

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.

CanWest Gas Supply Inc.

Enron Gas Marketing, Inc.

New York State Electric & Gas Corporation

Unigas Corporation

GH-7-92

Juin 1993

Volume I

Exportations de gaz

© Ministère des Approvisionnements et services du
Canada 1993

Cat No. NE22-1/1993-6-1F
ISBN 0-662-98110-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
311, 6^e avenue, s-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
(403) 292-4800

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

Imprimé au Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1993

Cat. No. NE22-1/1993-6-1E
ISBN 0-662-20354-2

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available from:

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

For pick-up at NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.

CanWest Gas Supply Inc.

Enron Gas Marketing, Inc.

New York State Electric & Gas Corporation

Unigas Corporation

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

GH-7-92

Juin 1993

Volume I

Exportations de gaz

Table des matières

Liste des tableaux	iii
Liste des figures	iii
Liste des annexes	iii
Abréviations	iv
Exposé et comparutions	vii
1. Demandes de licences d'exportation de gaz naturel	1
1.1 Les demandes	1
1.2 Examen environnemental	1
1.2.1 Opinion de l'Office	3
1.3 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché	4
1.3.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes	5
1.3.2 Évaluation des incidences de l'exportation	6
1.3.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public	6
1.4 Clauses de temporisation	9
1.5 Opinion de l'Office	9
2. Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.	10
2.1 Résumé de la demande	10
2.2 Approvisionnement en gaz	10
2.2.1 Contrats d'approvisionnement	10
2.2.2 Réserves	10
2.2.3 Capacité de production	11
2.3 Transport	12
2.4 Marché	12
2.5 Contrat de vente de gaz	13
2.6 État des autorisations réglementaires	14
2.7 Opinion de l'Office	14
2.8 Décision	15
3. CanWest Gas Supply Inc.	16
3.1 Résumé de la demande	16
3.2 Approvisionnement en gaz	16
3.2.1 Contrats d'approvisionnement	16
3.2.2 Réserves	17
3.2.3 Capacité de production	17
3.3 Transport	18
3.4 Marché	19
3.5 Contrat de vente de gaz	19
3.6 État des autorisations réglementaires	20
3.7 Opinion de l'Office	20
3.8 Décision	21

(ii)

4.	Enron Gas Marketing, Inc.	22
4.1	Résumé de la demande	22
4.2	Approvisionnement en gaz	22
4.2.1	Contrats d'approvisionnement	22
4.2.2	Réserves	23
4.2.3	Capacité de production	23
4.3	Transport	24
4.4	Marché	24
4.5	Contrat de vente de gaz	25
4.6	État des autorisations réglementaires	25
4.7	Opinion de l'Office	25
4.8	Décision	26
5.	New York State Electric & Gas Corporation	27
5.1	Résumé de la demande	27
5.2	Approvisionnement en gaz	27
5.2.1	Contrats d'approvisionnement	27
5.2.2	Réserves	28
5.2.3	Capacité de production	28
5.3	Transport	29
5.4	Marché	29
5.5	Contrat de vente de gaz	30
5.6	État des autorisations réglementaires	30
5.7	Opinion de l'Office	31
5.8	Décision	31
6.	Unigas Corporation pour exportation à la Northwest Natural Gas Company.	32
6.1	Résumé de la demande	32
6.2	Approvisionnement en gaz	32
6.2.1	Contrats d'approvisionnement	32
6.2.2	Réserves	33
6.2.3	Capacité de production	33
6.3	Transport	35
6.4	Marché	35
6.5	Contrat de vente de gaz	35
6.6	État des autorisations réglementaires	36
6.7	Opinion de l'Office	36
6.8	Décision	37
7.	Dispositif	38

(iii)

Liste des tableaux

1-1	Résumé des licences demandées	2
2-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de CHMI avec le volume global demandé	11
3-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de CanWest avec le volume global demandé	17
4-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Enron avec le volume global demandé	23
5-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de NYSEG avec le volume global demandé	28
6-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Unigas avec le volume global demandé	33

Liste des figures

2-1	Comparaison des estimations de CHMI et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	12
3-1	Comparaison des estimations de CanWest et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	18
4-1	Comparaison des estimations d'Enron et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	24
5-1	Comparaison des estimations de NYSEG/Crestar et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	29
6-1	Comparaison des estimations d'Unigas et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	34

Liste des annexes

I	Modalités des licences qui seront délivrées	39
---	---	----

(iv)

Abréviations

Amerada	Amerada Hess Canada Ltd.
ANG	Alberta Natural Gas Company
APL	APL Oil & Gas Ltd.
APMC	Alberta Petroleum Marketing Commission
BCPC	British Columbia Petroleum Corporation
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
Cascade	Cascade Natural Gas Corporation
CHMI	Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.
Conoco	Conoco Canada Limited
Crestar	Crestar Energy
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis d'Amérique)
Décret sur le PÉEE	<i>Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement</i>
ÉIE	évaluation de l'incidence de l'exportation
El Paso	El Paso Natural Gas company
Empire	Empire State Pipeline Company, Inc.
EMRPCB	ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique
Enron	Enron Gas Marketing, Inc.
EPS	Enron Power Services, Inc.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis d'Amérique)
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.

(v)

GHR-1-87	<i>Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel</i>
GJ	gigajoule
IA	installation admissible
Iroquois	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
MPCC	March Point Cogeneration Company
MW	mégawatt(s) (1 000 kilowatts)
Niagara Mohawk	Niagara Mohawk Power Corporation
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
Northwest Natural	Northwest Natural Gas Company
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NYPSC	New York Public Service Commission
NYSEG	New York State Electric & Gas Corporation
OCRÉA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office, l'	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
Paloma	Paloma Petroleum Ltd.
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PGT	Pacific Gas Transmission Company
Puget Sound Power	Puget Sound Power & Light Company
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act (États-Unis d'Amérique)
QAM	quantité annuelle minimale
QCA	quantité contractuelle annuelle

(vi)

QCJ	quantité contractuelle journalière
QJM	quantité journalière maximale
Ranger	Ranger Oil Limited
Règlement, Partie VI	<i>Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)</i>
RR-P	ratio réserves restantes-production
SDL	Société de distribution locale
SG	service garanti
Sithe	Sithe/Independence Power Partners, L.P.
SoCalGas	Southern California Gas Company
TGMI	Texaco Gas Marketing Inc.
TM Star	TM Star Fuel Company
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TRMI	Texaco Refining and Marketing Inc.
Unigas	Unigas Corporation
Universal	Universal Explorations Ltd.
Trois villes, les	Les villes de Burbank, Glendale et Pasadena
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
10 ⁶ BTU	million(s) de thermies britanniques (BTU)
10 ⁶ pi ³	million(s) de pieds cubes
10 ⁹ pi ³	milliard(s) de pieds cubes

(vii)

Exposé et comparutions

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

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

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

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

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

DEVANT :

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

COMPARUTIONS :

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

(viii)

W.M. Moreland

Alberta Petroleum Marketing Commission

J. Robitaille

Procureur général du Québec

J. Syme

avocats de l'Office

D. Champagne

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

1.1 Les demandes

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

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

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

Le présent volume (volume I) porte sur les demandes de licences de gaz déposées par CHMI, Canwest, Enron, NYSEG et Unigas pour exportation à Northwest Natural dans ce dernier cas. L'autre demande, celle qui a été présentée par Unigas en vue de l'exportation aux trois villes, sera incluse dans le volume II des présents motifs de décision qui sera publié à une date ultérieure.

1.2 Examen environnemental

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

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

Tableau 1-1

Résumé des licences demandées

GH-7-92

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

CHMI, CanWest et Unigas (pour exportation à Northwest Natural dans ce dernier cas) ont indiqué que les exportations proposées ne nécessiteraient pas la construction de nouvelles installations de transport de gaz relevant de la compétence de l'Office. Ces sociétés ont donc fait valoir que les demandes de licences d'exportation de gaz naturel étaient visées par la liste d'exclusion automatique de l'Office («liste d'exclusion») du Décret sur le PÉEE.

Les projets d'exportation d'Enron et de NYSEG nécessiteraient tous deux l'aménagement de nouvelles installations sur le réseau de la TransCanada PipeLines Limited («TransCanada»). Ces deux sociétés ont fait valoir qu'en vertu de la décision de la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt *Procureur général du Québec c. l'Office national de l'énergie*, [1991], 3 C.F. 443 («décision Hydro-Québec»), la compétence de l'Office en matière d'examen environnemental des exportations de gaz est limitée à l'exportation réelle du produit énergétique en cause. Elles ont ajouté qu'une évaluation de l'incidence environnementale de l'exportation de gaz naturel ne s'applique donc qu'à l'expédition ou à la prise de gaz par un gazoduc souterrain à haute pression s'étendant du Canada aux États-Unis.

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

1.2.1 Opinion de l'Office

En menant un examen préalable conformément au Décret sur le PÉEE, l'Office a réalisé son examen environnemental de la demande instruite dans le cadre de la présente audience, et il a établi que les demandes de CHMI, CanWest et Unigas (pour exportation à Northwest Natural dans ce dernier cas) sont visées par la note 3 de la liste d'exclusion de l'Office.²

Comme les projets d'exportation d'Enron et de NYSEG nécessiteraient tous deux l'aménagement de nouvelles installations sur le réseau de TransCanada, ils doivent être soumis au processus du Décret sur le PÉEE. Conformément à la décision Hydro-Québec, l'Office est d'avis que ses examens

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

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

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

environnementaux des demandes de licences d'exportation de gaz naturel doivent porter sur les incidences environnementales des exportations elles-mêmes. En l'espèce, la Cour a examiné la définition d'exportation au sens de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»). Dans la Loi, le terme «exportation», dans le cas de l'électricité, désigne «le fait de transporter de l'électricité produite au Canada à l'extérieur du pays par une ligne de fil métallique ou un autre conducteur». À la lumière de cette définition, la Cour a statué que lorsque l'Office instruit une demande de licence d'exportation d'électricité, il doit seulement «examiner les incidences environnementales de l'exportation, c'est-à-dire les conséquences sur l'environnement de transporter à l'extérieur du Canada d'électricité produite au Canada».

Comme la compétence de l'Office en matière de délivrance de licences d'exportation de gaz naturel se compare à sa compétence en matière d'autorisation des exportations d'électricité, l'Office est d'avis qu'en ce qui a trait aux demandes visant l'exportation de gaz, il est habilité à examiner les incidences environnementales de l'envoi du gaz à l'extérieur du Canada. L'Office examinera donc les effets environnementaux et les répercussions sociales directement rattachées à ces derniers dans le cadre des demandes visant l'autorisation d'aménager et d'exploiter les installations en question.

En ce qui a trait aux demandes présentées par Enron et NYSEG, l'Office a établi, en vertu de l'article 12 du Décret sur le PÉEE, qu'aucun des paragraphes (a) à (f) ne s'appliquait car l'envoi de gaz à l'extérieur du Canada n'a aucun effet néfaste potentiel sur l'environnement.

Speak Up a soulevé des questions touchant les incidences environnementales des projets d'exportation sur les zones de mise en valeur et de production du gaz en amont. Cependant, en vertu de l'alinéa 92(a)(1) de la *Loi constitutionnelle de 1867*, la législature de chaque province a compétence exclusive pour légiférer dans le domaine de la «prospection des ressources naturelles non renouvelables» et de «l'exploitation, la conservation et la gestion des ressources naturelles non renouvelables et des ressources forestières de la province, y compris leur rythme de production primaire». Par conséquent, en qualité d'organisme fédéral de réglementation, l'Office n'est pas habilité à examiner les effets environnementaux des exportations projetées sur les zones de mise en valeur ou de production du gaz.

1.3 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché

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

En juillet 1987, en vertu d'un *Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel* («GHR-1-87»), l'Office a adopté une nouvelle méthode, connue sous le nom de méthode d'examen axée sur les conditions du marché («MEACM»), qui repose sur l'hypothèse voulant que le marché fonctionne généralement de façon à garantir la satisfaction des besoins du Canada en gaz naturel à des prix équitables.

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

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

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

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

1.3.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

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

«La mise en place d'un mécanisme de plainte dans la méthode de calcul des excédents de gaz naturel repose sur le principe voulant que l'exportation de gaz soit interdite si les utilisateurs canadiens n'ont pas eu la possibilité d'acheter le gaz en question pour leurs besoins à des conditions semblables à celles de l'exportation proposée. Les demandeurs de licence d'exportation devront être prêts à répondre aux interrogations à cet égard qui peuvent ressortir de la méthode d'intervention en fonction des plaintes...»

La méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à garantir que les acheteurs de gaz canadiens 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'évaluer 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. L'Office statuera sur chaque plainte en évaluant 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 sont contenues dans la demande de licence d'exportation de gaz soumise à l'Office, y compris les conditions relatives aux prix.

Les acheteurs de gaz canadiens qui souhaitent déposer une plainte doivent démontrer qu'ils ont essayé de passer un contrat pour l'achat d'approvisionnements supplémentaires en 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. Par ailleurs, les demandeurs de licences d'exportation sont censés répondre aux interrogations soulevées par un 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.

1.3.2 Évaluation des incidences de l'exportation

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

L'Office produit périodiquement une ÉIE fondée sur plusieurs prévisions relatives aux exportations. Dans le cadre de cette étude, qui est préparée en consultation avec l'industrie du gaz naturel et d'autres parties intéressées et qui porte sur l'approvisionnement de gaz naturel, la demande, les prix et les exportations à long terme, l'Office s'efforce de fournir un énoncé adéquat des hypothèses et une explication de la technique d'analyse utilisée.¹

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

1.3.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public

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

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

¹ Dans une lettre datée du 3 septembre 1992, l'Office a annoncé qu'il préparait sa deuxième ÉIE. Un atelier a eu lieu en avril 1993 afin de lancer un débat et de favoriser l'échange de renseignements.

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

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

Approvisionnement en gaz

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

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

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

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

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

Transport

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

Marchés

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

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

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

Contrats de vente

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

État des autorisations réglementaires

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

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

1.4 Clauses de temporisation

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

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

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

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

1.5 Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucune plainte n'a été déposée relativement aux demandes de licences d'exportation instruites dans le cadre de l'instance GH-7-92.

Les sociétés qui ont déposé les demandes faisant l'objet des présents motifs de décision ont retenu la plus récente ÉIE de l'Office, en date du 7 septembre 1989. Comme ni l'Office ni les parties intéressées n'ont soulevé un problème d'adaptation du marché, l'Office conclut que les exportations projetées n'entraîneraient aucun problème d'adaptation.

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

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

Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.

2.1 Résumé de la demande

Le 13 novembre 1992, la Canadian Hydrocarbons Marketing Inc. («CHMI») a demandé à l'Office, conformément à la Partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation en vue de la vente de gaz naturel à la Cascade Natural Gas Corporation («Cascade»), licence dont les modalités seraient les suivantes :

Période	- du 1 ^{er} novembre 1992 au 31 octobre 1996
Point d'exportation	- Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 136,4 10 ³ m ³ (4,8 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 49,8 10 ⁶ m ³ (1,8 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	- 199,3 10 ⁶ m ³ (7,0 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz qui serait exporté et vendu à Cascade proviendrait d'un gisement situé en Colombie-Britannique. Il serait acheminé par le réseau de Westcoast jusqu'au point d'exportation, à Huntingdon. À partir de la frontière internationale, le gaz serait expédié par le réseau de la Northwest Pipeline Corporation («Northwest») jusqu'aux points de raccordement avec les installations de Cascade.

2.2 Approvisionnement en gaz

2.2.1 Contrats d'approvisionnement

CHMI a passé des contrats d'achat de gaz avec la Conoco Canada Limited («Conoco») et la Ranger Oil Limited («Ranger»), lesquelles puiseront le gaz nécessaire dans leurs réserves du réservoir Sikanni Debolt «C». Les deux sociétés ont des réserves affectées dans le puits c-41-I/94-G-3, qui représentent un total d'environ 20 % des taux de production du réservoir. Elles contrôlent d'ailleurs la quasi-totalité des réserves globales de ce réservoir.

2.2.2 Réserves

Le tableau 2-1 montre que l'estimation effectuée par l'Office des réserves de gaz de CHMI est inférieure d'environ 40 % à la gamme d'estimations de CHMI concernant les réserves affectées expressément à l'exportation proposée. Cependant, l'estimation de l'Office excède de 48 % le volume visé par la demande.

Tableau 2-1

**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de
CHMI avec le volume global demandé**

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
	CHMI¹	ONÉ²	Volume demandé³
	494 - 500 (17,4 - 17,6)	294 (10,4)	199,3 (7,0)

1. Au 1^{er} septembre 1992. Cette estimation dépend de l'option choisie sur le plan de la compression; un facteur de perte en surface de 3 % a été appliqué aux estimations, dressées par CHMI, des réserves de gaz brut qui s'établissent à 509 - 515 10⁶ m³ (18,0 - 18,2 10⁹ pi³).
2. Au 1^{er} septembre 1992.
3. Le volume global de la licence sera de 174,6 10⁶ m³ (6,2 10⁹ pi³) comme l'exportation débutera le 1^{er} mai 1993.

CHMI a estimé les réserves du réservoir Sikanni Debolt «C» en se fondant sur une analyse du bilan matières et un facteur de récupération présumé de 85 %. Elle a alors affecté les réserves au puits c-41-I/94-G-3 en fonction de la productivité de celui-ci par rapport à l'ensemble du réservoir. L'Office retient l'estimation faite par CHMI du gaz en place dans le réservoir, mais il s'interroge sur la chute des taux de production qui semble attribuable à la venue d'eau dans deux puits actuellement inexploités. L'Office a donc adopté un facteur de récupération de 65 % pour le réservoir puis affecté les réserves au puits c-41-I en fonction de la productivité de celui-ci.

2.2.3 Capacité de production

La figure 2-1 permet de comparer les prévisions de la capacité de production, dressées par CHMI et l'Office, avec les besoins annuels de CHMI. Les deux prévisions tiennent pour acquise l'installation de compresseurs en 1993 et, dans sa prévision, l'Office présume que la production correspondra aux besoins annuels qui s'établissent à 49,8 10⁶ m³ (1,8 10⁹ pi³). CHMI a démontré qu'elle pourrait remplir ses obligations pendant toute la durée de la licence demandée tandis que, selon l'Office, CHMI pourrait enregistrer un déficit au cours de la dernière année du projet d'exportation. CHMI a affirmé qu'elle pourrait parer à toute insuffisance de capacité de production en puisant dans les réserves du réservoir Sikanni Debolt «C» qui ne sont pas assujetties à des contrats, en prélevant du gaz dans les réserves de ses producteurs ou en se prévalant de ses autres contrats d'approvisionnement.

**Image not supplied
by author
or
Image not available**

2.3 Transport

Le gaz serait acheminé par le réseau de Westcoast, de la zone d'approvisionnement à la frontière internationale à Huntingdon (C.-B.). Cascade prendrait livraison du gaz à la frontière internationale. Aux É.-U., le gaz serait acheminé par le réseau de Northwest jusqu'aux points de raccordement avec les installations de Cascade, dans le cadre de deux contrats de longue durée liant Cascade et Northwest. Le premier contrat modifié est daté du 24 juin 1988; le deuxième a été signé le 27 août 1991.

Le projet d'exportation ne nécessite l'aménagement d'aucune installation nouvelle au Canada ou aux É.-U.

2.4 Marché

Le gaz que CHMI propose d'exporter serait vendu à Cascade, une société de distribution locale desservant les États de Washington et de l'Orégon, et servirait à l'approvisionnement garanti de son réseau. Le gaz serait acheminé dans le cadre du contrat étayant la demande en vertu d'une ordonnance de courte durée autorisée par l'Office.

Le plus grand territoire de service de Cascade comprend les villes de Bellingham, Bremerton et Yakima dans l'État de Washington. Plus de 116 000 clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel sont desservis par Cascade. Les ventes devraient augmenter pour passer de $1\,546,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($54,6 \times 10^9 \text{ pi}^3$) en 1992 à $1\,725,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($60,9 \times 10^9 \text{ pi}^3$) en 1996, ce qui représente une hausse d'environ 12 %. Cette augmentation est attribuée à la hausse prévue du nombre de clients du secteur résidentiel.

Cascade s'alimente à diverses sources. L'exportation proposée représenterait environ 3 % de la totalité des besoins prévus de Cascade. Les achats auprès de CHMI devraient se faire au facteur de charge de 90 % si l'on tient compte des ventes faites à Cascade depuis le 1^{er} novembre 1990.

2.5 Contrat de vente de gaz

CHMI et Cascade ont passé un contrat de vente de gaz daté du 1^{er} novembre 1990, qui est entré en vigueur à cette date et prend fin le 31 octobre 1996. Le contrat ne comporte aucune clause de renouvellement. Il peut être résilié par l'un ou l'autre partie si les autorisations à long terme nécessaires n'ont pas été accordées par les organismes de réglementation canadiens et américains au plus tard le 1^{er} octobre 1993. CHMI a affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

La QCJ prévue au contrat est de $136,4 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($4,8 \times 10^6 \text{ pi}^3$). Si Cascade n'achète pas au moins 55 % de la somme des QCJ pour l'année, soit la quantité annuelle minimale, CHMI peut alors décider de réduire la QCJ selon le rapport entre le volume enlevé et la quantité annuelle minimale. Si CHMI est dans l'impossibilité de livrer la quantité de gaz commandée un jour donné, elle défrayera Cascade des coûts supplémentaires engagés pour acheter du gaz auprès d'autres sources.

Le prix contractuel compte quatre composantes : frais liés à la demande de Westcoast, frais liés au produit, frais pour le gaz servant de combustible et frais de réservation.

Les frais liés à la demande de Westcoast s'appliquent aux volumes transportés en SG par Westcoast, du point de réception de Sikanni au point de livraison, à Huntingdon.

Les frais liés au produit sont négociés tous les ans. Si les parties ne parviennent pas à conclure un règlement négocié, le contrat prévoit une formule d'arbitrage dans le cadre de laquelle chaque partie présente son offre finale à l'arbitre, et ce dernier retient l'une des deux offres. Les frais liés au produit seront calculés pour s'assurer que le prix du gaz livré se rapproche dans une mesure raisonnable et en tout temps des prix que doivent payer les autres SDL approvisionnées par le réseau de Northwest dans la zone de marché de Cascade.

Les frais pour le gaz servant de combustible correspondent à la composante-produit multipliée par la quantité de gaz consommée par Westcoast comme combustible et par les pertes de gaz non comptabilisé au titre du transport entre le point de réception de Sikanni et le point d'exportation.

Les frais de réservation sont négociés tous les ans par les parties et s'appliquent à la QCJ. Comme dans le cas de la composante-produit, les parties doivent recourir à l'arbitrage des offres finales si elles ne parviennent pas à conclure un règlement négocié.

CHMI a estimé qu'aux termes du contrat, le prix à la frontière de la Colombie-Britannique en janvier 1993 aurait été de 1,99 \$ CAN/GJ (2,10 \$ CAN/10⁶ BTU).

2.6 État des autorisations réglementaires

CHMI a demandé un certificat d'enlèvement d'énergie pour une période et un volume correspondant au projet d'exportation visé par la demande. La demande est en encore à l'étude au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressource pétrolières de la Colombie-Britannique («EMRPCB»).

Cascade a demandé au DOE/FE de lui délivrer un permis d'importation pour une période et un volume de gaz correspondant au projet d'exportation visé par la demande. La demande est encore à l'étude.

2.7 Opinion de l'Office

L'Office constate que Cascade est obligée d'acheter une quantité annuelle minimale de gaz. En outre, Cascade est tenue de payer des frais de réservation sans égard aux volumes commandés. L'Office constate également que Cascade a toujours acheté du gaz auprès de CHMI à des facteurs de charge élevés. Pour ces raisons, l'Office est d'avis qu'on peut s'attendre dans une mesure raisonnable à ce que les volumes autorisés soient effectivement enlevés.

L'Office constate que le prix contractuel est établi en fonction des conditions du marché puisqu'il est négocié tous les ans. En outre, l'Office estime, à la lumière de la preuve produite par CHMI, qu'il est très peu probable que des circonstances entraînent la résiliation du contrat de vente de gaz. L'Office est donc persuadé que ce contrat demeurera intéressant pour les parties pendant toute la période proposée et que, par conséquent, il est susceptible de durer.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz liant CHMI et Cascade et il juge que ce contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Comme Conoco et Ranger possèdent leurs propres approvisionnements en gaz pour fins d'exportation, l'Office n'exige pas le dépôt d'un document démontrant que les producteurs appuient l'exportation proposée.

En vertu du contrat de vente de gaz, Cascade est tenue de rembourser à CHMI les frais liés à la demande applicables au gaz transporté en SG par Westcoast, que les volumes soient enlevés ou non. L'Office est donc convaincu que le contrat prévoit le paiement des frais de transport connexes par les gazoducs canadiens pendant toute la durée du contrat.

L'estimation des réserves effectué par l'Office excède d'environ 50 % le volume demandé. L'estimation de la capacité de production faite par l'Office montre que CHMI peut répondre à ses besoins à même l'approvisionnement existant jusqu'à la fin de 1995, si l'on tient pour acquis que des compresseurs seront installés en 1993. Des réserves d'appoint pourraient être puisées dans d'autres parties du réservoir au besoin.

L'Office constate que la date d'expiration du contrat de vente de gaz coïncide avec la date d'expiration demandée pour le projet d'exportation. Des dispositions ont été prises pour le transport du gaz par les pipelines voulus pour toute la durée du projet d'exportation. L'Office constate aussi que les autorisations demandées auprès des organismes de réglementation visent une période et un volume correspondant à ceux de la licence demandée. L'Office est donc convaincu que la durée demandée est appropriée.

En dernier lieu, l'Office fait remarquer que CHMI a demandé que les exportations débutent le 1^{er} novembre 1992. Comme l'Office n'antidate pas les licences qu'il délivre, il doit rajuster le volume demandé en fonction du fait que la période d'exportation sera plus courte. Tenant pour acquis que les exportations débiteront le 1^{er} mai 1993, l'Office a réduit de $24,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($0,9 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) le volume demandé, ce qui correspond à la QCJ multipliée par le nombre de jours entre le 1^{er} novembre 1992 et le 1^{er} mai 1993. Au cours de l'audience, CHMI s'est dite d'accord avec la méthode de calcul utilisée par l'Office.

2.8 Décision

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

CanWest Gas Supply Inc.

3.1 Résumé de la demande

Le 13 novembre 1992, la CanWest Gas Supply Inc. («CanWest») a demandé à l'Office, conformément à la Partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz dont les modalités seraient les suivantes :

Période	-	période de 15 ans à partir du premier jour du mois suivant la date de mise en service des installations de la phase I du projet d'expansion de la Northwest Pipeline Corporation («Northwest») ou la date de réception de toutes les autorisations requises, selon la plus éloignée des deux dates
Point d'exportation	-	Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	-	273,2 10 ³ m ³ (9,6 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	100,0 10 ⁶ m ³ (3,5 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	1 495,0 10 ⁶ m ³ (53,0 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz que CanWest propose d'exporter proviendrait de réserves situées principalement en Colombie-Britannique qui font l'objet d'un contrat avec la société, et il serait acheminé par le réseau de Westcoast en vue de sa livraison à la TM Star Fuel Company («TM Star»), près de Huntingdon (Colombie-Britannique). Il serait alors acheminé par le réseau de Northwest. Le gaz exporté, qui servirait principalement à la centrale de la March Point Cogeneration Company («MPCC») près de Anacortes (État de Washington), serait livré par l'intermédiaire du réseau de Cascade. La vapeur et l'électricité produites à la centrale de MPCC seraient vendues respectivement à la Texaco Refining and Marketing Inc. («TRMI») et à la Puget Sound Power & Light Company («Puget Sound Power»).

3.2 Approvisionnement en gaz

3.2.1 Contrats d'approvisionnement

CanWest puisera le gaz qu'elle propose d'exporter dans son portefeuille de contrats d'approvisionnement surtout en Colombie-Britannique. Ce portefeuille est constitué en grande partie de contrats d'achat de gaz affecté (puisé dans les réserves) que CanWest a passés avec environ 155 producteurs.

3.2.2 Réserves

Le tableau 3-1 montre que l'estimation des réserves de gaz de CanWest effectuée par l'Office au 1^{er} novembre 1992 est inférieure d'environ 11 % à celle de CanWest, mais qu'elle excède ses besoins globaux d'environ 20 %.

Tableau 3-1

Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de CanWest avec le volume global demandé

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
	CanWest ¹	ONÉ ²	Volume demandé ³
	66 059 (2 331,9)	61 575 (2 173,6)	1 501 (53,0)

1. Au 1^{er} novembre 1992.
2. Au 31 décembre 1991. Cette estimation des réserves restantes serait inférieure d'au moins 2 800 10⁶ m³ (99 10⁹ pi³) à celle qui est indiquée si elle était redressée au 1^{er} novembre 1992.
3. Cela représente environ 3 % des besoins globaux de CanWest, lesquels s'établissent à 48 808 10⁶ m³ (1 724 10⁹ pi³).

Environ 90 % des réservoirs de CanWest sont en production, et la plupart des plus importants réservoirs sont actifs depuis plus de 15 ans. Par conséquent, pour estimer les réserves, on peut utiliser les méthodes d'analyse de la baisse de la production et du bilan matières.

3.2.3 Capacité de production

La figure 3-1 permet de comparer les prévisions de la capacité de production, faites par l'Office et CanWest, avec les besoins globaux de CanWest à un facteur de charge de 100 %. En 1994, la quantité visée par la demande représente 3 % des besoins globaux de la société. D'après les deux prévisions, la capacité de production sera insuffisante à compter de 1999 si CanWest exploite ses réserves à capacité. Cependant, si CanWest devait remplir seulement ses engagements actuels à court et à long terme, elle pourrait, selon l'Office, répondre à ses besoins pendant la majeure partie du projet d'exportation. CanWest a également affirmé que, le cas échéant, elle parerait aux insuffisances en mettant de nouvelles réserves sous contrat ou en mettant en valeur de nouvelles réserves sur les terres visées par des contrats en vigueur. Elle a également déclaré qu'elle réduirait le volume de ses ventes à court terme.

**Image not supplied
by author
or
Image not available**

3.3 Transport

Le 30 avril 1992, CanWest a signé un contrat de transport en SG avec Westcoast en vue du transport des volumes proposés à l'exportation entre les points de réception en Colombie-Britannique et le point de raccordement des réseaux de Northwest et de Westcoast près de Huntingdon (Colombie-Britannique). Le contrat vise une capacité suffisante, et CanWest peut le reconduire conformément au tarif de Westcoast.

Le 5 juillet 1990, la Texaco Gas Marketing Inc. («TGMI») a conclu un contrat de transport en SG avec Northwest en vue du transport de 31 580 GJ (30 000 10⁶ BTU) par jour, entre la frontière internationale près de Sumas (État de Washington) et le point de raccordement des réseaux de Northwest et de l'El Paso Natural Gas Company («El Paso») situé près de Blanco (Nouveau-Mexique). D'ici avril 1993, cette capacité devrait être cédée à TM Star. Northwest a accepté de livrer 10 525 GJ (10 000 10⁶ BTU) du volume susmentionné jusqu'au point d'admission du réseau de Cascade. MPCC

a passé un contrat avec Cascade en vue du transport en SG de 42 105 GJ (40 000 10⁶ BTU) par jour, sur une période de 20 ans débutant le 1^{er} août 1991.

Si les besoins réels en combustible de la centrale de MCPP s'avéraient moins élevés que les besoins estimés, le gaz proposé à l'exportation serait acheminé à TGMI pour alimenter des centrales de cogénération en Californie. TGMI a déjà signé avec El Paso et la Mojave Pipeline Operating Co. un contrat de transport en SG d'un volume suffisant.

3.4 Marché

TM Star, qui appartient à Texaco Inc. et SCEcorp, a été constituée dans le but d'acheter du gaz naturel aux É.-U. et au Canada pour ensuite le revendre et en assurer le transport dans l'intérêt des centrales de cogénération affiliées. MPCC et TM Star appartiennent aux mêmes actionnaires.

Le gaz proposé à l'exportation servirait principalement à alimenter la centrale de cogénération de 140 MW de MPCC aménagée dans l'usine de Puget Sound de TRMI, une raffinerie située près de Anacortes (État de Washington). La centrale a habituellement besoin de 35 263 GJ (33 500 10⁶ BTU) par jour, et le gaz d'origine canadienne et américaine serait utilisé à cette installation. Comme débouché d'appoint, le gaz proposé à l'exportation peut aussi être utilisé dans diverses centrales de cogénération situées près de Bakersfield (Californie), ce qui comprend les installations appartenant à la Kern River Cogeneration Company et à la Sycamore Cogeneration Company.

La centrale de cogénération de MPCC a été construite en deux phases. Les installations de la première phase ont été mises en service le 11 novembre 1991 et celles de la deuxième phase, le 1^{er} janvier 1993. La vente de gaz de CanWest à TM Star a débuté en janvier 1993 dans le cadre d'un contrat de courte durée. La centrale devrait commander le gaz à un facteur de charge de 90 %.

En vertu d'une entente d'une durée de 20 ans signée le 7 août 1991, l'énergie thermique provenant de la centrale serait utilisée à l'usine de Puget Sound de MPCC pour les opérations de raffinage.

Le contrat d'achat de puissance pour la première phase de la centrale de cogénération, qui a été signé le 29 juin 1989, a été passé entre Puget Sound Power et la San Juan Energy Company puis il a été cédé à MPCC le 28 juillet 1989. Le contrat visant la deuxième phase, qui a été signé le 27 décembre 1990, a été passé entre Puget Sound Power et MPCC. Ces deux contrats expireront le 31 décembre 2011. Le prix contractuel est indexé, en partie, au taux d'inflation aux É.-U.

La puissance produite par la centrale serait vendue comme charge de base à Puget Sound Power. Cette dernière produit, achète, transporte, distribue et vend de l'électricité dans l'ouest et le centre de l'État de Washington; elle dessert environ 750 000 clients.

3.5 Contrat de vente de gaz

Le 7 octobre 1992, TM Star et CanWest ont passé un contrat de vente de gaz d'une durée initiale de 15 ans. Le contrat entre en vigueur le premier jour du mois suivant la plus éloignée des dates suivantes : date de mise en service des installations de la phase I du projet d'expansion de Northwest ou date à laquelle toutes les autorisations requises sont reçues. Le contrat est reconduit automatiquement tous les ans à moins qu'il ne soit annulé par l'une ou l'autre partie. Le contrat devrait entrer en vigueur le 1^{er} avril 1993.

Le contrat prévoit une QJM de 10 525 GJ (10 000 10⁶ BTU), et les livraisons devraient débiter le 30 septembre 1993 à moins que les parties n'en décident autrement. Si toutes les autorisations des organismes de réglementation ne sont pas reçues au plus tard 1^{er} novembre 1993, l'une ou l'autre partie peut résilier le contrat. Si elles ne sont pas reçues au plus tard le 1^{er} juin 1995, le contrat prend fin. Les parties peuvent recourir à l'arbitrage exécutoire si le contrat crée un désaccord ou une controverse. CanWest a déclaré que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

TM Star est tenue d'acheter au moins 90 % de la QJM par année et de payer à CanWest des frais d'insuffisance de prise équivalant à 30 % du prix contractuel pour les volumes non enlevés. TM Star dispose d'une période de 60 jours pour combler toute insuffisance. CanWest doit prendre toutes les mesures raisonnables pour utiliser la capacité pipelinière du réseau de Westcoast, au moyen de ventes à des tiers ou par le courtage de la capacité, advenant que TM Star commande un volume inférieur à la QJM prévue au contrat.

À compter du 1^{er} avril 1993, le prix contractuel du gaz sera de 1,74 \$ US/GJ (1,83 \$ US/10⁶ BTU) à la frontière internationale. À compter du 1^{er} janvier de chaque année subséquente, le prix sera indexé au taux d'inflation annuel des É.-U., lequel devra se situer entre 4 % et 6 %.

CanWest a indiqué que le 1^{er} janvier 1993, le prix à la frontière de la Colombie-Britannique aurait été de 2,22 \$ CAN/GJ (2,34 \$ CAN/10⁶ BTU) aux termes du contrat.

3.6 État des autorisations réglementaires

Le 3 décembre 1992, CanWest a déposé une demande de certificat d'enlèvement d'énergie à long terme auprès de EMRPCB. Elle se prévaut d'un certificat de courte durée jusqu'à ce qu'elle reçoive le certificat à long terme demandé. Le 30 novembre 1992, CanWest a reçu de la part de BCPC un document attestant de l'appui des producteurs. Pour sa part, TM Star a reçu du DOE/FE, le 16 février 1993, un permis d'importation visant une période et un volume correspondant à la licence demandée.

La FERC a autorisé Northwest à accroître la capacité de son réseau pour les besoins du projet d'exportation. La capacité devrait être disponible en avril 1993. De même, la FERC a accordé à MPCC l'accréditation d'IA le 25 novembre 1991. La Washington Utilities and Transportation Commission a approuvé les ententes d'achat de puissance associées à MPCC.

3.7 Opinion de l'Office

L'Office constate que TM Star doit acheter au moins 90 % de la QJM tous les ans, sinon elle devra payer des frais d'insuffisance de prise. L'Office estime que les marchés pour l'électricité et l'énergie thermique de MPCC devraient être des débouchés stables et à long terme. L'Office constate aussi que les ventes de CanWest à TM Star ont débuté en janvier 1993 dans le cadre d'un contrat à court terme. L'Office est donc convaincu qu'on peut s'attendre dans une mesure raisonnable à ce que les volumes autorisés soient effectivement enlevés.

L'Office constate que les taux d'indexation des prix prévus au contrat de vente de gaz et au contrat d'achat de puissance sont semblables et que le contrat de vente de gaz peut être soumis à l'arbitrage exécutoire. En outre, l'Office a pris connaissance de la preuve déposée par CanWest selon laquelle il est improbable que des circonstances puissent amener CanWest et TM Star à résilier le contrat de

vente de gaz. L'Office est donc persuadé que le contrat de vente de gaz demeurera intéressant pour les parties pendant toute la durée proposée et que, par conséquent, il est susceptible de durer.

L'Office a examiné l'entente de vente de gaz et juge que celle-ci a été négociée entre entreprises indépendantes.

Le 30 novembre 1992, CanWest a obtenu de BCPC un document attestant de l'appui des producteurs.

L'Office juge que le prix contractuel sera probablement assez élevé pour permettre le recouvrement des frais liés à la demande canadienne pendant toute la durée du contrat. De même, CanWest est tenu, en vertu du contrat, de prendre des mesures raisonnables pour utiliser la capacité du réseau de Westcoast au cas où TM Star commanderait des volumes inférieurs à la QJM. Par conséquent, l'Office est convaincu que le contrat de vente de gaz prévoit le paiement de la composante-demande des frais de transport du gaz par les gazoducs canadiens pendant la durée du contrat.

L'estimation des réserves effectuée par l'Office excède d'environ 20 % les besoins globaux de CanWest. L'estimation de la capacité de production rajustée, établie par l'Office, montre que CanWest peut répondre aux besoins à long terme et aux besoins actuels à court terme à même les approvisionnements existants pendant la majeure partie de la durée proposée de la licence d'exportation. Au besoin, CanWest pourrait conclure d'autres contrats d'approvisionnement et puiser dans les réserves mises en valeur sur les terres assujetties à des contrats. L'Office constate que la durée des contrats de transport, de vente de gaz et d'achat de puissance et d'énergie thermique ainsi que la durée des autres permis et autorisations des organismes de réglementation correspond à la durée de la licence demandée. L'Office est donc persuadé que la durée de la licence demandée est appropriée.

3.8 Décision

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

Enron Gas Marketing, Inc.

4.1 Résumé de la demande

Le 12 novembre 1992, la Enron Gas Marketing, Inc. («Enron») a demandé à l'Office, conformément à la Partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz dont les modalités seraient les suivantes :

Période	-	date des premières livraisons au 31 octobre 2004
Point d'exportation	-	Chippawa (Ontario)
Quantité journalière maximale	-	805 10 ³ m ³ (28,4 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	-	294 10 ⁶ m ³ (10,4 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	-	2 940 10 ⁶ m ³ (104,0 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz qu'Enron propose d'exporter serait produit à même des réserves qui sont situées en Alberta et qui appartiennent à sept producteurs ou sont contrôlées par ces derniers. Unigas a conclu des ententes par lettre avec ces fournisseurs en vue de l'achat de gaz qui sera revendu à Enron. Le gaz serait transporté par les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'à la frontière internationale, près de Chippawa (Ontario). À ce point d'exportation, la Enron Power Services, Inc. («EPS») prendrait livraison du gaz auprès d'Enron et le revendrait à la Sithe/Independence Power Partners, L.P. («Sithe»). Empire et Niagara Mohawk expédieraient alors le gaz à la centrale de cogénération dont on projette la construction dans la ville de Scriba (État de New York).

4.2 Approvisionnement en gaz

4.2.1 Contrats d'approvisionnement

Unigas, en qualité de fournisseur d'Enron, a conclu des ententes par lettre avec sept producteurs : Archer Resources Ltd., Blue Range Resource Corp., Canada Northwest Energy Ltd., Canor Energy Ltd., Crestar Energy («Crestar»), Inverness Petroleum Ltd. et Pétro-Canada. En vertu des dispositions de ces ententes, chaque producteur (sauf Crestar) a mis de côté certaines terres et réserves pour Unigas. Crestar a fourni l'approvisionnement de la société; par conséquent, aucun réservoir particulier n'a été affecté par contrat à la vente proposée.

4.2.2 Réserves

Le tableau 4-1 montre que l'estimation des réserves de gaz d'Enron effectuée par l'Office est inférieure à celle d'Enron mais supérieure au volume visé par la demande. Les deux estimations ont été établies au 31 décembre 1991. Si on les redressait en fonction de la production estimative d'Unigas jusqu'au 1^{er} novembre 1994, soit la date à laquelle les expéditions de gaz devraient débiter, l'estimation de l'Office serait inférieure d'environ 7 % à celle d'Enron et inférieure de 5 % au volume demandé.

Tableau 4-1

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

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
	Enron ¹	ONÉ ¹	Volume demandé
	4 032 (142,3)	3 838 (135,5)	2 940 (104,0)

1. Au 31 décembre 1991, sauf la part d'Unigas et de Pétro-Canada qui est établie au 1^{er} octobre 1992. Les estimations des réserves établies restantes faites par Enron et l'Office seraient toutes deux inférieures d'au moins 1 050 10⁶ m³ (37,1 10⁹ pi³) aux chiffres indiqués si elles étaient redressées de la production entre le 1^{er} janvier 1992 et le 1^{er} novembre 1994.

4.2.3 Capacité de production

La figure 4-1 permet de comparer les prévisions de la capacité de production, dressées par l'Office et Enron, avec les volumes annuels demandés par Enron (plus le gaz servant de combustible) fondés sur un facteur de charge de 100 %. Les deux prévisions indiquent qu'Enron sera en mesure de répondre à ses besoins pendant les six ou sept premières années de la licence demandée. L'Office constate que les producteurs individuels liés à Enron par contrat sont tenus de consacrer des réserves additionnelles pour que l'approvisionnement permette de fournir la QJM. Si le producteur ne livre pas le volume prévu au contrat d'approvisionnement, il doit défrayer Unigas des coûts supplémentaires engagés pour l'acquisition de réserves additionnelles. Le producteur doit également assumer les frais liés à la demande de transport et le coût de la pénalité. Enron a également affirmé qu'Unigas peut conclure d'autres contrats d'achat de gaz et utiliser son propre approvisionnement pour fournir les volumes manquants, le cas échéant.

**Image not supplied
by author
or
Image not available**

4.3 Transport

Unigas a des contrats en vigueur avec NOVA pour l'acheminement des volumes proposés à l'exportation entre des points de réception situés en Alberta et Empress. Le 31 mars 1993, Enron et la Enron Gas Services Corp. ont signé une entente préalable avec TransCanada pour le transport de ce gaz d'Empress à Chippawa (Ontario). Aux É.-U., le gaz serait expédié par le réseau d'Empire en vertu d'une entente signée le 28 février 1992, et par le réseau de Niagara Mohawk, en vertu d'une entente datée du 11 mars 1992.

4.4 Marché

Le gaz proposé à l'exportation servira à alimenter une centrale à cycle combiné de 1 000 MW, dont Sithe sera la propriétaire et l'exploitante. Cette centrale de cogénération sera aménagée à l'usine de l'Alcan Rolled Products Company («Alcan») qui est située à Scriba (État de New York). Le mazout n° 2 sera le combustible d'appoint de l'usine.

Alcan achètera l'énergie thermique et une partie de l'électricité produites en vertu d'un contrat de vente d'énergie d'une durée de 22 ans daté du 18 novembre 1992. La Consolidated Edison of New York, Inc. et Niagara Mohawk achèteront la majeure partie de cette électricité en vertu d'une entente modifiée datée du 20 mai 1991 et d'une entente signée le 24 juillet 1992, respectivement. Les deux ententes d'achat d'électricité sont d'une durée de 20 ans et ont été approuvées par la NYPSC.

La centrale de cogénération a reçu l'accréditation d'IA de la part de la FERC. Le projet fait l'objet de modalités permanentes de financement depuis le 27 janvier 1993 et, au moment où l'audience a été tenue, la construction de l'usine était terminée dans une proportion de presque 30 %. Enron s'attend à ce que les exportations se fassent au facteur de charge se rapprochant de 100 %.

4.5 Contrat de vente de gaz

Unigas et Enron ont passé un contrat de vente de gaz le 15 décembre 1992 pour une période s'étendant de la date des premières livraisons au 31 octobre 2004. Ce contrat prévoit une QJM de $878 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($31 \times 10^6 \text{ pi}^3$) et peut être résilié par l'une ou l'autre partie si les autorisations des organismes de réglementation ne sont pas obtenues et si les contrats de transport ne sont pas signés au plus tard le 1^{er} novembre 1994. Les livraisons devraient commencer à peu près à cette date.

Enron a affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Enron doit acheter au moins 60 % de la quantité contractuelle annuelle («QCA»). Si elle ne commande pas cette quantité minimale, elle devra payer l'équivalent de 15 % des frais liés au produit pour les volumes manquants. Enron n'est pas autorisée à remplacer les volumes devant être fournis par Unigas par du gaz provenant d'autres sources.

Unigas doit payer les frais de transport par le réseau de NOVA à même les recettes du contrat de vente de gaz. Enron assume les frais liés à la demande pour le transport du gaz à Chippawa par le réseau de TransCanada.

Au plus tard le 25 novembre de chaque année du contrat, le prix contractuel est établi en fonction d'un prix de base («PB») calculé en utilisant le prix moyen de NYMEX pour une période de douze mois dont on soustrait 0,39 \$ US/GJ (0,41 \$ US/ 10^6 BTU) et auquel on applique le coefficient de rajustement d'Empress («CRE»). Ce coefficient équivaut à 0,095 \$ US/GJ (0,10 \$ U.S./ 10^6 BTU) et est indexé de 5 % tous les ans. Un indice de référence d'Empress est alors comparé à une fourchette comprenant le PB plus le CRE et le PB moins le CRE, afin de déterminer le prix contractuel. Si l'indice de référence se situe dans la fourchette ou est inférieur à celle-ci, le prix contractuel est le PB. Autrement, il pourrait être le PB moins le CRE ou le PB plus le CRE. Le contrat ne prévoit pas la renégociation ni l'arbitrage des modalités établies.

Enron a indiqué que le 1^{er} janvier 1993, le prix à la frontière albertaine aurait été de 1,69 \$ CAN/GJ (1,78 \$ CAN/ 10^6 BTU) aux termes du contrat.

4.6 État des autorisations réglementaires

La NYPSC devrait délivrer à Niagara Mohawk, au cours de la deuxième moitié de 1993, un permis pour la construction d'un gazoduc qui relierait le pipeline d'Empire à la centrale de cogénération. Le 31 mars 1993, Unigas a demandé un permis d'enlèvement à l'OCRÉA. Pour sa part, Enron a reçu un permis d'importation du DOE/FE.

4.7 Opinion de l'Office

L'Office constate qu'Enron doit commander au moins 60 % de la QJM pour ne pas avoir à payer de frais d'insuffisance de prise. Il est également interdit à Enron d'acheter du gaz pour remplacer le gaz non fourni par Unigas. L'Office estime que le marché où le gaz sera écoulé sera probablement un

débouché à long terme et stable. Il est donc convaincu qu'on peut s'attendre dans une mesure raisonnable à ce que les volumes autorisés soient effectivement enlevés.

L'Office a pris note de la méthode axée sur le marché qui a été utilisée pour calculer le prix contractuel sur une base annuelle. En outre, l'Office a pris connaissance de la preuve d'Enron selon laquelle il est improbable que des circonstances puissent amener Enron et Unigas à résilier le contrat de vente de gaz. L'Office est donc convaincu que le contrat demeurera intéressant pour les parties pendant la période proposée et que, par conséquent, il est susceptible de durer.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et il juge que celui-ci a été négocié entre entreprises indépendantes.

Les contrats conclus entre Unigas et ses fournisseurs, dont les réserves de gaz sont affectées à Unigas en vue de la revente à Enron, démontrent l'appui des producteurs.

L'Office constate qu'Enron doit payer les frais de transport par le réseau de TransCanada et que les recettes tirées de ce contrat seront suffisamment élevées pour permettre le recouvrement de la composante-demande des frais de transport par le réseau de NOVA. Par conséquent, l'Office est convaincu que le contrat de gaz prévoit le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens pendant la durée du contrat.

L'estimation des réserves effectuée par l'Office est inférieure de 5 % au volume visé par la demande, et l'estimation de la capacité de production dressée par l'Office montre qu'Enron peut répondre à ses besoins à même l'approvisionnement existant jusqu'en 2001. L'Office est convaincu qu'Unigas pourra parer aux insuffisances étant donné que ses producteurs sont tenus de consacrer des terres additionnelles pour atteindre leur QJM. En outre, les producteurs ont prévu une clause d'indemnisation à l'avantage d'Unigas en cas d'insuffisance. L'Office constate qu'Unigas peut fournir une partie des volumes manquants en passant des contrats d'achat avec d'autres producteurs ou en ayant recours temporairement à l'ensemble des fournisseurs de la société.

Par ailleurs, l'Office constate qu'Enron a demandé un certificat d'enlèvement d'énergie auprès de la FERC et que les autres demandes d'autorisation ou de permis sont à l'étude. L'Office constate aussi que des dispositions ont été prises pour le transport du gaz par tous les pipelines voulus. La durée des autorisations et permis demandés, des ententes de transport et du contrat de vente de gaz correspond à la durée proposée de la licence. L'Office est donc convaincu que la durée de la licence demandée est appropriée.

4.8 Décision

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

New York State Electric & Gas Corporation

5.1 Résumé de la demande

Le 12 novembre 1992, la New York State Electric & Gas Corporation («NYSEG») a demandé à l'Office, conformément à la Partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz dont les modalités seraient les suivantes :

Période	- dix ans à partir du premier jour du premier mois suivant le début des livraisons
Point d'exportation	- Chippawa (Ontario)
Quantité journalière maximale	- $283,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($10,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $103,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($3,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Quantité globale maximale	- $1 \cdot 035 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($37,0 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz que NYSEG propose d'exporter serait produit à même les réservoirs appartenant à la Crestar Energy («Crestar»). Le gaz serait transporté par les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'à la frontière internationale, près de Chippawa (Ontario), soit le point de raccordement avec le réseau de la Empire State Pipeline Company, Inc. («Empire»). Cette dernière livrerait le gaz au point de raccordement avec les installations de NYSEG. En retour, celle-ci expédierait le gaz vers les marchés de Lockport, Auburn et Geneva (État de New York) par deux nouveaux pipelines.

5.2 Approvisionnement en gaz

5.2.1 Contrats d'approvisionnement

NYSEG a signé avec Crestar une entente d'une durée de dix ans visant l'achat d'environ $283,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($10 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$). Crestar garantit l'approvisionnement en gaz et la livraison de celui-ci, et elle indemniserait NYSEG si celle-ci doit acheter des volumes d'appoint pour compenser le gaz non livré.

Crestar obtiendra le gaz pour le projet d'exportation d'un ensemble de fournisseurs albertains qui représente environ 50 % de l'approvisionnement de la société. En conséquence, aucun réservoir particulier n'a été affecté par contrat à la vente proposée.

5.2.2 Réserves

Crestar a déposé les estimations des réserves, effectuées par l'OCRÉA, pour les réservoirs de gaz albertains dans lesquels elle entend puiser les volumes requis. Le tableau 5-1 montre que l'estimation des réserves de Crestar effectuée par l'Office est inférieure d'environ 4 % à l'estimation fournie par Crestar. Cependant, l'estimation de l'Office est sensiblement supérieure au volume visé par la demande et équivaut à plus du double des besoins globaux de Crestar qui sont établis à $6\,378\,10^6\text{ m}^3$ ($225\,10^9\text{ pi}^3$).

Tableau 5-1

Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de NYSEG avec le volume global demandé

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
	NYSEG ¹	ONÉ ²	Volume demandé ³
	14 651 (517,2)	14 018 (494,8)	1 035 (37,0)

1. Au 30 juin 1992.
2. Au 31 décembre 1991.
3. Cela représente environ 16 % des besoins globaux de Crestar, lesquels s'établissent à $6\,378\,10^6\text{ m}^3$ ($225\,10^9\text{ pi}^3$).

5.2.3 Capacité de production

La figure 5-1 permet de comparer les prévisions de la capacité de production, dressées par l'Office et Crestar, avec les besoins de cette dernière pour chaque année contractuelle. En 1994, à un facteur de charge de 100 %, Crestar aura besoin de l'équivalent de 18 % de ses besoins globaux qui sont constitués de plusieurs ventes à court et à long terme. L'Office a rajusté les volumes demandés par Crestar de façon à exclure l'engagement pris par Crestar envers CanStates étant donné que cette dernière a suspendu sa demande de licence d'exportation. Les deux projections indiquent que la capacité de production sera suffisante pendant toute la durée du projet d'exportation.

**Image not supplied
by author
or
Image not available**

5.3 Transport

Crestar dispose actuellement d'une capacité garantie suffisante sur le réseau de NOVA pour les volumes de gaz qu'elle entend exporter, pour les deux premières années contractuelles débutant le 1^{er} novembre 1993, et elle renouvellera le contrat en vigueur ou réservera par contrat la capacité supplémentaire nécessaire, le cas échéant. Le 16 mars 1993, NYSEG a signé une entente préalable avec TransCanada en vue du transport du gaz à Chippawa (Ontario) sur une période de quatorze ans.

Le 3 mars 1993, NYSEG a également conclu une entente préalable d'une durée de 15 ans avec Empire.

5.4 Marché

Le gaz sera vendu à NYSEG, une société de distribution locale qui dessert plus de 220 000 clients dans l'État de New York. La société fournit à la fois un service de vente et de transport et, au total, elle livre plus de $1\,415\,10^6\text{ m}^3$ ($50\,10^9\text{ pi}^3$) de gaz tous les ans à ses territoires de concession actuels. Le gaz proposé à l'exportation serait utilisé pour répondre à la demande de pointe journalière et annuelle actuelle et prévue à Lockport, Auburn et Geneva (État de New York). NYSEG prévoyait que les exportations se feraient à un facteur de charge de plus de 90 %.

NYSEG prévoit une hausse de la demande découlant de la pénétration de nouveaux marchés et de l'ouverture de marchés le long des nouveaux tracés de pipelines. NYSEG a prévu que la demande totale augmenterait en moyenne de 0,84 % par année au cours de la période de 1993 à 2000.

5.5 Contrat de vente de gaz

Le 22 février 1993, Crestar et NYSEG ont passé un contrat de vente de gaz qui a remplacé une entente par lettre exécutoire datée du 26 août 1992. Ce contrat d'une durée de dix ans entrera en vigueur le jour prévu des premières livraisons, soit le 1^{er} novembre 1993 ou quelques jours avant ou après. Le contrat est reconduit automatiquement tous les ans à moins que l'une ou l'autre partie ne l'annule moyennant un préavis de six mois. Le contrat prévoit une QJM de $283,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($10 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) et peut être résilié par l'une ou l'autre partie à moins que les autorisations des organismes de réglementation ne soient obtenues et que les contrats de transport ne soient conclus le 31 décembre 1994 ou avant. NYSEG a affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

NYSEG doit acheter au moins 60 % de la QJM, plus les volumes non enlevés au cours de l'année contractuelle précédente. Si elle ne commande pas la quantité minimale ou n'en prend pas livraison au cours d'une année contractuelle, Crestar peut diminuer la QJM de la proportion correspondante.

Le prix contractuel comporte une composante-demande et une composante-produit. NYSEG paie la composante-demande applicable aux volumes acheminés par le réseau de NOVA jusqu'à Empress. De même, NYSEG paie la composante-demande visant les volumes transportés par le réseau de TransCanada.

La composante-produit sera calculée tous les mois et sera égale au prix de base («PB») redressé des ratios choisis pour le gaz albertain et américain livré au réseau de la Tennessee Pipeline Company. Ces ratios sont tirés des indices de prix contenus dans le Canadian Gas Price Reporter et le Inside FERC Gas Market Report.

Si NYSEG commande la quantité minimale (soit 60 % de la QJM), elle paiera le PB. Si les quantités enlevées se situent entre 60 et 80 % de la QJM, elle paiera 90 % du PB tandis que si les livraisons excèdent 80 % de la QJM, elle paiera 87 % du PB pour les volumes excédant le minimum établi.

Le contrat prévoit le recours à l'arbitrage exécutoire si NYSEG et Crestar ne parviennent pas à s'entendre sur le prix contractuel. Le cas échéant, l'arbitrage se ferait selon les règles du Centre d'arbitrage commercial international de la Colombie-Britannique.

NYSEG a indiqué que le 1^{er} janvier 1993, le prix à la frontière albertaine aurait été de 1,68 \$ CAN/GJ (1,77 \$ CAN/ 10^6 BTU) au taux d'enlèvement minimal prévu au contrat.

5.6 État des autorisations réglementaires

Le 8 janvier 1993, Crestar a demandé à l'OCRÉA un permis d'enlèvement à long terme. La demande est encore à l'étude. Par ailleurs, le DOE/FE a délivré un permis d'importation à NYSEG le 3 mars 1993.

5.7 Opinion de l'Office

L'Office constate que NYSEG doit commander au moins 60 % de la QJM sinon Crestar pourra diminuer celle-ci. L'Office estime que le marché pour le gaz en question sera probablement un débouché à long terme et stable. Il est donc convaincu qu'on peut s'attendre dans une mesure raisonnable à ce que les volumes autorisés soient effectivement enlevés.

L'Office a pris note de la méthode d'examen axée sur le marché, y compris l'arbitrage exécutoire, qui est utilisée pour calculer les prix liés au produit. En outre, l'Office a pris connaissance de la preuve de NYSEG selon laquelle il est improbable que des circonstances puissent amener NYSEG et Crestar à résilier le contrat de vente de gaz. L'Office est donc convaincu que le contrat demeurera intéressant pour les parties pendant la période proposée et que, par conséquent, il est susceptible de durer.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et juge que ce dernier a été négocié entre entreprises indépendantes.

L'Office estime que les producteurs appuient le projet d'exportation puisque Crestar a signé un contrat avec NYSEG.

L'Office constate que le prix contractuel comporte une composante-demande équivalant aux frais liés à la demande que Crestar doit payer pour les volumes acheminés par le réseau de NOVA. En outre, NYSEG doit payer la composante-demande applicable aux volumes transportés par TransCanada. Par conséquent, l'Office est convaincu que le contrat de gaz prévoit le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens pendant la durée du contrat de vente de gaz.

L'estimation des réserves effectuée par l'Office excède de plus de 100 % les besoins globaux de NYSEG. L'estimation de la capacité de production effectuée par l'Office montre que NYSEG peut répondre à ses besoins à même l'approvisionnement actuel pendant toute la période visée par la licence. En outre, l'Office constate que Crestar a demandé un permis d'enlèvement à l'OCRÉA, que NYSEG a reçu le permis d'importation demandé et que toutes les autres autorisations des organismes de réglementation sont en place. L'Office constate aussi que des dispositions ont été prises pour le transport du gaz par tous les pipelines voulus. La durée des autorisations et permis demandés, des ententes de transport et du contrat de vente de gaz correspond à la durée proposée de la licence. L'Office est donc convaincu que la durée de la licence demandée est appropriée.

5.8 Décision

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

Unigas Corporation pour exportation à la Northwest Natural Gas Company

6.1 Résumé de la demande

Le 19 octobre 1992, la Unigas Corporation («Unigas») a demandé à l'Office, conformément à la Partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz dont les modalités seraient les suivantes :

Période	- six ans à partir de la date des premières livraisons ou du 1 ^{er} novembre 1993, selon la plus éloignée des deux dates
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 396,6 10 ³ m ³ (14,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 144,8 10 ⁶ m ³ (5,1 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	- 868,6 10 ⁶ m ³ (30,7 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz qu'Unigas propose d'exporter serait produit à même les réserves albertaines qui appartiennent aux sociétés Amerada Hess Canada Ltd. («Amerada»), APL Oil & Gas Ltd. («APL»), Paloma Petroleum Ltd. («Paloma») et Universal Explorations Ltd. («Universal»), ou qui sont contrôlées par celles-ci. Le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA et de l'Alberta Natural Gas Company Ltd. («ANG») jusqu'à la frontière internationale près de Kingsgate (Colombie-Britannique). PGT et Northwest expédieraient le gaz à Northwest Natural, une société de distribution locale qui dessert des marchés dans les États de Washington et d'Orégon.

6.2 Approvisionnement en gaz

6.2.1 Contrats d'approvisionnement

Unigas a passé des contrats d'achat de gaz avec quatre producteurs : Amerada, APL, Paloma et Universal. En vertu de ces contrats, chaque producteur a réservé pour Unigas des terres et des réserves particulières. Le contrat conclu avec APL, qui est entré en vigueur en 1988, s'échelonne sur une période de 15 ans tandis que les autres contrats sont d'une durée de dix ans et entreront en vigueur le 1^{er} novembre 1993.

Amerada, Paloma et Universal se sont engagées à fournir à Unigas des volumes de gaz jusqu'à concurrence de leur QJM respective, et si elles faisaient défaut sur une période de deux semaines, elles pourraient soit rétablir leur capacité de livraison au cours d'une période de six mois soit accepter une QJM réduite. Unigas peut recourir à la capacité de livraison d'APL pour compléter les volumes

**Image not supplied
by author
or
Image not available**

quotidiens fournis par les trois autres producteurs afin de répondre aux besoins quotidiens prévus au contrat, jusqu'à concurrence de la QJM qui se situe à $396,6 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($14,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$). Par conséquent, les volumes d'APL servent de réserves d'appoint pour les autres producteurs.

6.2.2 Réserves

Le tableau 6-1 montre que l'estimation des réserves de gaz d'Unigas effectuée par l'Office est plus élevée que celle d'Unigas. Cependant, l'estimation de l'Office est établie au 31 décembre 1991 tandis que celle d'Unigas est en date du 1^{er} novembre 1993. Si l'estimation de l'Office avait été faite à cette dernière date, elle serait inférieure d'environ 22 % à celle du demandeur, mais supérieure de 16 % au volume visé par la demande.

Tableau 6-1

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

	10^6 m^3 (10^9 pi^3)		
	Unigas ¹	ONÉ ²	Volume demandé
	1 302 (46,0)	1 736 (61,3)	868,6 (30,7)

1. Au 1^{er} novembre 1993.
2. Au 31 décembre 1991. L'estimation des réserves établies restantes serait inférieure d'environ $725 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($25,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) à celle qui est indiquée si l'Office tenait compte de la production entre le 1^{er} janvier et le 31 octobre 1993.

La production a été estimée au 31 octobre 1993 pour tous les réservoirs actuellement en production, exception faite des réservoirs appartenant à Paloma qui sont assujettis actuellement à un contrat avec la Western Gas Marketing Ltd. («WGML»). Ces gisements ont été dissociés du contrat par WGML et, à compter du 1^{er} novembre 1996, ils seront à la disposition d'Unigas. La production de ces réservoirs a été estimée jusqu'au 1^{er} novembre 1996.

6.2.3 Capacité de production

Le tableau 6-1 permet de comparer les estimations de la capacité de production, dressées par l'Office et Unigas, avec les besoins annuels visés par la demande, à un facteur de charge de 100 %.

Les prévisions de l'Office et d'Unigas tiennent toutes deux pour acquis que la capacité de production excédentaire d'APL servira à répondre aux besoins indiqués dans la demande de licence. Selon la prévision de l'Office, Unigas sera en mesure de répondre à ses besoins à un facteur de charge de 100 % pendant quatre des six années de la durée de la licence. Cependant, Unigas prévoit fonctionner à un facteur de charge de 85 %.

Si APL est incapable d'approvisionner les insuffisances des autres producteurs, Unigas a indiqué qu'elle obtiendrait les volumes manquants de l'ensemble des fournisseurs à titre provisoire. Unigas a déclaré qu'au besoin, elle pourrait aussi parer en partie à une insuffisance au niveau des réserves ou de la capacité de livraison en demandant aux producteurs de consacrer des réserves supplémentaires ou en passant d'autres contrats d'achat de gaz.

6.3 Transport

Le 1^{er} septembre 1991, Unigas a signé un contrat de service garanti avec NOVA en vue de la livraison des volumes proposés à l'exportation jusqu'à la frontière Alberta/Colombie-Britannique à Coleman. Northwest Natural a conclu une entente avec ANG, le 12 juin 1991, en vue du transport du gaz à destination de Kingsgate (Colombie-Britannique). Northwest Natural cédera probablement à Unigas sa capacité sur le réseau d'ANG pour une période et des volumes correspondant au contrat de vente de gaz.

Le 12 juin 1991, Northwest Natural a signé avec PGT un contrat de transport en SG d'une durée de 30 ans dans le cadre duquel le gaz serait livré à un point de raccordement avec les installations de Northwest. En retour, en vertu d'un contrat d'une durée de 15 ans daté du 29 juin 1990, Northwest transporterait le gaz jusqu'au point de livraison de Northwest Natural.

6.4 Marché

Le gaz sera vendu à Northwest Natural, une société de distribution locale qui dessert plus de 320 000 clients dans les États d'Orégon et de Washington. La société offre un service de vente et de transport et, au total, elle livre plus de $2\,830\,10^6\text{ m}^3$ ($100\,10^9\text{ pi}^3$) par année.

De 1985 à 1990, le nombre de clients et les livraisons totales ont augmenté en moyenne de 3,7 % et de 5,2 % par année, respectivement. Northwest Natural prévoit que les ventes augmenteront de 2 % par année au cours de la présente décennie et ce, en raison de la faible consommation de gaz par tête enregistrée actuellement dans son territoire de service et du prix concurrentiel du gaz naturel. La croissance prévue des ventes proviendra principalement des secteurs résidentiel et commercial.

Actuellement, Northwest Natural achète actuellement au Canada environ les deux-tiers des volumes de gaz dont elle a besoin. Elle possède ou loue de la capacité de stockage à cinq endroits différents. Elle mise sur cette capacité pour répondre à plus de la moitié de sa demande garantie journalière de pointe et à environ 20 % de ses besoins annuels. Unigas prévoyait que les exportations seraient acheminées à des facteurs de charges de 50 % en été et de 85 % en hiver.

6.5 Contrat de vente de gaz

Le 1^{er} juin 1991, Northwest Natural et Unigas ont passé un contrat de vente de gaz qui sera d'abord en vigueur pour une période prenant fin le 1^{er} octobre 2003. Le contrat sera reconduit automatiquement tous les ans à moins que l'une ou l'autre partie ne l'annule en donnant un préavis écrit de cinq mois, et il prévoit une QCM de $396,6\,10^3\text{ m}^3$ ($14,0\,10^6\text{ pi}^3$). Il peut être résilié par l'une ou l'autre partie à moins que toutes les autorisations des organismes de réglementation ne soient reçues et les contrats de transport ne soient conclus le 1^{er} novembre 1994 ou avant. Le 28 novembre 1991, Unigas a reçu de la APMC un document attestant de l'appui des producteurs. En outre, Unigas a affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Northwest Natural doit acheter au moins 85 % de la QCM en hiver et 50 % en été. Sinon, elle devra verser des frais d'insuffisance de prise équivalant à 15 % de la composante-demande pertinente sur le volume non acheté.

Le prix de vente comporte une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande sera calculée tous les mois et équivaldra aux frais liés à la demande qu'Unigas doit payer

pour le transport des volumes exportés jusqu'au point de livraison, y compris les frais assumés pour les volumes acheminés par les réseaux de NOVA et d'ANG, si l'entente de transport conclue par Natural Gas et ANG est cédée à Unigas. La composante-produit sera négociée tous les ans en fonction des conditions du marché. Les parties sont censées se rencontrer au moins 60 jours avant le début de l'année contractuelle pour établir la composante-produit. En ce qui a trait au prix du produit, on tiendra compte du prix du gaz vendu dans des conditions semblables dans le nord-ouest en bordure du Pacifique et provenant des É.-U., de la Colombie-Britannique et de l'Alberta.

Le contrat prévoit le recours à l'arbitrage exécutoire si Unigas et Northwest Natural ne parviennent pas à s'entendre sur le prix de vente. Les critères appliqués seraient, entre autres, les débouchés pour le gaz d'Unigas, la possibilité pour Northwest Natural d'acheter du gaz auprès d'autres sources et le prix des offres finales.

Unigas a indiqué qu'il était impossible d'estimer le prix à la frontière albertaine au 1^{er} janvier 1993, mais que les négociations devraient aboutir à l'établissement d'un prix de vente raisonnable et équitable.

6.6 État des autorisations réglementaires

Le 16 novembre 1992, Unigas a présenté une demande de permis d'enlèvement à l'OCRÉA, lequel n'a pas encore pris de décision à cet égard. Pour sa part, Northwest a reçu le permis d'importation délivré par le DOE/FE le 4 décembre 1992.

6.7 Opinion de l'Office

L'Office constate que Northwest Natural doit commander au moins 85 % et 50 % de la QCJ en hiver et en été, respectivement. Sinon, elle doit payer des frais d'insuffisance de prise. L'Office croit également que le marché pour le gaz en question sera probablement un débouché à long terme et stable. L'Office est donc convaincu qu'on peut s'attendre dans une mesure raisonnable à ce que les volumes autorisés soient effectivement enlevés.

L'Office a pris note de la méthode axée sur le marché, y compris l'arbitrage exécutoire, qui est utilisée pour calculer le prix de vente sur une base annuelle. En outre, l'Office a pris connaissance de la preuve d'Unigas selon laquelle il est improbable que des circonstances puissent amener Unigas et Northwest Natural à résilier le contrat de vente de gaz. L'Office est donc convaincu que le contrat demeurera intéressant pour les parties pendant la période proposée et que, par conséquent, il est susceptible de durer.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et juge que celui-ci a été négocié entre entreprises indépendantes.

L'Office constate que l'APMC a déposé un document attestant que les producteurs appuient le projet d'exportation à l'étude.

L'Office constate que le prix de vente comporte une composante-demande équivalente aux frais liés à la demande qu'Unigas doit payer pour les volumes acheminés par le réseau de NOVA. En outre, Northwest Natural doit payer les frais liés à la demande pour les volumes acheminés par le réseau d'ANG. Par conséquent, l'Office est convaincu que le contrat de gaz prévoit le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens pendant la durée du contrat de vente de gaz.

L'estimation des réserves effectuée par l'Office excède de 16 % le volume visé par la demande. L'estimation de la capacité de production effectuée par l'Office montre qu'Unigas peut répondre à ses besoins à même l'approvisionnement actuel jusqu'en 1997, en tenant pour acquis que la capacité de livraison d'APL sera disponible. En outre, Unigas pourrait disposer de réserves d'appoint en puisant temporairement dans l'approvisionnement de la société, en demandant aux producteurs d'affecter des réserves supplémentaires ou en assujettissant plus de réserves à des contrats. L'Office constate qu'Unigas a présenté une demande de permis d'enlèvement d'énergie à l'OCRÉA et que toutes les autres autorisations des organismes de réglementation sont en place. L'Office constate aussi que les dispositions ont été prises pour le transport du gaz par tous les pipelines voulus. La durée des autorisations et permis demandés, des ententes de transport et du contrat de vente de gaz correspond à la durée proposée de la licence. L'Office juge donc que la durée de la licence demandée est appropriée.

6.8 Décision

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

Chapitre 7

Dispositif

Les chapitre qui précèdent constituent nos décisions et nos motifs de décision concernant les demandes que l'Office a instruites au cours de l'audience GH-7-92 et qui font partie du présent volume.

R.L. Andrew, c.r.
Membre président

R.B. Horner, c.r.
Membre

C. Bélanger
Membre

Calgary (Alberta)
Juin 1993

Modalités des licences qui seront délivrées

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.

1. (a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur à la date d'approbation par le gouverneur en conseil et prendra fin le 31 octobre 1996.
- (b) La licence expirera le 1^{er} mai 1995 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz que CHMI peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
 - (a) 136 400 mètres cubes de gaz par jour;
 - (b) 49 800 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 174 600 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la modalité 2.
- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la CanWest Gas Supply Inc.

1. (a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur le premier jour du mois suivant la date de mise en service des installations de la phase I du projet d'expansion de Northwest ou la date à laquelle les autorisations décrites à la section 12.3 du contrat d'achat et de vente de gaz conclu entre CanWest et TM Star le 7 octobre 1992 ont été reçues, selon la plus éloignée des deux dates, et prendra fin 15 ans après sa date d'entrée en vigueur.

- (b) La licence expirera le 1^{er} avril 1995 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz que CanWest peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
- (a) 273 200 mètres cubes de gaz par jour;
 - (b) 100 000 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 1 495 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la modalité 2.
- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Enron Gas Marketing, Inc.

1. (a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur à la date des premières livraisons et prendra fin le 31 octobre 2004.
- (b) La licence expirera le 1^{er} novembre 1996 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz qu'Enron peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
- (a) 805 000 mètres cubes de gaz par jour;
 - (b) 294 000 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 2 940 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la modalité 2.

- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Chippawa (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la New York State Electric & Gas Corporation

1. (a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur à la date des premières livraisons et prendra fin dix ans après le premier jour du mois suivant la date d'entrée en vigueur.
- (b) La licence expirera le 1^{er} novembre 1995 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz que NYSEG peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
- (a) 283 300 mètres cubes de gaz par jour;
 - (b) 103 500 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 1 035 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la modalité 2.
- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Chippawa (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à la Unigas Corporation pour exportation à la Northwest Natural Gas Company

1. (a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur à la date des premières livraisons ou le 1^{er} novembre 1993, selon la plus éloignée des deux dates, et prendra fin six ans après la date d'entrée en vigueur.

- (b) La licence expirera le 1^{er} novembre 1995 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
- 2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz qu'Unigas peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
 - (a) 396 600 mètres cubes de gaz par jour;
 - (b) 144 800 000 mètres cubes au cours d'une période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 868 600 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
- 3.
 - (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la modalité 2.
 - (b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
- 4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate (Colombie-Britannique).