillera constamment l'évolution des conditions des marchés canadiens de l'énergie.

2.1 Audience publique

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

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

La description donnée ci-après de ces trois éléments est générale et s'applique à chaque demande instruite dans le cadre de l'instance GH-4-95.

2.1.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

La méthode d'intervention en fonction des plaintes repose sur un principe fondamental, à savoir que dans un marché qui fonctionne bien, les acheteurs canadiens seront en mesure de passer des contrats d'approvisionnement en gaz naturel à des conditions semblables à celles qui sont offertes à

¹ La MACM a été modifiée suite aux audiences publiques GHW-4-89 et GHW-1-91. Les modifications n'ont pas eu de conséquences pour le principe sur lequel repose la MACM.

l'exportation, y compris à des prix équivalents. Pour déterminer si le marché fonctionne effectivement de cette manière, l'Office a affirmé ce qui suit dans ses motifs de décision GHR-1-87 :

«La mise en place d'un mécanisme de plaintes dans la méthode de calcul des excédents de gaz naturel repose sur le principe que l'exportation de gaz sera interdite si les utilisateurs canadiens n'ont pas eu la possibilité d'acheter le gaz en question pour leurs besoins, à des conditions semblables à celles de l'exportation proposée. Les demandeurs de licence d'exportation devront être prêts à répondre aux questions qui seront posées à ce sujet en raison de mécanisme de plaintes...»

La méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à garantir que les acheteurs canadiens de gaz qui sont actifs sur le marché ont accès au gaz à des conditions aussi favorables que celles qui sont offertes aux clients à l'exportation. Elle permet à ces acheteurs d'examiner les modalités des contrats de vente de gaz étayant les demandes de licences d'exportation, en fonction des conditions qui leur sont offertes. Si les conditions offertes aux clients à l'exportation sont plus avantageuses que celles qui sont offertes aux clients canadiens, un acheteur canadien peut déposer une plainte auprès de l'Office. Ce dernier statuera sur chaque plainte en jugeant si, dans les faits, le plaignant a eu ou non la possibilité d'obtenir des approvisionnements supplémentaires de gaz à des conditions semblables à celles qui figurent dans les demandes de licence d'exportation de gaz déposées devant l'Office, y compris les conditions relatives aux prix.

Les acheteurs canadiens de gaz qui souhaitent déposer une plainte doivent démontrer qu'ils ont essayé de passer un contrat d'achat d'approvisionnements supplémentaires de gaz et qu'ils ont été dans l'impossibilité d'obtenir ces approvisionnements à des conditions semblables à celles qui sont contenues dans le contrat de vente de gaz pertinent. Par ailleurs, les demandeurs de licence d'exportation sont censés répondre aux questions soulevées par le plaignant. Si l'Office juge la plainte fondée, il doit décider des mesures à prendre pour corriger la situation. Il peut retarder le processus de délivrance de la licence, rejeter la demande de licence d'exportation ou prendre toute autre mesure pertinente en fonction de la demande instruite.

2.1.2 Évaluation des incidences de l'exportation

L'ÉIE a pour objet de permettre à l'Office de déterminer si un projet d'exportation risque d'empêcher les Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques à des prix équitables. Il ne s'agit pas pour l'Office de se prononcer sur le caractère souhaitable d'un volume particulier d'exportations ou d'un prix donné pour le gaz canadien. L'ÉIE vise principalement à déterminer si le marché énergétique canadien peut s'adapter à des exportations supplémentaires de gaz d'une façon telle que les Canadiens n'aient pas de difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques à des prix déterminés par le marché.

Les demandeurs et les intervenants peuvent soit s'en tenir à l'analyse faite par l'Office soit préparer et soumettre leur propre analyse.

La première ÉIE produite par l'Office, en septembre 1989, était fondée sur plusieurs projections des exportations. Cette étude comportait des analyses de l'offre, de la demande, des prix et des exportations à long terme et renfermait un énoncé des hypothèses retenues ainsi qu'une explication des techniques d'analyse utilisées.

Le 3 septembre 1992, l'Office a publié une ébauche d'ÉIE et a annoncé qu'il entendait tenir un atelier sur cette ÉIE pour stimuler la discussion et favoriser l'échange de renseignements. L'atelier a eu lieu en avril 1993, et un résumé des délibérations a été diffusé en juin 1993. Par la suite, soit le 8 décembre 1993, l'Office a fait connaître les modifications apportées au processus d'ÉIE. Il a affirmé qu'à compter du rapport suivant sur l'offre et la demande, l'Office inclurait dans ces rapports une analyse des répercussions à long terme de divers niveaux d'exportations sur les marchés canadiens. Ces rapports seraient complétés par une évaluation des questions d'adaptation du marché figurant dans les rapports d'évaluation des marchés du gaz naturel («ÉMGN») de l'Office.

La deuxième ÉIE de l'Office, qui a été préparée en consultation avec l'industrie de l'énergie et d'autres parties intéressées, était incluse dans le chapitre 6 du rapport intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010, Rapport technique* («rapport technique»), que l'Office a publié en décembre 1994.

2.1.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public

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

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

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

L'énoncé précédent des autres facteurs touchant l'intérêt public vise seulement à donner aux parties une liste générale des facteurs sur lesquels l'Office a normalement droit de regard quand il évalue le bien-fondé d'une demande de licence d'exportation de gaz. Cependant, dans le cadre de chaque demande particulière, l'Office peut examiner tous les facteurs qui lui semblent pertinents. Cela peut comprendre, par exemple, les effets environnementaux en amont qui étaient nécessairement liés aux exigences d'une demande de licence d'exportation.

Dans l'instance GH-4-95, l'Office a également examiné une évaluation des ventes à des tiers proposée par Altresco, les écarts admissibles proposés par Crestar, les points d'exportation multiples proposés par Altresco et une demande concernant la suppression des dispositions visant les points d'exportation proposée par Enron, Morgan et Coastal.

Approvisionnement en gaz

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

Pour évaluer la suffisance de l'approvisionnement en gaz dont le demandeur dispose pour fournir les volumes visés par la demande pendant toute la durée de la licence, l'Office fait preuve de souplesse, mais il s'attend normalement à ce que le demandeur démontre que les réserves établies sont égales ou supérieures au volume visé par la demande et que la capacité de production est suffisante pour fournir les exportations annuelles prévues pendant la majeure partie de la durée de la licence sollicitée.

Chaque demandeur est tenu de présenter une estimation des réserves établies des champs d'où il prévoit d'extraire le gaz nécessaire à son projet d'exportation. Quand le gaz destiné à l'exportation provient de l'approvisionnement total de la société, l'Office examine la composition de cet approvisionnement, les réserves établies et la capacité de production, ainsi que les autres contrats de vente devant être alimentés à même cet approvisionnement. De même, quand une société utilise ses garanties pour étayer un contrat d'approvisionnement, l'Office examine la disponibilité probable de cet approvisionnement, y compris les engagements contractuels.

Transport

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

Marchés

Les demandes instruites à l'instance GH-4-95 concernaient la vente de gaz à trois types de marchés d'utilisation finale : la vente pour l'approvisionnement de réseau, la vente aux commercialisateurs et la vente aux centrales de cogénération. Ces dernières sont définies comme étant des installations qui produisent de l'électricité et de l'énergie thermique à des fins commerciales ou industrielles. Voici les points sur lesquels l'Office s'est penché :

- pour les exportations destinées à approvisionner des réseaux et des commercialisateurs, l'Office a tenu compte des besoins actuels et prévus de l'acheteur et de son portefeuille

global d'approvisionnement, et il a évalué la place qu'occupe le gaz naturel canadien dans ce portefeuille;

- pour les exportations destinées à une installation de cogénération, l'Office a tenu compte de l'ensemble des contrats en cause, allant du contrat de vente de gaz naturel aux contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique. En outre, il a étudié les débouchés pour l'électricité et l'énergie thermique produites par la centrale ainsi que les modalités de financement du projet et l'échéancier des travaux de construction.

Pour chaque type de marché d'utilisation finale, l'Office a notamment pris en considération les facteurs de charge qui sont prévus pour l'acheminement des volumes à exporter.

Contrats de vente

En ce qui a trait aux arrangements contractuels, l'Office examine les obligations contractuelles liant les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, y compris les contrats de vente de gaz signés. L'Office examine aussi les contrats de revente au-delà du point de vente sur la frontière internationale dans les cas où ces arrangements influent directement sur l'accord de vente internationale. À cet égard, l'Office s'est penché sur les ventes à une tierce partie dans un certain nombre d'instances sur des exportations de gaz vers des marchés de cogénération américains précis.

État des autorisations réglementaires

L'Office examine si le demandeur a obtenu les autorisations pertinentes des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis, y compris les autorisations provinciales d'acheminement et le permis d'importation délivré par le Department of Energy, Office of Fossil Energy («DOE/FE»).

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

Effets environnementaux en amont

Pour l'instance GH-4-95, l'Office a décidé de se fier au critère du lien nécessaire décrit dans la révision que l'ONÉ a faite de sa décision dans l'instance GH-5-93 et dans les motifs de décision GH-3-94. Ce critère sert à établir la portée de l'évaluation des effets environnementaux possibles liés aux demandes d'exportation de gaz. L'Office examinera les effets environnementaux des nouvelles installations et des activités en amont seulement lorsque ces installations et ces activités sont nécessairement liées aux modalités de la licence d'exportation. Pour qu'un lien nécessaire existe, il faut que la licence d'exportation et les nouvelles installations ou activités en amont soient intégrées au point que l'on puisse considérer qu'elles font partie d'un plan d'action unique.

Écarts admissibles

Dans les licences qu'il délivre, l'Office fixe couramment un écart admissible d'exploitation journalier de dix pour cent et un écart admissible d'exploitation annuel de deux pour cent. Cela permet des variations dues à des erreurs de mesure et de fonctionnement durant l'exportation. Par ailleurs, s'ils doivent dépasser les écarts admissibles, les exportateurs peuvent, dans une large mesure, avoir recours à des ordonnances d'exportation de gaz à court terme, délivrées en vertu des règlements.

Points d'exportation

Les modalités des licences d'exportation de gaz, y compris le point d'exportation, reprennent essentiellement les modalités des contrats de vente de gaz. À cet effet, l'Office examine les contrats de vente de gaz pour s'assurer de la cohérence entre les termes des contrats et les éléments de la licence demandée. L'Office examine également les contrats de transport qui sont fournis à l'appui d'une demande. De même, il tient compte de la flexibilité des contrats.

La plupart des contrats d'exportation à long terme fixe un point d'exportation unique. Cependant, dans certains cas, les demandeurs ont démontré qu'il était nécessaire d'autoriser plus d'un point d'exportation dans une licence; c'est donc ce que l'Office a fait. De nouveau, l'Office rappelle qu'il est possible d'obtenir l'autorisation d'utiliser, pour une plus grande flexibilité, plus d'un point d'exportation par le recours à des ordonnances d'exportation de gaz à court terme.

2.2 Suivi

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

- évaluations de l'offre et de la demande canadiennes d'énergie;
- évaluation des marchés du gaz naturel.

2.2.1 Évaluation de l'offre et de la demande canadiennes d'énergie

En vertu de la Loi, l'Office est tenu d'examiner les perspectives de l'offre canadienne des principaux produits énergétiques, notamment l'électricité, le pétrole et le gaz naturel ainsi que les produits dérivés, en plus de la demande d'énergie canadienne tant au Canada qu'à l'étranger. Dans le cadre de cette fonction, l'Office établit et met à jour des prévisions relatives à l'offre et à la demande d'énergie et il a publié, de temps à autres, des rapports pertinents après avoir obtenu les opinions des gouvernements provinciaux, de l'industrie et d'autres intervenants. Le premier volume du rapport de 1994 de l'Office, intitulé *L'énergie au Canada, offre et demande 1993-2010 - Tendances et questions*, a été publié en juillet 1994. Le rapport technique d'accompagnement est paru en décembre 1994.

Au nombre des questions examinées dans le rapport technique, mentionnons les perspectives de découverte de pétrole et de gaz au Canada, l'évolution des parts du marché énergétique qui sont détenues par les diverses formes d'énergie ainsi que les répercussions aux fins de l'adaptation du marché du gaz naturel à d'autres hypothèses concernant l'offre et la demande.

En janvier 1995, l'Office a publié un rapport intitulé *Étude des gisements de gaz non connectés - phase I : Évaluation des réserves non connectées de l'Alberta*, dans lequel on estime les réserves de gaz non raccordées dans la partie centrale de l'Alberta et dans plusieurs gros gisements non raccordés de la province.

2.2.2 Évaluation des marchés du gaz naturel

Dans le cadre du suivi, l'Office analyse l'évolution à plus court terme de l'offre et de la demande du gaz naturel ainsi que des prix, et il publie périodiquement des rapports sur ses constatations.

Ces rapports ont une étendue plus restreinte et à plus court terme que les rapports sur l'offre et la demande. Ils sont généralement axés sur un aspect du marché qui est d'actualité. Généralement, le rapport ÉMGN et les autres rapports statistiques portent sur les innovations récentes et sur les perspectives à court terme concernant les marchés du gaz naturel, la concurrence, l'utilisation des gazoducs pour le transport du gaz au Canada et à l'exportation ainsi que la quantité et la qualité de l'offre de gaz.

2.3 Résumé de la méthode axée sur les conditions du marché

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

- aucune plainte n'a été déposée en vertu de la méthode d'intervention en fonction des plaintes;
- l'ÉIE montre que les Canadiens n'éprouvent pas de difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques à des prix équitables;
- il n'y a aucune préoccupation majeure d'intérêt public, de l'avis de l'Office;
- le suivi continu laisse croire que les marchés fonctionnent normalement et ne met pas en lumière d'autres questions touchant l'évolution de l'offre et de la demande qui pourraient faire douter de la capacité future des Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques.

Opinions de l'Office

L'Office juge qu'étant donné l'absence de plaintes, les demandeurs à la présente audience ont répondu au premier volet de la MACM.

Le deuxième volet est l'ÉIE, dans le cadre de laquelle l'Office doit déterminer si l'exportation projetée est susceptible d'empêcher les Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques à des prix équitables. À cette fin, l'Office entend la preuve et les plaidoiries présentées à l'audience, et examine les ÉIE qu'il publie périodiquement. Les demandeurs à l'instance GH-4-95 ont décidé de s'en tenir à une ÉIE préparée par l'Office dans son rapport technique. En d'autres termes, les Canadiens ne devraient pas avoir de problème pour répondre à leurs besoins énergétiques à des prix équitables. L'Office estime que l'approbation des licences demandées dans ce volume I, qui totalisent ensemble quelque $7,2 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($0,3 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$) de gaz, ne changerait en rien cette conclusion.

En ce qui a trait aux autres facteurs touchant l'intérêt public, la preuve de chaque demandeur est présentée dans les chapitres pertinents des présents motifs. Les

constatations de l'Office concernant ces facteurs, et tout autre facteur jugé pertinent par l'Office, figurent dans la section «Opinions de l'Office», à la fin de chaque chapitre.

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

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

Chapitre 3

Clauses de temporisation

3.1 Clauses de temporisation

Lorsque l'Office délivre une licence d'exportation de gaz, il fixe généralement un délai au cours duquel l'exportation du gaz doit débiter pour que la licence entre en vigueur pour toute la période approuvée par l'Office. Cette modalité est appelée clause de temporisation, étant donnée que la licence prendrait fin si les exportations ne débutaient pas dans le délai imparti. La clause de temporisation vise à ce que n'entrent en vigueur que les licences pour lesquelles l'acheminement du gaz commence dans un délai raisonnable après la décision. L'Office a consulté les demandeurs pour savoir s'ils acceptaient que leur licence soit assortie d'une clause de temporisation.

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

Chapitre 4

Altresco Pittsfield, L.P.

4.1 Résumé de la demande

Le 23 août 1995, Altresco a présenté à l'Office une demande modifiée, conformément à la Partie VI de la Loi, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

Durée	-	16 ans et deux mois à compter du 1 ^{er} novembre 1995 ou le plus tôt possible après cette date
Quantité journalière maximale	-	895 10 ³ m ³ (31,5 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	326,7 10 ⁶ m ³ (11,5 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	4 844 10 ⁶ m ³ (171 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

Altresco a demandé une licence pour exporter du gaz naturel à partir du Canada, le principal point d'exportation étant Niagara Falls (Ontario). Elle a également sollicité l'autorisation d'exporter à d'autres points.

Le gaz dont Altresco propose l'exportation serait produit à même les approvisionnements globaux de Talisman Energy Inc. («Talisman») et de Home Oil Limited («Home») en Alberta. Il serait transporté par le réseau de NOVA Corporation of Alberta («NOVA») à la frontière albertaine près de Empress. TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») livrerait alors le gaz au principal point d'exportation, à Niagara Falls. À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié par les réseaux de Tennessee Gas Pipeline Company («Tennessee») et de Berkshire Gas Company («Berkshire») à destination de l'installation de cogénération de Altresco qui est située à Pittsfield (Massachusetts). Avant le 1^{er} novembre 1993, le gaz était exporté à Altresco par Vector Energy Inc. en vertu d'une licence à long terme, et, à l'heure actuelle, il est exporté en vertu d'autorisations d'exportation de courte durée détenues par d'autres producteurs.

4.2 Approvisionnement en gaz

4.2.1 Sources d'approvisionnement

Talisman et Home puiseront le gaz dans leurs approvisionnements globaux en Alberta. Aucun de ces producteurs n'a affecté des gisements particuliers par contrat à Altresco. La section 4.5 renferme plus de détails sur la vente de gaz à Altresco par ces deux producteurs.

4.2.2 Réserves

Les estimations des réserves fournies par Altresco pour ces gisements sont celles qui sont reconnues par la Alberta Energy and Utilities Board («EUB»). D'après l'examen fait par l'Office de l'approvisionnement de Altresco, les réserves indiquées excèdent les besoins globaux de Talisman et de Home, incluant le volume global visé par la demande.

Talisman a présenté un bilan de l'offre et de la demande selon lequel son approvisionnement indiqué de $21\,375\,10^6\text{m}^3$ ($755\,10^9\text{pi}^3$) sera plus que suffisant pour étayer le projet d'exportation et répondre aux autres besoins à court et à long terme, qui totalisent $11\,552\,10^6\text{m}^3$ ($408\,10^9\text{pi}^3$). Home a également fourni un bilan de l'offre et de la demande selon lequel son approvisionnement indiqué de $11\,275\,10^6\text{m}^3$ ($398\,10^9\text{pi}^3$) sera plus que suffisant pour étayer le projet d'exportation et répondre aux autres besoins à court et à long terme, ce qui représente un total de $10\,311\,10^6\text{m}^3$ ($364\,10^9\text{pi}^3$).

4.2.3 Capacité de production

Talisman a présenté une comparaison de sa capacité de production et de ses besoins annuels selon laquelle sa capacité de production sera suffisante pour la majeure partie de la période visée par la licence demandée. De même, les projections établies par Home indiquent une capacité de production suffisante pour la majeure partie de la période visée par la licence demandée.

4.3 Transport

Altresco a signé un contrat de service garanti («SG») pour la capacité requise sur le réseau de NOVA. Le 1^{er} mai 1995, Altresco a signé un contrat de SG en vue du transport de $609\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($21,5\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz par le réseau de TransCanada, contrat qui sera en vigueur du 1^{er} avril 1996 au 31 octobre 2010. Altresco est en train de passer avec TransCanada un contrat de SG de courte durée pour le même volume de gaz et pour la période du 1^{er} novembre 1995 au 31 mars 1996. Altresco a également reçu la cession temporaire, par New England Power («NEP»), de sa capacité de transport existante en SG pour les $283,3\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($10\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) restants de gaz par le réseau de TransCanada, jusqu'au 1^{er} novembre 1998. Cette entente de cession temporaire prévoit également le renouvellement de la cession.

Altresco a signé avec Tennessee un contrat de SG pour le transport du gaz de la frontière internationale à Stockbridge (Massachusetts). Ce contrat d'une durée de 20 ans prend fin le 29 septembre 2011. Altresco a également signé un contrat de transport de 25 ans avec Berkshire pour le transport du gaz de Stockbridge (Massachusetts) à l'installation de cogénération de Altresco située à Pittsfield.

4.4 Marché

Le gaz dont Altresco propose l'exportation servira à alimenter une installation de cogénération à cycle combiné au gaz de 160 MW, qui est située à Pittsfield. Cette centrale est exploitée depuis septembre 1990 et est adjacente à l'installation de recherche et de fabrication de General Electric. Toute l'électricité qui y est produite est vendue à NEP, à Cambridge Electric Light Company («CELC») et à Commonwealth Electric Company («CEC»), en vertu de contrats à long terme.

NEP, CELC et CEC sont contrôlées par le New England Electric System, qui est membre du New England Power Pool. En vertu de chacun des trois contrats d'achat d'électricité, l'installation de cogénération de Pittsfield peut faire l'objet d'une répartition complète hors-réseau, sous réserve de certaines conditions restrictives. Depuis sa mise en service, l'installation a enregistré un facteur de charge moyen de près de 95 %, tendance qui devrait se maintenir.

Toute la vapeur produite est vendue au propriétaire du site, un fabricant d'appareillage électrique.

4.5 Contrats de vente de gaz

Le 23 août 1995, Altresco a signé avec Talisman et Home des contrats d'achat de gaz qui prennent fin le 1^{er} septembre 2010 et le 31 octobre 2011, respectivement. Le contrat passé avec Talisman est relié au contrat d'achat d'électricité de NEP tandis que le contrat passé avec Home est rattaché aux contrats d'achat de puissance de CELC et de CEC. Les deux contrats contiennent une clause de prorogation.

En vertu des contrats d'achat de gaz passés avec Altresco, Talisman et Home sont tenues de livrer des quantités contractuelles journalières («QCJ») de $635,1 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($22,4 \text{ } 10^6\text{pi}^3$) et de $333,1 \text{ } 10^3\text{m}^3$ ($11,8 \text{ } 10^6\text{pi}^3$), respectivement. Ces volumes comprennent les besoins en combustible jusqu'au point d'exportation. Les deux contrats prévoient des pénalités : si l'un ou l'autre des fournisseurs ne livre pas 90 % de sa QCJ au cours d'une période donnée, il devra payer, sur les volumes non livrés, les frais liés à la demande perçus sur le réseau de NOVA. En outre, Altresco peut soustraire la quantité manquante de la QCJ, ou mettre fin au contrat. De plus, si Altresco achète des approvisionnements de remplacement, le fournisseur en défaut devra assumer tous les frais supplémentaires, y compris les frais liés à la demande pour la capacité de transport inutilisée.

En vertu des contrats d'achat de gaz, Altresco doit commander au prorata les volumes quotidiens estimatifs de gaz dont l'installation de cogénération aura besoin, à concurrence de la QCJ, ainsi que le gaz servant de combustible. En outre, Altresco doit commander une quantité annuelle minimale correspondant à 85 % et à 75 % des QCJ annualisées, en vertu de chacun des contrats d'achat passés avec Talisman et Home. En outre, en vertu du contrat passé avec Talisman, Altresco doit commander, sur une période de deux ans, une quantité minimale équivalant à 85 % de la somme des QCJ de chaque période de deux ans. Les deux contrats prévoient des pénalités rattachées aux volumes déficitaires.

En vertu des contrats d'achat de gaz, Altresco a le droit de revendre tout le gaz qu'elle achète. Altresco a indiqué que ces ventes à des tiers dépendraient de la répartition hors-réseau, de la demande du marché en période de pointe et de la capacité de la centrale de cogénération de fonctionner au mazout pour maximiser sa rentabilité. À propos du droit de revente à des tiers, Altresco a également sollicité l'autorisation d'exporter le gaz à d'autres points d'exportation non déterminés.

Le prix à l'exportation comprend une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande est la somme des frais de transport assumés par les producteurs sur les réseaux de NOVA et de TransCanada pour la livraison du gaz à Niagara Falls. Dans le cadre des contrats, la composante-produit est constituée d'un prix de référence qui est indexé au prix du mazout n° 6, au

coût mensuel du charbon payé par NEP et à divers prix au comptant du gaz sur la côte du golfe des É.-U.

Les deux contrats prévoient la renégociation des prix. Dans le cas de Talisman, la composante-produit peut être renégociée à compter du 1^{er} septembre 2000, et tous les trois ans par la suite. Dans le cas du contrat passé avec Home, la composante-produit peut être renégociée à compter du 1^{er} septembre 1998, et tous les cinq ans par la suite. Les parties peuvent recourir à l'arbitrage exécutoire si les contrats suscitent des différends.

Selon Altresco, le prix du gaz qui aurait été en vigueur en juillet 1995 à la frontière de l'Alberta est d'environ 1,74 \$ CAN/GJ (1,83 \$ CAN/le million de Btu) selon les modalités du contrat passé avec Talisman, et d'environ 1,64 \$ CAN (1,72 \$ CAN/le million de Btu) en vertu du contrat avec Home.

4.6 État des autorisations réglementaires

Talisman et Home ont déposé auprès de la EUB des demandes de permis d'acheminement de gaz, et ces demandes sont encore à l'étude. Altresco a reçu un permis d'importation du DOE/FE.

Opinion de l'Office

En vertu des contrats d'achat de gaz passés avec Talisman et Home, Altresco doit commander une quantité annuelle minimale correspondant à 85 % et à 75 % des QCJ annualisées, respectivement. L'Office constate que des pénalités sont rattachées aux volumes déficitaires. L'Office reconnaît que le gaz pour lequel Altresco sollicite une licence d'exportation serait acheminé à une centrale de cogénération qui est exploitée à un taux de charge élevé depuis septembre 1990, et que ce marché pour le gaz devrait être de longue durée et stable. L'Office est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la licence demandée soient pris.

L'Office constate que dans les deux contrats d'achat de gaz, la tarification est axée sur les conditions du marché et le prix de référence est indexé à divers prix au comptant du gaz sur la côte du golfe des É.-U. ainsi qu'au portefeuille d'approvisionnement en combustible fossile autre que le gaz de NEP. Les contrats d'achat de gaz sont également soumis à l'arbitrage exécutoire. L'Office est donc convaincu que les contrats d'achat de gaz devraient continuer d'intéresser les parties pendant toute la période proposée et qu'ils sont donc durables.

Le principal marché d'exportation pour le gaz dont Altresco propose l'exportation est l'installation de cogénération, mais les deux contrats d'achat de gaz prévoient des ventes à des tiers. L'Office reconnaît la nature du marché de l'électricité dans lequel l'installation évolue, et il est persuadé que dans le cas à l'étude, la disposition relative à la vente à des tiers assure la durabilité des contrats et garantit la prise des volumes sollicités dans la demande de licence.

L'Office prend note de la demande de Altresco visant des points d'exportation multiples pour des ventes à des tiers, lesquelles devraient être temporaires et de faible envergure. Altresco pourrait recourir à des ordonnances d'exportation à court terme pour les ventes à des tiers. Par conséquent, l'Office n'a pas été convaincu de la nécessité de points d'exportation supplémentaires.

Après avoir examiné les contrats d'achat de gaz que Altresco a passés avec Talisman et Home, l'Office juge que ces contrats ont été négociés entre entreprises indépendantes.

Comme Talisman et Home possèdent les volumes de gaz dont Altresco propose l'exportation, il n'est pas nécessaire de démontrer le soutien des producteurs.

Dans les deux contrats d'achat de gaz, le prix contractuel comprend une composante-demande, qui est la somme des frais de transport perçus sur les réseaux de NOVA et de TransCanada. Par conséquent, l'Office est convaincu que les contrats prévoient le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens, pendant la durée du contrat.

L'examen fait par l'Office de l'approvisionnement en gaz indiqué par Altresco révèle que les réserves de celle-ci excèdent les engagements globaux pris à même ces réserves et que la capacité de production de Altresco excède les besoins de celle-ci pendant la majeure partie de la période d'exportation proposée. En outre, les producteurs garantissent la livraison dans le contrat d'achat de gaz, réduiront les ventes sur une base interruptible et défraieront Altresco des coûts supplémentaires engagés pour l'achat d'approvisionnements de combustible de remplacement, le cas échéant.

Les autorisations réglementaires ont été demandées ou ont déjà été obtenues. La période de validité des contrats de transport et des contrats d'achat de gaz et de puissance coïncide avec la période proposée pour la licence, ou dépasse celle-ci. L'Office est donc convaincu que la période visée par la licence demandée est appropriée.

Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Altresco, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 5

Crestar Energy

5.1 Résumé de la demande

Le 23 août 1995, Crestar a présenté à l'Office une demande modifiée, conformément à la Partie VI de la Loi, en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

Durée	-	5 ans à compter du 1 ^{er} novembre 1996
Point d'exportation	-	Monchy (Saskatchewan)
Quantité journalière maximale	-	179,8 10 ³ m ³ (6,3 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	65,6 10 ⁶ m ³ (2,3 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale admissible	-	328,1 10 ⁶ m ³ (11,6 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année. - les volumes dont l'exportation est autorisée et qui ne sont pas exportés au cours d'une année donnée peuvent être exportés au cours de la période restante, à condition que l'on ne dépasse pas la quantité journalière maximale et que l'on respecte les écarts admissibles.

Le gaz dont Crestar propose l'exportation serait produit à même l'approvisionnement global de la compagnie en Alberta, et il serait transporté par le réseau de NOVA jusqu'à la frontière albertaine à McNeill. Foothills Pipe Lines Ltd. («Foothills») le livrerait alors au point d'exportation, à Monchy (Saskatchewan). À partir de la frontière internationale, le gaz serait acheminé par le réseau de Northern Border Pipeline Company («NBPL») jusqu'au point de raccordement des installations de NBPL et de Northern Natural Gas Company («NNG»). Le gaz serait alors acheminé par le réseau de NNG jusqu'au point de raccordement des installations de NNG et de Northern States Power Company («NSP»).

5.2 Approvisionnement en gaz

5.2.1 Sources d'approvisionnement

Crestar puisera le gaz dans son approvisionnement global en Alberta. Crestar n'a affecté aucun gisement particulier par contrat à NSP. La section 5.5 renferme plus de détails sur la vente de gaz.

5.2.2 Réerves

Les estimations des réserves fournies par Crestar pour son approvisionnement global sont celles qui sont reconnues par la EUB. D'après l'examen fait par l'Office des réserves de Crestar, les réserves indiquées excèdent les besoins globaux, incluant le volume global visé par la demande.

Crestar a présenté un bilan de l'offre et de la demande selon lequel son approvisionnement indiqué sera plus que suffisant pour étayer le projet d'exportation, y compris les besoins à court et à long terme qui s'établissent à $7\,286\,10^6\text{m}^3$ ($257\,10^9\text{pi}^3$). Crestar estime qu'au début de la période d'exportation proposée, elle disposera de $15\,876\,10^6\text{m}^3$ ($560\,10^9\text{pi}^3$) de gaz.

5.2.3 Capacité de production

Crestar a présenté une comparaison de sa capacité de production et de ses besoins annuels. D'après la projection présentée, la capacité de production de Crestar sera suffisante pendant la majeure partie de la période visée par la demande de licence.

5.3 Transport

Le gaz dont Crestar propose l'exportation serait livré à McNeill, en vertu de contrats de SG en vigueur avec NOVA. Crestar transporterait le gaz à Monchy en vertu d'un contrat de SG avec Foothills. Crestar Energy Marketing Corporation («CEMC») prendrait possession du gaz à la frontière internationale et le vendrait à NSP. En vertu d'un contrat de SG passé avec NBPL, NSP transporterait le gaz par le réseau de NBPL, de la frontière internationale au point de raccordement des installations de NBPL et de NNG. NNG transporterait alors le gaz jusqu'aux installations de NSP au Minnesota.

5.4 Marché

NSP possède et exploite un réseau de distribution locale qui dessert environ 390 000 clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans les États du Minnesota, du Wisconsin et du Dakota du Nord. Les exportations proposées remplaceraient l'approvisionnement canadien à court terme existant de NSP et incluraient une provision pour la croissance du marché de la compagnie. Le gaz constituera une partie de l'approvisionnement de charge de base pour les clients de NSP au Minnesota.

Crestar a affirmé que le gaz serait pris à un taux de charge minimal de 80 % pendant la période de validité de la licence demandée.

5.5 Contrat de vente de gaz

CEMC et NSP ont signé un contrat d'achat de gaz le 14 octobre 1994. Ce contrat d'une durée de sept ans est entré en vigueur le 1^{er} novembre 1994. Le gaz est acheminé dans le cadre de ce contrat depuis le 1^{er} novembre 1994, en vertu d'une ordonnance d'exportation à court terme approuvée par l'Office.

CEMC s'approvisionne en gaz auprès de Crestar à la frontière internationale près de Monchy, en vertu d'une entente de mise en marché datée du 1^{er} septembre 1991. Cette entente est censée être une entente d'acheminement en vertu de laquelle Crestar vend à CEMC les volumes de gaz dont celle-ci a besoin pour remplir ses obligations aux É.-U.

Le contrat d'achat de gaz liant CEMC et NSP prévoit une quantité journalière maximale («QJM») de $179,8 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($6,3 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$), ainsi qu'une quantité annuelle minimale équivalant à 80 % de la QJM multipliés par le nombre de jours dans l'année. Si NSP ne commande et n'achète pas la quantité annuelle minimale, elle devra payer à CEMC des frais de couverture de déficit (pénalité) sur la différence entre les volumes pris et le minimum de 80 %. Si CEMC ne livre pas les volumes commandés par NSP, à concurrence de la QJM, elle devra rembourser les frais supplémentaires liés à l'achat de gaz de remplacement. Si CEMC ne livre pas les volumes prévus à quatre occasions différentes ou pendant plus de cinq jours consécutifs au cours d'une année contractuelle (pour des raisons autres que la force majeure), NSP pourra résilier le contrat moyennant un avis écrit de 60 jours. De même, NSP pourra obtenir la cession de la capacité de transport garanti sur le réseau de Foothills.

Le prix qui serait payé à CEMC comprend une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande est égale au prix au gisement, plus des frais de réservation s'élevant à 0,05 \$ US/le million de Btu. Si le prix au gisement de NNG n'est plus en vigueur ou ne tient plus compte des frais payés pour le transport du gaz entre le centre du continent et le marché de NNG, le prix au gisement sera fixé à la plus récente valeur convenue. La composante-produit est un prix indexé reflétant le prix au comptant du gaz livré à NNG pour le Texas, l'Oklahoma et le Kansas, tel qu'il est publié dans le *Inside FERC' Gas Market Report*. Si l'indice de référence n'est plus publié ou n'est plus représentatif des prix du marché, il sera remplacé par un autre indice publié, accepté par les deux parties. Si les parties ne s'entendent pas à ce sujet, elles recourront à l'arbitrage exécutoire.

Selon Crestar, le prix du gaz qui aurait été en vigueur en juillet 1995 à la frontière de l'Alberta est d'environ 1,37 \$ CAN/GJ (1,44 \$ CAN/le million de Btu), selon les modalités du contrat.

5.6 État des autorisations réglementaires

Le DOE/FE a autorisé l'importation des volumes visés par la demande de licence d'exportation. Crestar a reçu son permis d'acheminement de la EUB. Les périodes de validité et les volumes correspondent à ceux de la demande de licence d'exportation.

Opinion de l'Office

Le gaz est acheminé à NSP en vertu d'une ordonnance d'exportation à court terme depuis le 1^{er} novembre 1994. L'Office constate aussi qu'un taux de charge minimum de 80 % est escompté pour la période d'exportation proposée. L'Office est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la demande soient pris.

Selon l'Office, la structure de tarification fera en sorte que les frais liés au produit continueront de refléter l'évolution du marché. De même, l'Office constate que NSP doit commander et acheter au moins 80 % de la QJM annualisée, conformément à la clause d'achat minimal du contrat d'achat de gaz, et que NSP devra payer une pénalité

si les volumes pris sont inférieurs à 80 % de la QJM annualisée. L'Office est donc persuadé que le contrat est durable.

Après avoir examiné le contrat d'achat de gaz passé entre CEMC et NSP, l'Office est convaincu qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Comme Crestar possède l'approvisionnement en gaz qu'elle propose d'exporter, elle n'est pas tenue de démontrer le soutien des producteurs.

L'Office constate que NSP doit assumer les frais de transport par les réseaux de NBPL et de NNG, et que les recettes produites dans le cadre du contrat d'achat de gaz seront probablement suffisamment élevées pour permettre à Crestar de payer les frais liés à la demande qui sont perçus sur les réseaux de NOVA et de Foothills. L'Office est donc persuadé que le contrat d'achat de gaz prévoit le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens, pendant la période visée par le contrat.

En ce qui a trait à la demande de Crestar au sujet des écarts admissibles, l'Office a toujours inclus des écarts annuels et quotidiens d'exploitation de façon à tenir compte des écarts imputables aux erreurs de mesure et aux anomalies de fonctionnement. En agissant ainsi, l'Office ne voulait pas que ces écarts admissibles servent à compenser les volumes qui n'ont pas été pris antérieurement. De plus, ces volumes pourraient être exportés en vertu d'une ordonnance d'exportation à court terme. Cependant, l'Office est disposé à autoriser l'écart courant de 2 % par année.

D'après l'examen fait par l'Office de l'approvisionnement en gaz indiqué par Crestar, les réserves de celle-ci excèdent les engagements globaux pris à même ces réserves, et la capacité de production de la compagnie lui permet de répondre à ses besoins pendant la majeure partie de la période de validité de la licence proposée. L'Office constate que Crestar garantit la livraison du gaz et que NSP serait défrayée des frais supplémentaires engagés pour l'achat d'approvisionnements de combustible de remplacement, le cas échéant.

L'Office constate que la période de validité et les volumes des contrats d'achat et de transport de gaz et des autorisations des organismes de réglementation correspondent à ceux de la licence demandée. L'Office est donc convaincu que la période visée par la licence demandée est appropriée.

Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation à Crestar, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de la licence sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 6

Enron Capital & Trade Resources Corp.

6.1 Résumé de la demande

Le 23 août 1995, Enron a demandé à l'Office, conformément à la Partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz naturel dont les conditions seraient les suivantes :

Durée	-	du 1 ^{er} novembre 1996, ou le plus tôt possible après cette date, au 31 octobre 2006
Quantité journalière maximale	-	425 10 ³ m ³ (15 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	155 10 ⁶ m ³ (5,5 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	1 550 10 ⁶ m ³ (55 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année

En outre, Enron a demandé que la licence sollicitée ne soit pas assortie d'une condition qui limiterait l'exportation à un point d'exportation unique.

Le gaz dont Enron propose l'exportation serait produit à même les approvisionnements globaux, en Alberta, des compagnies Conwest Exploration Company Limited («Conwest»), Czar Resources Ltd. («Czar») et Orbit Oil & Gas Ltd. («Orbit»), appelées collectivement «les producteurs». Le gaz sera transporté par le réseau de NOVA jusqu'au réseau de TransCanada, près de la frontière albertaine à Empress. TransCanada livrerait alors le gaz au point d'exportation, à Iroquois (Ontario). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié par le réseau de Iroquois Gas Transmission System, L.P. («IGTS») aux pipelines de raccordement qui l'achemineraient aux marchés situés essentiellement dans le Nord-Est des É.-U.

6.2 Approvisionnement en gaz

6.2.1 Sources d'approvisionnement

Les producteurs puiseront le gaz dans leurs approvisionnements globaux en Alberta. Ils n'ont affecté aucun gisement particulier par contrat à Enron, mais les approvisionnements indiqués ont été décrits dans la demande. La section 6.5 renferme plus de détails sur la vente de gaz à Enron par les producteurs.

6.2.2 Réerves

Les estimations des réserves fournies par Enron pour ces approvisionnements globaux ont été préparées par les experts-conseils de la compagnie ou par le producteur individuel. D'après l'examen fait par l'Office de l'approvisionnement de Enron, les réserves indiquées excèdent les besoins globaux des producteurs, incluant le volume visé par la demande de licence.

Enron a présenté, pour chacun des producteurs, un bilan de l'offre et de la demande selon lequel chaque approvisionnement global sera plus que suffisant pour étayer le projet d'exportation et pour répondre aux autres besoins à long terme. Enron a également déposé, pour chacun des producteurs, une estimation de l'approvisionnement indiqué qui serait disponible au début de la période proposée. Ces estimations s'établissent à $10\,226\,10^6\text{m}^3$ ($361\,10^9\text{pi}^3$), $337\,10^6\text{pi}^3$ ($11,9\,10^9\text{pi}^3$) et $241\,10^6\text{m}^3$ ($8,5\,10^9\text{pi}^3$) pour Conwest, Czar et Orbit, respectivement. Les besoins à long terme s'élèvent à $3\,994\,10^6\text{m}^3$ ($141\,10^9\text{pi}^3$), $312\,10^6\text{m}^3$ ($11\,10^9\text{pi}^3$) et $198\,10^6\text{m}^3$ ($7\,10^9\text{pi}^3$) pour Conwest, Czar et Orbit, respectivement. Ces besoins sont également appuyés par l'approvisionnement global de chaque producteur.

6.2.3 Capacité de production

Enron a présenté une comparaison de la capacité de production et des besoins annuels de chacun des producteurs. Selon la projection de Enron, chaque producteur a une capacité de production suffisante pour la majeure partie de la période visée par la demande.

6.3 Transport

Le gaz dont Enron propose l'exportation serait livré à Empress, en vertu de contrats de SG entre NOVA et Conwest et Czar (en son nom et pour Orbit). À ce point-là, Enron Canada en prendrait possession et le transporterait au point d'exportation principal à Iroquois, via le réseau de TransCanada. Enron Canada a signé une entente préalable avec TransCanada pour la capacité et la période requises. Les installations supplémentaires de TransCanada ont été approuvées par l'Office le 30 novembre 1995.

Enron a signé une entente préalable avec IGTS et a conclu des ententes pour la capacité de transport nécessaire par divers pipelines de raccordement avec le réseau de IGTS, comme Long Island Lighting Company, Algonquin Gas Transmission Co., Tennessee et CNG Transmission Corp.

6.4 Marché

Enron est le plus important acheteur et vendeur de gaz en Amérique du Nord. Le gaz dont elle propose l'exportation fera partie de son portefeuille d'approvisionnement global. Enron s'attend à ce que les volumes destinés à l'exportation puissent remplacer une partie du gaz d'origine américaine vendu actuellement sur les marchés du Nord-Est des É.-U. en vertu d'un contrat de longue durée. Les contrats à long terme pertinents prévoient des ventes à trois centrales de cogénération et à deux distributeurs locaux.

À l'audience, Enron a réitéré que le principal marché serait le Nord-Est des É.-U. Cependant, compte tenu de la nature de son portefeuille d'approvisionnement global et de l'ampleur de son marché, Enron a sollicité l'autorisation d'utiliser un autre point d'exportation pour atteindre d'autres marchés. Enron a affirmé que son fardeau réglementaire serait allégé si la licence demandée prévoyait plus d'un point d'exportation. Toutefois, Enron a reconnu qu'une licence autorisant uniquement l'exportation du gaz à Iroquois serait acceptable.

6.5 Contrats de vente de gaz

L'exportation proposée serait régie par un contrat-cadre d'achat et de vente de gaz en SG passé entre Enron et Enron Canada le 10 juin 1994, contrat qui a été confirmé par une lettre d'entente entre les parties le 24 avril 1995. Cette lettre de confirmation porte sur la vente de 15 800 GJ/j (15 000 10⁶Btu/j) de gaz, ainsi que le gaz servant de combustible pour les réseaux de TransCanada et de IGTS, sur une période de dix ans débutant le 1^{er} novembre 1996 à Iroquois. Les contrats d'achat de gaz passés entre Enron Canada et les producteurs reflètent le contrat d'achat de gaz liant Enron Canada et Enron.

Conwest a signé un contrat d'achat de gaz et une lettre de confirmation avec Enron Canada le 10 juin 1994 et le 25 avril 1995, respectivement. Le 19 avril 1995, Czar et Orbit ont signé des contrats d'achat de gaz et des lettres de confirmation avec Enron Canada. Les contrats d'achat de gaz passés entre Enron Canada et les producteurs sont identiques, exception faite des quantités à acheter. À cet égard, Conwest, Czar et Orbit doivent fournir respectivement une QJM de 10 500 GJ (10 000 10⁶Btu), 3 200 GJ (3 000 10⁶Btu) et 2 100 GJ (2 000 10⁶Btu), ainsi que le gaz servant de combustible. Si l'un des producteurs ne fournit pas sa QJM respective, il devra rembourser à Enron Canada les frais supplémentaires engagés pour l'achat de gaz de remplacement, en plus de verser une pénalité. En revanche, si Enron Canada n'achète pas les QJM prévues aux contrats avec les producteurs, elle devra payer à ceux-ci la différence entre le prix prévu et le prix de vente à un tiers, ainsi qu'une pénalité.

Le prix qui serait payé aux producteurs pour les QJM respectives sera l'indice de la zone 3 de Transco, tel qu'il est publié dans le *Inside FERC Gas Market Report*, plus un coefficient d'indexation (0,42 \$ US le million de Btu, majoré de 2% par année à compter du 1^{er} novembre 1997), moins 0,575 \$ US le million de Btu et moins les frais de transport perçus sur le réseau de TransCanada. Pour un mois donné, Enron Canada et les producteurs peuvent remplacer l'indice de zone 3 de Transco par l'indice du New York Mercantile Exchange ou par un montant fixe. Les producteurs fourniront gratuitement à Enron Canada le gaz devant servir de combustible.

Enron a affirmé que les contrats d'achat de gaz passés avec les producteurs ont été négociés entre entreprises indépendantes. Chaque producteur et Enron Canada peuvent résilier le contrat les liant si les autorisations des organismes de réglementation canadiens et américains ne sont pas obtenues d'ici le 1^{er} octobre 1996 ou si les contrats de transport ne sont pas signés au plus tard à cette date.

Selon Enron, le prix du gaz qui aurait été en vigueur le 16 octobre 1995 à la frontière de l'Alberta, selon les modalités des contrats, est d'environ 1,70 \$ CAN/GJ (1,79 \$ CAN/le million de Btu).

6.6 État des autorisations réglementaires

Chacun des producteurs a demandé à la EUB de lui délivrer un permis d'acheminement d'énergie. Enron a demandé au DOE/FE l'autorisation d'importer. Les périodes de validité et les volumes correspondent à ceux de la demande de licence d'exportation.

Opinion de l'Office

L'Office constate que les contrats d'achat de gaz obligent Enron à acheter les QJM respectives. En outre, l'Office sait que Enron est un important commercialisateur de gaz dans le Nord-Est des É.-U., et il est donc convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes visés par la demande soient pris.

L'Office note la formule axée sur le marché qui a été adoptée pour fixer le prix du gaz, y compris la possibilité de remplacer l'indice de référence sur une base mensuelle. Il est donc persuadé que les contrats d'achat de gaz continueront d'intéresser les parties pendant la période d'exportation proposée et qu'ils sont donc durables.

Après avoir examiné les trois contrats d'achat de gaz passés entre Enron Canada et les producteurs, l'Office est convaincu qu'ils ont été négociés entre entreprises indépendantes.

Compte tenu que les producteurs possèdent l'approvisionnement en gaz étayant la demande de licence d'exportation, il est inutile de démontrer le soutien des producteurs.

Enron Canada doit payer les frais de transport perçus sur le réseau de TransCanada, et les recettes tirées des contrats d'achat de gaz seront probablement suffisamment élevées pour couvrir les frais liés à la demande qui sont perçus sur le réseau de NOVA. L'Office est donc convaincu que les contrats d'achat de gaz prévoient le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens, pendant la période d'application des contrats d'achat de gaz.

À propos du fait que Enron a demandé que la licence prévoit plus d'un point d'exportation, l'Office a examiné les arrangements commerciaux étayant la demande de licence. L'Office constate que le point de livraison indiqué dans la lettre de confirmation entre Enron et Enron Canada est le point d'interconnexion des réseaux de TransCanada et de IGTS. De plus, la preuve relative aux marchés et aux contrats de transport vient étayer le point d'exportation situé à Iroquois même si l'Office reconnaît la latitude accordée dans les contrats de transport. Comme Enron n'a pas réussi à prouver qu'elle a besoin de plus d'un point d'exportation pour s'acquitter de ses obligations contractuelles, et compte tenu que Enron a indiqué qu'elle pourrait fonctionner en ayant Iroquois comme point d'exportation indiqué dans la demande de licence, l'Office ne conclut pas à la nécessité d'acquiescer à cette demande de Enron.

L'examen fait par l'Office de l'approvisionnement en gaz indiqué par Enron révèle que les réserves de celle-ci excèdent les engagements globaux pris à même ces réserves et que la capacité de production de Enron excède les besoins de celle-ci pendant la majeure partie de la période d'exportation proposée.

L'Office constate que les périodes de validité et les volumes indiqués dans les contrats d'achat de gaz et de transport ainsi que dans les autorisations requises des organismes de réglementation coïncident avec ceux de la licence demandée. L'Office est donc convaincu que la période visée par la licence demandée est appropriée.

Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Enron, sous réserve de l'autorisation du gouverneur en conseil. L'annexe 1 énonce les conditions de la licence.

Chapitre 7

Husky Oil Operations Ltd.

7.1 Résumé de la demande

Le 22 août 1995, Husky a demandé, conformément au paragraphe 21(2) de la Loi, la modification de la licence d'exportation de gaz naturel GL-114, dans sa version modifiée, comme suit :

- i) modifier la Condition 1 de sorte que la durée de la licence GL-114, dans sa version modifiée, soit prorogée de deux ans et expire le 31 octobre 2006;
- ii) modifier la Condition 2(a)(iii) en augmentant la quantité totale de gaz qui peut être exportée au cours de la durée de la licence; cette quantité passerait alors de 2 246 400 000 m³ à 2 556 577 000 m³.

Le gaz dont l'exportation est projetée serait produit à même les approvisionnements globaux de Husky en Alberta. Il serait transporté par le réseau de NOVA de la frontière de l'Alberta jusqu'à Empress. TransCanada le livrerait ensuite au point d'exportation de Emerson (Manitoba). À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié par le réseau de Great Lakes Gas Transmission Company («GLGT») à la centrale de cogénération de Midland Cogeneration Venture, L.P. («MCV») située à Midland (Michigan).

7.2 Approvisionnement en gaz

7.2.1 Sources d'approvisionnement

Husky puisera le gaz dans son approvisionnement globale en Alberta. Husky n'a affecté aucun gisement particulier par contrat à MCV. La section 7.5 renferme plus de détails sur la vente du gaz.

7.2.2 Réserves

Les estimations des réserves fournies par Husky sont celles qui sont reconnues par la EUB. D'après l'examen fait par l'Office des réserves de Husky, les réserves indiquées excèdent les besoins globaux de la compagnie, incluant le volume global visé par la demande.

Husky a présenté un bilan de l'offre et de la demande selon lequel son approvisionnement de 17 125 10⁶m³ (605 10⁹pi³) sera plus que suffisant pour étayer le projet d'exportation et répondre aux besoins à long et à court terme de Husky, soit 15 492 10⁶m³ (547 10⁹pi³).

7.2.3 Capacité de production

Husky a présenté une comparaison de sa capacité de production et de ses besoins annuels, selon laquelle sa capacité de production sera suffisante pour la majeure partie de la période restante de la licence et pour la période de prorogation.

7.3 Transport

Husky a reçu la prorogation de deux ans requise de son contrat de SG pour la capacité sollicitée pour le transport du gaz par le réseau NOVA. Husky a aussi signé une entente modificatrice pour la prorogation sollicitée de son contrat de SG pour le transport du gaz par le réseau TransCanada. Le 6 octobre 1995, MCV a reçu l'approbation de la prorogation sollicitée de l'entente existante de SG pour le transport du gaz par le réseau GLGT.

7.4 Marché

Au cours de l'audience GH-8-88, l'Office a étudié le marché auxquels sont destinés les volumes de gaz naturel étayant la licence GL-114, qui alimenterait la centrale de cogénération à cycle combiné de 1 370 MW au gaz de MCV, située à Midland (Michigan). La centrale est en exploitation commerciale depuis le début de 1990.

L'électricité produite par la centrale de cogénération sera achetée par Consumers Power Company («CPCo») aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 35 ans. L'électricité additionnelle produite et la vapeur provenant de la centrale seront vendues à Michigan Division de Dow Chemical Company aux termes d'un contrat de 25 ans.

Avant l'entrée en service de la centrale de cogénération, 6 996 10³m³/j (247 10⁶pi³/j) de gaz naturel étaient obtenus de sources canadiennes et américaines pour alimenter la centrale; environ la moitié provenait de sources canadiennes. Husky a déclaré que l'on s'attend à ce que la centrale continue d'être exploitée à un facteur de charge élevé.

7.5 Contrat de vente de gaz

MCV obtient son approvisionnement en gaz de Husky aux termes d'un contrat d'achat de gaz signé le 31 août 1988. Le contrat, dans sa version modifiée, expire le 31 octobre 2004. Le 1^{er} janvier 1995, Husky et MCV ont signé un autre modificatif pour proroger de deux ans la durée du contrat. Toutes les autorisations réglementaires du Canada et des É.-U. nécessaires et les contrats de transport par les réseaux pipeliniers canadiens et américains doivent être obtenus d'ici au 1^{er} avril 1996.

Le contrat d'achat de gaz passé entre MCV et Husky, dans sa version modifiée, prévoit une QJM de 424,9 10³m³ (15,1 10⁶pi³). La quantité annuelle minimale va de 80 à 100 %. Le contrat renferme des dispositions de pénalité de sorte que, si les dispositions de prise minimale ne sont pas respectées, l'acheteur est tenu de faire un paiement rattaché aux volumes déficitaires à la fin de chaque année contractuelle, sous réserve des dispositions de compensation. Le contrat est aussi modifiée de sorte que, pour certaines périodes avant la prorogation, si la somme des quantités journalières de gaz prises

par MCV est moindre qu'un certain pourcentage du taux de prise modifié, Husky peut réduire la QJM, à partir du début de l'année contractuelle suivante.

Les dispositions de tarification du contrat d'achat de gaz passé entre Husky et MCV sont basées sur une structure de tarification en deux volets comprenant une composante-demande et une composante-produit à Emerson. La composante-demande est la somme des frais mensuels liés à la demande pour le transport par les réseaux NOVA et TransCanada. La composante-produit est basée sur des frais unitaires liés au produit, calculés en soustrayant les frais mensuels liés à la demande par unité (selon un facteur de charge de 100 %) du prix de référence.

Le prix de référence comprend un prix de base, multiplié par un facteur d'indexation dont l'objet est de suivre les frais mensuels réels de CPCo pour l'énergie liés aux frais fixes et variables d'exploitation de ses centrales de production d'électricité alimentées au charbon au Michigan. Cet indice suit les prix à long terme du charbon américain, surtout le charbon à faible teneur en soufre de l'est du Kentucky, et comprend les prix à court terme du charbon américain et les frais d'exploitation généraux des centrales. Ce mécanisme de tarification vise à assurer que le coût de l'électricité provenant de la centrale de cogénération de MCV se compare favorablement à celui de l'électricité produite par le moyen de rechange le moins coûteux dont dispose CPCo. Le prix de référence fixé au 31 octobre 2004 et pour la prorogation sollicitée, se terminant le 31 octobre 2006, sera de 1,90 \$ US le millier de Btu, et de 3 \$ US le millier de Btu, respectivement.

7.6 État des autorisations réglementaires

La EUB a approuvé la prorogation du permis d'acheminement de Husky. Une décision du DOE/FE pour une prorogation de deux ans de l'autorisation d'importer de MCV est attendue. Les modalités et les volumes correspondent à ceux de la demande d'exportation de gaz.

Opinions de l'Office

L'Office note que Husky exporte du gaz à la centrale de cogénération depuis le début de 1990. Il constate aussi que le contrat d'achat de gaz, dans sa version modifiée et approuvée par l'Office, comporte des dispositions de prise minimale et des pénalités rattachées aux volumes déficitaires. L'Office est donc convaincu que les volumes sollicités seront pris.

L'Office note que le mécanisme de tarification, contenu dans le contrat d'achat de gaz, vise à assurer que le coût de l'électricité produite par la centrale de cogénération se compare favorablement à celui de l'électricité produite par le moyen de rechange le moins coûteux dont dispose CPCo. L'Office est donc convaincu que le contrat d'achat de gaz devrait continuer d'intéresser les parties pendant la période de prorogation proposée de la licence.

Après examen des modifications du contrat d'achat de gaz, l'Office juge que les modifications ont été négociées entre entreprises indépendantes.

Puisque Husky possède l'approvisionnement en gaz destiné à être exporté, il n'est pas nécessaire de démontrer le soutien des producteurs.

L'Office note que la composante-demande du prix contractuel est la somme des frais de transport par les réseaux NOVA et TransCanada. Il est donc convaincu que le contrat d'achat de gaz prévoit le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens pendant la prorogation sollicitée.

L'examen fait par l'Office de l'approvisionnement en gaz indiqué par Husky révèle que les réserves de celle-ci excèdent les engagements globaux pris à même ces réserves, et que la capacité de production de Husky est suffisante pour répondre à ses besoins pendant la majeure partie de la durée du contrat, y compris la prorogation sollicitée. L'Office note que, si Husky ne peut satisfaire à ses besoins en approvisionnement, MCV peut réduire la QJM et Husky la défraiera de tous les frais liés à la demande engagés pour l'achat d'approvisionnements de combustible de rechange, le cas échéant.

L'Office note que les contrats d'achat et de transport de gaz, ainsi que les autorisations réglementaires requises, sont pour une durée et un volume équivalents à ceux de la licence sollicitée. L'Office est donc convaincu que la durée sollicitée de la licence est appropriée.

Décision

L'Office a décidé de délivrer une ordonnance modificatrice à Husky, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les conditions de modification de la licence GL-114 sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 8

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos décisions et nos motifs de décision relativement aux demandes entendues par l'Office dans le cadre de l'instance GH-4-95, et comprises dans le présent Volume.

R.L. Andrew
membre président

R. Illing
membre

J.A. Snider
membre

Calgary (Alberta)
Janvier 1996

Annexe I

Conditions des licences qui seront délivrées

Conditions de la licence destinée à Altresco Pittsfield, L.P.

1.
 - a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entrera en vigueur à la date de son approbation par le gouverneur en conseil ou au 1^{er} avril 1996, selon ce qui est le plus tardif, et expirera le 31 octobre 2011.
 - b) La licence expirera le 1^{er} avril 1998 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Pour la période commençant le 1^{er} avril 1996 et se terminant le 31 août 2010, sous réserve de la condition 5, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas excéder :
 - a) 895 000 mètres cubes par jour;
 - b) 326 675 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre.
3. Pour la période commençant le 1^{er} septembre 2010 et se terminant le 31 octobre 2011, sous réserve de la condition 5, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas excéder :
 - a) 308 000 mètres cubes par jour; ou
 - b) 112 420 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre.
4. Pour la période commençant le 1^{er} avril 1996 et se terminant le 31 octobre 2011, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas excéder 4 844 278 000 mètres cubes.
5.
 - a) À titre d'écart admissible, la quantité exportable par période de 24 heures en vertu de la licence peut excéder de 10 % les quantités journalières prévues aux conditions 2 et 3.
 - b) À titre d'écart admissible, la quantité exportable pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue aux conditions 2 et 3.
6. Le gaz exporté en vertu de la licence sera livré au point d'exportation près de Niagara Falls (Ontario).

Conditions de la licence destinée à Crestar Energy

1. a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1996 et expire le 31 octobre 2001.
b) La licence expirera le 1^{er} novembre 1998 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Crestar peut exporter en vertu de la licence ne doit pas excéder :
 - a) 179 797 mètres cubes par jour;
 - b) 65 626 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 328 130 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.
3. a) À titre d'écart admissible, la quantité exportable pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière prévue à la condition 2.
b) À titre d'écart admissible, la quantité exportable pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation près de Monchy (Saskatchewan).

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

1. a) Sous réserve de la condition 1(b), la licence entre en vigueur le 1^{er} novembre 1996 ou à la date des premières livraisons, selon ce qui est le plus tardif, et expire le 31 octobre 2006.
b) La licence expirera le 1^{er} novembre 1998 à moins que les exportations n'aient commencé à cette date.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Enron peut exporter en vertu de la licence ne doit pas dépasser :
 - a) 425 000 mètres cubes par jour;
 - b) 155 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - c) 1 550 000 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.

3. a) À titre d'écart admissible, la quantité exportable durant toute période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière prévue à la condition 2.
- b) À titre d'écart admissible, la quantité exportable pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle prévue à la condition 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

Modifications des conditions de la licence GL-114 détenue par Husky Oil Operations Ltd.

Les conditions 1 et 2(a)(iii) sont révoquées et remplacées par ce qui suit :

1. La licence expirera le 31 octobre 2006.
- 2.(a)(iii) 2 556 577 000 mètres cubes pendant la durée de la licence.