

Office national de l'énergie

Motifs de décision

ENCO Gas, Ltd.

**Grand Valley Gas Company, mandataire de
The Washington Water Power Company**

Poco Petroleums Ltd.

**San Diego Gas & Electric Company et
Bow Valley Industries Ltd.**

**San Diego Gas & Electric Company et
Canadian Hunter Marketing Ltd.**

**San Diego Gas & Electric Company et
Husky Oil Operations Ltd.**

**San Diego Gas & Electric Company et
Summit Resources Limited**

**Southern California Edison Company et
AEC Oil and Gas Company, une division de
l'Alberta Energy Company Ltd.**

**Southern California Edison Company et
Pétrolière Impériale Ressources Limitée**

**Southern California Edison Company et
Shell Canada Limitée**

**Southern California Edison Company et
Western Gas Marketing Limited**

Summit Resources Limited

GH-6-92

Janvier 1993

Exportations de gaz

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

ENCO Gas, Ltd.

**Grand Valley Gas Company, mandataire de
The Washington Water Power Company**

Poco Petroleums Ltd.

**San Diego Gas & Electric Company et
Bow Valley Industries Ltd.**

**San Diego Gas & Electric Company et
Canadian Hunter Marketing Ltd.**

**San Diego Gas & Electric Company et
Husky Oil Operations Ltd.**

**San Diego Gas & Electric Company et
Summit Resources Limited**

**Southern California Edison Company et
AEC Oil and Gas Company, une division de l'Alberta Energy
Company Ltd.**

**Southern California Edison Company et
Pétrolière Impériale Ressources Limitée**

**Southern California Edison Company et
Shell Canada Limitée**

**Southern California Edison Company et
Western Gas Marketing Limited**

Summit Resources Limited

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

GH-6-92

Janvier 1993

Exportations de gaz

©Ministère des Approvisionnements et services du
Canada 1993

Cat. No. NE22-1/1993-2F
ISBN 0-662-98071-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

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

Imprimé au Canada

©Minister of Supply and Services Canada 1993

Cat. No. NE22-1/1993-21E
ISBN 0-662-20308-9

This report is published separately in both
official languages.

Copies are available on request from:

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

Printed in Canada

Table des matières

Tableaux	v
Figures	vi
Abréviations	vii
Exposé et comparutions	xi
Demandes de licences d'exportation de gaz	1
1.1 Les demandes	1
1.2 Examen environnemental	4
1.2.1 Opinion de l'Office	5
1.3 Méthode de calcul axée sur le marché	5
1.3.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes	6
1.3.2 Évaluation des incidences de l'exportation	7
1.3.3 Autres facteurs d'intérêt public	7
1.4 Clauses de temporisation	10
1.5 Autres points soulevés à l'audience	10
1.5.1 Exportations en Californie	10
1.5.2 Réduction de la période des licences en raison de l'insuffisance des approvisionnement	10
1.6 Opinion de l'Office	11
ENCO Gas, Ltd.	13
2.1 Résumé de la demande	13
2.2 Approvisionnement en gaz	13
2.2.1 Contrats d'approvisionnement	13
2.2.2 Réserves	14
2.2.3 Capacité de production	14
2.3 Transport	15
2.4 Marchés et contrats de vente	17
2.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	18
2.6 Opinion de l'Office	18
2.7 Décision	19
Grand Valley Gas Company, mandataire de The Washington Water Power Company	20
3.1 Résumé de la demande	20
3.2 Approvisionnement en gaz	21
3.2.1 Réserves	21
3.2.2 Capacité de production	23
3.3 Transport	27
3.4 Marchés et contrats de vente	27
3.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	
3.6 Opinion de l'Office	29
3.7 Décision	30
Poco Petroleum Ltd.	31

4.1	Résumé de la demande	31
4.2	Approvisionnement en gaz	31
4.2.1	Réserves	31
4.2.2	Capacité de production	32
4.3	Transport	34
4.4	Marchés et contrats de vente	34
4.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	35
4.6	Opinion de l'Office	35
4.7	Décision	36
San Diego Gas & Electric et Bow Valley Industries Ltd.		37
5.1	Résumé de la demande	37
5.2	Approvisionnement en gaz	38
5.2.1	Réserves	38
5.2.2	Capacité de production	38
5.3	Transport	39
5.4	Marchés et contrats de vente	41
5.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	42
5.6	Opinion de l'Office	42
5.7	Décision	43
San Diego Gas & Electric et Canadian Hunter Marketing Ltd.		44
6.1	Résumé de la demande	44
6.2	Approvisionnement en gaz	45
6.2.1	Réserves	45
6.2.2	Capacité de production	45
6.3	Transport	47
6.4	Marchés et contrats de vente	47
6.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	47
6.6	Opinion de l'Office	48
6.7	Décision	48
San Diego Gas & Electric et Husky Oil Operations Ltd.		49
7.1	Résumé de la demande	49
7.2	Approvisionnement en gaz	49
7.2.1	Réserves	49
7.2.2	Capacité de production	50
7.3	Transport	50
7.4	Marchés et contrats de vente	52
7.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	52
7.6	Opinion de l'Office	52
7.7	Décision	52
San Diego Gas & Electric et Summit Resources Limited		54
8.1	Résumé de la demande	54
8.2	Approvisionnement en gaz	55
8.2.1	Réserves	55
8.2.2	Capacité de production	55

8.3	Transport	56
8.4	Marchés et contrats de vente	56
8.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	58
8.6	Opinion de l'Office	58
8.7	Décision	59

Southern California Edison Company et AEC Oil and Gas Company, une division de l'Alberta Energy Company Ltd. 60

9.1	Résumé de la demande	60
9.2	Approvisionnement en gaz	60
9.2.1	Contrats d'approvisionnement	60
9.2.2	Réserves	61
9.2.3	Capacité de production	61
9.3	Transport	62
9.4	Marchés et contrats de vente	62
9.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	63
9.6	Opinion de l'Office	64
9.7	Décision	64

Southern California Edison Company et Pétrolière Impériale Ressources Limitée 65

10.1	Résumé de la demande	65
10.2	Approvisionnement en gaz	65
10.2.1	Contrats d'approvisionnement	65
10.2.2	Réserves	66
10.2.3	Capacité de production	66
10.3	Transport	66
10.4	Marchés et contrats de vente	67
10.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	69
10.6	Opinion de l'Office	69
10.7	Décision	70

Southern California Edison Company et Shell Canada Limitée 71

11.1	Résumé de la demande	71
11.2	Approvisionnement en gaz	71
11.2.1	Contrats d'approvisionnement	72
11.2.2	Réserves	72
11.2.3	Capacité de production	73
11.3	Transport	75
11.4	Marchés et contrats de vente	75
11.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	76
11.6	Opinion de l'Office	76
11.7	Décision	76

Southern California Edison Company et Western Gas Marketing Limited 77

12.1	Résumé de la demande	77
12.2	Approvisionnement en gaz	77
12.2.1	Contrats d'approvisionnement	78

12.2.2	Réserves	78
12.2.3	Capacité de production	78
12.3	Transport	79
12.4	Marchés et contrats de vente	79
12.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	82
12.6	Opinion de l'Office	82
12.7	Décision	83
Summit Resources Limited		84
13.1	Résumé de la demande	84
13.2	Approvisionnement en gaz	84
12.2.1	Réserves	84
12.2.2	Capacité de production	85
13.3	Transport	87
13.4	Marchés et contrats de vente	87
13.5	État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats	88
13.6	Opinion de l'Office	88
13.7	Décision	88

Tableaux

1-1	Sommaire des licences demandées	2
2-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'ENCO et du volume total demandé	14
3-1	Quantités journalières et annuelles maximales demandées par WWP	21
3-2	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies des producteurs et du volume total demandé	22
3-3	Quantités journalières maximales et commandes minimales en vertu des contrats avec WWP	29
4-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de POCO et du volume total demandé	41
5-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de BVI et du volume total demandé	38
6-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de CHML et du volume total demandé	45
7-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Husky et du volume total demandé	50
8-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Summit et du volume total demandé	55
9-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies des producteurs et du volume total demandé	61
10-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de la Pétrolière Impériale et du volume total demandé	66
11-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Shell et du volume total demandé	72
12-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Western Gas et du volume total demandé	78
13-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Summit et du volume total demandé	85

Figures

2-1	Comparaison des estimations effectuées par ENCO et l'ONE sur la capacité de production annuelle	15
3-1	Comparaison des estimations effectuées par l'AEC et l'ONE sur la capacité de production annuelle	24
3-2	Comparaison des estimations effectuées par Amerada et l'ONE sur la capacité de production annuelle	25
3-3	Comparaison des estimations effectuées par PanCanadian et l'ONE sur la capacité de production annuelle	26
4-1	Comparaison des estimations effectuées par Poco et l'ONE sur la capacité de production annuelle	33
5-1	Comparaison des estimations effectuées par BVI et l'ONE sur la capacité de production annuelle	40
6-1	Comparaison des estimations effectuées par CHML et l'ONE sur la capacité de production annuelle	46
7-1	Comparaison des estimations effectuées par Husky et l'ONE sur la capacité de production annuelle	51
8-1	Comparaison des estimations effectuées par Summit et l'ONE sur la capacité de production annuelle	57
10-1	Comparaison des estimations effectuées par la Pétrolière Impériale et l'ONE sur la capacité de production annuelle	68
11-1	Comparaison des estimations effectuées par Shell et l'ONE sur la capacité de production annuelle	74
12-1	Comparaison des estimations effectuées par Western Gas et l'ONE sur la capacité de production avec les besoins prévus	80
12-2	Comparaison des estimations effectuées par Western Gas et l'ONE sur la capacité de production avec les besoins contractuels	81
13-1	Comparaison des estimations effectuées par Summit et l'ONE sur la capacité de production annuelle	86

(vii)

Abréviations

\$	à moins d'indication contraire, les fonds sont en devises canadiennes
10 ⁶ Btu	millions de Btu
10 ⁶ pi ³	millions de pieds cubes
10 ⁹ pi ³	milliards de pieds cubes
AAC	attestation d'admissibilité de la centrale de cogénération
AEC	AEC Oil and Gas Company, une division de l'Alberta Energy Company Ltd.
Amerada	Amerada Hess Canada Ltd.
ANG	Alberta Natural Gas Company Ltd.
BVI	Bow Valley Industries Ltd.
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
CHEL	Canadian Hunter Exploration Limited
CHMI	Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.
CHML	Canadian Hunter Marketing Ltd.
Cour	cour d'appel fédérale
CPUC	California Public Utilities Commission
CWNG	Canadian Western Natural Gas Ltd.
Czar	Czar Resources Ltd.
Décision visant l'Hydro-Québec	<i>Procureur général du Québec c. Office national de l'a3(Ei5rale)]Tj±¼/F2 1 05</i>

(viii)

Edison	Southern California Edison Company
ÉIE	Évaluation de l'incidence des exportations
El Paso	El Paso Natural Gas Company
EMRP	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (Colombie-Britannique)
ENCO	ENCO Gas, Ltd.
É.-U.	États-Unis
Foothills	Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.
FR	facteur de redressement
FSG	frais de stock de gaz
GHR-1-87	<i>L'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel de l'Office national de l'énergie, juillet 1987</i>
GJ	gigajoule(s)
Grand Valley	Grand Valley Gas Company
Husky	Husky Oil Operations Ltd.
Liste d'exclusions	<i>Liste d'exclusion automatique de l'Office national de l'énergie conformément au Décret PEEE</i>
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MCACM	Méthode de calcul axée sur les conditions du marché
multiplicateur PMPG	facteur négocié annuellement dans le cadre de certains contrats de vente de gaz avec la Southern California Edison Company
multiplicateur PMPGE	facteur négocié annuellement dans le cadre de certains contrats de vente de gaz avec la Southern California Edison Company
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
Northwest Natural	Northwest Natural Gas Company
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
OCRÉA	Office de conservation des ressources énergétiques de

	l'Alberta
Office	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
PAM	procédure axée sur le marché
Pan-Alberta	Pan-Alberta Gas Ltd.
PanCanadian	PanCanadian Petroleum Limited
Paramount	Paramount Resources Ltd.
PÉSP	production d'électricité à titre de service public
Pétrolière Impériale	Pétrolière Impériale Ressources Limitée
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PGT	Pacific Gas Transmission Company
PMPG	prix moyen pondéré du gaz
PMPGE	prix moyen pondéré du gaz de la Southern California Edison Company
Poco	Poco Petroleum Ltd.
Puget Sound Power	Puget Sound Power & Light Company
QB	quantité de base
QCJ	quantité contractuelle journalière
QJM	quantité journalière maximale
QJME	quantité journalière maximale en été
QJMH	quantité journalière maximale en hiver
QMA	quantité minimale annuelle
QMH	quantité minimale en hiver
QMM	quantité minimale mensuelle
QS	quantités supplémentaires

(x)

réserves de fin de contrat	réserves qui sont disponibles après l'expiration des contrats d'approvisionnement en vigueur
RR/P	rapport réserves restantes-production
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company
SG	service garanti
Shell	Shell Canada Limitée
SoCalGas	Southern California Gas Company
Socco	Socco, Inc.
Sumas Cogen	Sumas Cogeneration Company, L.P.
Summit	Summit Resources Limited
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Transwestern	Transwestern Pipeline Company
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
Western Gas	Western Gas Marketing Limited
WWP	The Washington Water Power Company

Objet de l'audience 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 déposées par les sociétés suivantes, conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* :

ENCO Gas, Ltd.; Grand Valley Gas Company, mandataire de The Washington Water Power Company; Poco Petroleums Ltd.; San Diego Gas & Electric Company et Bow Valley Industries Ltd.; San Diego Gas & Electric Company et Canadian Hunter Marketing Ltd.; San Diego Gas & Electric Company et Husky Oil Operations Ltd.; San Diego Gas & Electric Company et Summit Resources Limited; Southern California Edison Company et AEC Oil and Gas Company, a division of Alberta Energy Company Ltd.; Southern California Edison Company et Pétrolière Impériale Ressources Limitée; Southern California Edison Company et Shell Canada Limitée; Southern California Edison Company et Western Gas Marketing Limited; et Summit Resources Limited.

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience GH-6-92, et à ses modifications;

ENTENDU à Calgary (Alberta), les 2,3 et 4 novembre 1992.

DEVANT :

K.W. Vollman	Membre et président de l'audience
A.B. Gilmour	Membre
R. Illing	Membre

COMPARUTIONS :

K.F. Miller	ENCO Gas, Ltd.
K.F. Miller	Grand Valley Gas Company, mandataire de The Washington Water Power Company
P.J. McIntyre	Poco Petroleums Ltd.
N.M. Gretener	Summit Resources Limited
L.E. Smith J. Walsh	San Diego Gas & Electric Company et Bow Valley Industries Ltd.; et Canadian Hunter Marketing Ltd.; et Husky Oil Operations Ltd.; et Summit Resources Limited
S. Purcell	Husky Oil Operations Ltd.
L.G. Keough	Southern California Edison Company et AEC Oil and Gas Company, a division of Alberta Energy Company

(xii)

Ltd.; et Pétrolière Impériale Ressources Limitée; et Shell Canada Limitée; et Western Gas Marketing Limited

E.S. Decter	Shell Canada Limitée
N.D.D. Patterson	Western Gas Marketing Limited
S. Lutyck	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
D.G. Hart, c.r.	Alberta Natural Gas Company Ltd
S. Trueman R. Fraser	Compagnie des Pétroles Amoco du Canada Ltée
F.C. Basham	BP Resources Canada Limited
P.J. McIntyre	Centra Gas Ontario Inc.
G. Walsh D.K. Clark	Czar Resources Ltd.
D.W. Rowbotham	Enserch Development Corporation
B.J. Pierce	Foothills Pipe Lines Ltd.
W. Jackson	Ressources énergétiques Norcen Limitée
N. Mills	NOVA Corporation of Alberta
T. Dalgleish L. Clarke	Pacific Gas Transmission Company
D. Dawson G. Giesbrecht	Pan-Alberta Gas Ltd.
K.J. Hadley	PanCanadian Petroleum Limited
R.B. Hillary	Paramount Resources Ltd.
M.A.K. Muir K. MacDonald	ProGas Limited
W.M. Moreland	Alberta Petroleum Marketing Commission
J.A. Snider	Avocat de l'Office

Demandes de licences d'exportation de gaz déposées conformément à la partie VI de la Loi

1.1 Les demandes

Au cours de l'instance GH-6-92, l'Office national de l'énergie («l'Office») a étudié 12 demandes de licences d'exportation de gaz. Ces demandes ont été déposées par les sociétés suivantes :

1. ENCO Gas, Ltd. («ENCO»);
2. Grand Valley Gas Company («Grand Valley»), mandataire de The Washington Water Power Company («WWP»);
3. POCO Petroleum Ltd. («Poco»);
4. San Diego Gas & Electric Company («SDG&E») et Bow Valley Industries Ltd. («BVI»);
5. SDG&E et Canadian Hunter Marketing Ltd. («CHML»);
6. SDG&E et Husky Oil Operations Ltd. («Husky»);
7. SDG&E et Summit Resources Limited («Summit»);
8. Southern California Edison Company («Edison») et AEC Oil and Gas Company, une division de l'Alberta Energy Company Ltd. («AEC»);
9. Edison et Pétrolière Impériale Ressources Limitée («la Pétrolière Impériale»);
10. Edison et Shell Canada Limitée («Shell»);
11. Edison et Western Gas Marketing Limited («Western Gas»); et
12. Summit.

À l'exception de la demande d'ENCO, toutes les demandes visent l'exportation de gaz en Californie ou dans le Nord-Ouest en bordure du Pacifique. Ce gaz sera transporté par le prolongement de pipeline d'Alberta Natural Gas Company Ltd. («ANG»)/Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. («Foothills»)/Pacific Gas Transmission Company («PGT»). En tout, l'Office a étudié des demandes représentant $9,5 \cdot 10^6$ m³/j. ($335 \cdot 10^6$ pi³/j.) de la capacité nominale du prolongement de $25,6 \cdot 10^6$ m³/j. ($903 \cdot 10^6$ pi³/j.) Il s'agit des premières licences que l'Office étudie à des fins d'exportation de gaz sur

le prolongement.

Le tableau 1-1 résume les demandes de licences d'exportation étudiées au cours de l'instance GH-6-92.

Tableau 1-1

Sommaire des licences demandées

GH-6-92

Demande	Acheteur (type de marché)	Période	Point d'exportation	Quantités maximales demandées par		
				jour 10 ³ m ³ (10 ⁶ pi ³)	année 10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)	période 10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)
1. ENCO	ENCO (centrale de cogénération)	Du 1 ^{er} mai 1993 ou premières livraisons jusqu'au 31 oct. 2008	Huntingdon, Colombie-Britannique(21,2)	601,3*	219,5* (7,7)	3 258 (115,0)
2. Grand Valley pour WWP	WWP (approvisionnement du réseau)	Du 1 ^{er} nov. 1993 ou premières livraisons pendant 10 années	Kingsgate, Colombie-Britannique(55,4)	1 563*	434* (15,4)	3 357 (119,0)
3. Poco	Northwest Natural (approvisionnement du réseau)	Du 1 ^{er} nov. 1993 jusqu'au 30 sept. 2003	Kingsgate, Colombie-Britannique(15,7)	445,1	138,8 (4,9)	869,5 (30,7)
4. Summit	Northwest Natural (approvisionnement du réseau)	Du 1 ^{er} nov. 1993 jusqu'au 31 oct. 2000	Kingsgate, Colombie-Britannique(7,7)	219,2 ⁺	52,8 (1,9)	300,0 (10,7)
Sous-total des exportations à Northwest Natural :				664,3 (23,4)	191,6 (6,8)	1 169,5 (41,3)
5. SDG&E et BVI	SDG&E (approvisionnement du réseau)	11 années après les premières livraisons	Kingsgate, Colombie-Britannique(4,9)	139,5	50,9 (1,8)	560,0 (19,7)
6. SDG&E et CHML	SDG&E (approvisionnement du réseau)	10 années après les premières livraisons	Kingsgate, Colombie-Britannique(19,7)	557,6	203,5 (7,2)	2 035,0 (72,0)
7. SDG&E et Husky	SDG&E (approvisionnement du réseau)	10 années après les premières livraisons	Kingsgate, Colombie-Britannique(21,7)	609,9	222,6 (7,9)	2 226,0 (79,0)
8. SDG&E et Summit	SDG&E (approvisionnement du réseau)	8 années après les premières livraisons	Kingsgate, Colombie-Britannique(6,9)	195,1	71,2 (2,5)	570,0 (20,0)
Sous-total des exportations à SDG&E :				1 502,1 (52,2)	548,2 (19,4)	5 391 (190,7)

9. Edison et AEC	Edison (production d'électricité)	Du 1 ^{er} nov. 1993 jusqu'au 31 oct. 2008	Kingsgate, Colombie-Britannique(51,0)	1 445,0	529,0 (18,7)	7 913,0 (279,4)
10. Edison et Pétrolière Impériale	Edison (production d'électricité)	Du 1 ^{er} nov. 1993 jusqu'au 31 oct. 2008	Kingsgate, Colombie-Britannique(51,0)	1 445,0	529,0 (18,7)	7 913,0 (279,4)
11. Edison et Shell	Edison (production d'électricité)	Du 1 ^{er} nov. 1993 jusqu'au 31 oct. 2008	Kingsgate, Colombie-Britannique(51,0)	1 445,0	529,0 (18,7)	7 913,0 (279,4)
12. Edison et WGML	Edison (production d'électricité)	Du 1 ^{er} nov. 1993 jusqu'au 31 oct. 2008	Kingsgate, Colombie-Britannique(51,0)	1 445,0	529,0 (18,7)	7 913,0 (279,4)
Sous-total des exportations à Edison :				5 780,0	2 116,0	31 652,0
				(204,0)	(74,8)	(1 117,6)
Volume total demandé :				10 110,7	3 509,3	44 827,5
				(356,25)	(124,06)	(1 583,64)

* Les volumes journaliers et annuels demandés varient pendant la durée de la licence. Ces chiffres représentent le maximum demandé pendant la période.

+ Le volume journalier demandé varie de l'hiver à l'été. Ce chiffre est le plus élevé des deux saisons, soit l'hiver.

1.2 Examen environnemental

L'honorable Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, a écrit à l'Office le 8 février 1990 pour lui demander comment l'Office avait respecté ou entendait respecter le *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* («Décret sur le PEEE») lorsqu'il décidait de délivrer des licences d'exportation de gaz naturel. Le président de l'Office lui a répondu que l'Office allait instaurer un processus d'examen dans le but d'évaluer les incidences environnementales de chaque proposition d'exportation qui serait soumise, conformément aux exigences du Décret sur le PEEE.

Le 9 juillet 1991, la Cour d'appel fédérale («la Cour») a rendu sa décision relativement à l'affaire du *Procureur général du Québec c. Office national de l'énergie* (1991), 3 C.F.443 («décision visant l'Hydro-Québec»). Selon la Cour, l'Office n'avait pas le droit d'imposer des conditions concernant les centrales électriques visées par les licences d'exportation d'électricité. Cette décision était fondée sur la définition «d'exportation» énoncée dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi») qui se lit comme suit : «Dans le cas de l'électricité, 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 déduit que la notion d'«exportation» ne comprend pas la production de la marchandise à exporter. Selon la Cour, la production et l'exportation sont deux activités distinctes.

La Cour a donc décidé que lorsque l'Office étudie une demande de licence d'exportation d'électricité, il ne doit considérer que la question suivante : «... ce sont les conséquences environnementales de l'exportation dont il peut uniquement s'agir, soit les conséquences sur l'environnement du "fait de transporter de l'électricité produite au Canada à l'extérieur du pays"». ¹

Puisque la compétence de l'Office en matière d'autorisation d'exportation de gaz naturel est semblable à sa compétence en matière d'autorisation d'exportation d'électricité, l'Office est d'avis que la décision visant l'Hydro-Québec s'applique autant à la réglementation concernant l'exportation de gaz qu'à celle concernant l'exportation d'électricité.

L'examen environnemental permet à l'Office de trancher un des points visés à l'article 12 du Décret sur le PEEE. À cette fin, l'Office a effectué un examen dans le cadre duquel il a considéré chacune des demandes, conformément à l'ordonnance d'audience GH-6-92.

Suite à la demande d'information de l'Office formulée conformément au Décret sur le PEEE, chaque demandeur a déposé des mémoires auprès de l'Office concernant les incidences environnementales et leurs incidences sociales directes découlant de l'acheminement ou de la commande de gaz du Canada.

ENCO et WWP ont affirmé que leurs demandes relevaient du paragraphe 12(c) du Décret sur le PEEE. Plus précisément, ces sociétés ont déclaré que les incidences environnementales et leurs incidences sociales directes découlant des demandes d'exportation de gaz visées étaient minimales ou atténuables par des mesures techniques connues.

Les autres demandeurs étaient d'avis que leurs demandes d'exportation de gaz devraient faire partie de la *Liste d'exclusion automatique du Décret sur le PEEE* de l'Office («Liste d'exclusion») puisque les incidences environnementales de leurs projets avaient déjà été étudiées de manière adéquate au cours

1. Décision visant l'Hydro-Québec, page 451. Le 11 juin 1992, la Cour suprême du Canada a donné au Grand conseil des Cris (du Québec) le droit d'appeler de la décision visant l'Hydro-Québec.

d'audiences provinciales et fédérales sur les installations. Ces demandeurs ont également soutenu qu'une autre solution consistait à obtenir un verdict en vertu du paragraphe 12(c) du Décret PEEE, au lieu de placer les demandes de licences d'exportation sur la Liste d'exclusion de l'Office, conformément au paragraphe 12(a) du Décret sur le PEEE.

Toutes les parties intéressées ont reçu des copies des soumissions écrites des demandeurs. Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique («EMRP») a affirmé être préoccupé par les incidences découlant de l'installation de Sumas Cogeneration Company, L.P. («Sumas Cogen») sur la qualité de l'air des basses-terres de la Colombie-Britannique. ENCO a fourni des renseignements qui ont permis de régler ce problème. Aucune autre préoccupation publique n'a été formulée dans le cadre de l'examen environnemental relatif aux demandes de licences d'exportation de l'instance GH-6-92.

1.2.1 Opinion de l'Office

Après avoir effectué un examen environnemental des demandes faisant l'objet de cette audience, conformément aux exigences du Décret sur le PEEE, l'Office a conclu qu'elles relèvent de la note 3 de la Liste d'exclusion de l'Office.¹ L'Office n'a pas connaissance de préoccupations publiques qui n'ont pas été réglées. Par conséquent, l'étude des demandes n'a pas besoin d'être poussée plus loin.

La suggestion voulant qu'un verdict en vertu du paragraphe 12(c) du Décret sur le PEEE puisse remplacer un verdict en vertu du paragraphe 12(a) du Décret sur le PEEE n'a pas besoin d'être considérée puisque l'Office est d'avis que les demandes peuvent être exclues conformément à l'article 12(a) du Décret sur le PEEE.

1.3 Procédure axée sur les conditions du marché

Lorsqu'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 estime pertinents et surtout à assurer que la quantité de gaz que le demandeur propose d'exporter ne dépasse pas l'excédent des réserves par rapport aux besoins normalement prévisibles des Canadiens, compte tenu des tendances relatives aux découvertes de gaz au Canada.

En juillet 1987, conformément à *L'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel* («GHR-1-87»), l'Office a établi une nouvelle méthode, appelée méthode de calcul axée sur les conditions du marché («MCACM»), selon laquelle le marché évoluerait généralement de façon à ce que les besoins canadiens en gaz naturel soient satisfaits à des prix équitables.

Selon la MCACM, l'Office doit prendre deux moyens pour s'assurer que le gaz naturel faisant l'objet de licences d'exportation constitue un excédent par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada : le premier se situe dans le cadre des audiences publiques relatives aux demandes visant l'autorisation d'exporter du gaz naturel; le deuxième est la surveillance permanente des marchés énergétiques.

1. La note 3 comprend l'exclusion automatique «...des demandes autorisées d'exportation, d'importation, d'exportation à des fins d'importation et d'importation à des fins d'exportation de gaz naturel: (ii) en vertu d'une licence lorsque l'aménagement de nouvelles installations de production, de traitement, de stockage ou de transmission n'est pas requis.»

(xviii)

Dans le cadre des audiences publiques, l'Office doit tenir compte :

- des plaintes déposées, s'il y a lieu, conformément à la méthode d'intervention en fonction des plaintes;
- de l'évaluation de l'incidence des exportations («ÉIE»); et
- de tout autre facteur que l'Office juge pertinent dans l'établissement de la conformité à l'intérêt public.

Voici une description générale de ces trois composantes. Cette description s'applique à toutes les demandes de l'ordonnance d'audience GH-6-92.

1.3.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

L'objet principal de la méthode d'intervention en fonction des plaintes est d'assurer que, dans un marché satisfaisant, les acheteurs canadiens peuvent obtenir de nouveaux approvisionnements en gaz intérieur à contrat selon des conditions semblables, dont le prix, à celles accordées aux acheteurs des États-Unis («É.-U.»). Afin de vérifier si les conditions du marché sont réellement appliquées de cette façon, l'Office a déclaré, dans sa décision GHR-1-87 :

«L'inclusion d'un mécanisme d'intervention en fonction des plaintes dans les méthodes de calcul des nouveaux excédents est fondée sur le principe que les exportations de gaz ne devaient pas être autorisées si les consommateurs canadiens n'ont pas eu l'occasion d'acheter du gaz pour satisfaire à leurs besoins selon des modalités semblables à celles qui s'appliquent à l'exportation proposée, notamment en ce qui a trait au prix. Les demandeurs de licences d'exportation devront être prêts à répondre à de telles préoccupations advenant le cas où elles seraient soulevées par les utilisateurs canadiens de gaz naturel durant l'audience.»

La méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à assurer que les acheteurs canadiens qui sont actifs sur le marché ont accès au gaz selon des conditions qui ne sont pas moins favorables que celles accordées aux acheteurs étrangers. En vertu de la méthode d'intervention en fonction des plaintes, ces acheteurs peuvent comparer les conditions des contrats de vente de gaz découlant des demandes d'exportation aux conditions qu'on leur offre. Si les conditions offertes aux acheteurs étrangers sont plus favorables que celles offertes aux acheteurs canadiens, un acheteur canadien peut déposer une plainte auprès de l'Office. Ce dernier juge alors chaque plainte à l'aide d'une évaluation permettant de déterminer si le plaignant a effectivement pu, ou n'a pas pu, obtenir des approvisionnements supplémentaires en gaz selon des conditions, dont le prix, semblables à celles faisant partie des demandes de licences d'exportation de gaz déposées à l'Office.

Les acheteurs de gaz canadiens qui veulent déposer une plainte doivent prouver qu'ils ont essayé d'acheter des approvisionnements supplémentaires en gaz à contrat et qu'ils n'ont pas pu les obtenir selon des conditions semblables à celles des contrats de vente de gaz. On s'attend à ce que les demandeurs de licences d'exportation répondent aux inquiétudes du plaignant. Advenant que l'Office juge qu'une plainte est fondée, il doit alors décider des mesures à adopter pour rectifier la situation. Il pourrait faire en sorte que l'audience concernant la demande de licence soit retardée, rejeter la demande de licence d'exportation ou d'adopter toute autre mesure appropriée aux circonstances entourant la demande concernée.

1.3.2 Évaluation des incidences de l'exportation

L'ÉIE permet à l'Office de déterminer si les exportations proposées risquent d'empêcher les Canadiens de satisfaire à leurs propres besoins énergétiques aux prix du marché.

Périodiquement, l'Office réalise une ÉIE en s'appuyant sur plusieurs propositions d'exportation. Cette analyse préparée conjointement avec l'industrie du gaz naturel et d'autres parties intéressées tient compte de l'approvisionnement, de la demande, des prix et des besoins d'exportation à long terme touchant le gaz naturel et tente de fournir une déclaration adéquate des hypothèses de même qu'une explication de la technique analytique utilisée.¹

1. Dans une lettre en date du 3 septembre 1992, l'Office a annoncé qu'il s'apprêtait à réaliser une deuxième ÉIE. Une ébauche accompagnait la lettre à des fins de commentaires. Un atelier visant à favoriser discussions et échange d'information est prévu pour le mois d'avril.

(xx)

Les demandeurs et les intervenants peuvent se servir de l'analyse de l'Office ou préparer leur propre analyse et la déposer auprès de l'Office. Si l'Office ou les parties intéressées ne soulèvent pas de difficultés d'adaptation pour les marchés énergétiques canadiens, l'Office présume alors que les exportations proposées ne susciteraient pas de difficultés d'adaptation.

1.3.3 Autres facteurs d'intérêt public

Généralement, en étudiant les autres facteurs d'intérêt public, l'Office :

- calcule la probabilité que les volumes visés soient effectivement commandés;
- évalue la durabilité des contrats de vente de gaz;
- s'assure que les contrats de vente de gaz ont été négociés entre entreprises indépendantes;
- détermine si les producteurs soutiennent les demandes d'exportation de gaz;
- vérifie si les contrats de vente de gaz comportent des dispositions concernant le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant la période du contrat de vente de gaz; et
- détermine la durée appropriée d'une licence d'exportation en se fondant sur :

(i) la preuve que le demandeur de licence d'exportation a accès aux approvisionnements en gaz requis pour satisfaire aux volumes de gaz pendant la période faisant l'objet de la demande;

(ii) la preuve de la nécessité de la période demandée à la lumière des conditions des contrats de vente de gaz et de transport connexes et des conditions des autres approbations réglementaires; et

(iii) toute autre preuve que l'Office juge pertinente pour la période appropriée de la licence.

L'énoncé ci-dessus concernant les autres facteurs d'intérêt public vise à faire connaître aux parties les facteurs que l'Office analyse généralement dans le cadre de son évaluation du bien fondé des demandes de licences d'exportation de gaz. Cependant, pour chaque demande de licence d'exportation de gaz, l'Office étudie tous les facteurs qui semblent concerner l'intérêt public canadien.

Dans son étude des facteurs énumérés ci-dessus, l'Office tient compte des renseignements concernant les approvisionnements en gaz, le transport, les marchés et les contrats de vente, de même que de l'état des autorisations réglementaires et des approbations de contrats. Les demandeurs fournissent ces renseignements en vertu du *Règlement de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie* et pendant les audiences publiques.

Approvisionnement en gaz

Dans le cadre de son évaluation des approvisionnements en gaz, l'Office étudie les contrats d'approvisionnement et évalue la suffisance des réserves et de la capacité de production.

Dans le cadre de son évaluation de la suffisance des approvisionnements en gaz auxquels le demandeur de licence a accès pour satisfaire aux volumes demandés pendant la période visée, l'Office exerce une certaine souplesse, mais il s'attend généralement à ce que les demandeurs prouvent que les réserves établies sont égales au volume demandé ou plus grandes et que la capacité de production peut

satisfaire aux volumes d'exportation annuels proposés pendant la plus grande partie de la période visée par la licence demandée.

Chaque demandeur doit fournir une estimation des réserves établies des gisements d'où il compte produire le gaz nécessaire à son projet d'exportation. Pour sa part, l'Office effectue des analyses géologiques et techniques des disponibilités en gaz du demandeur afin de préparer sa propre estimation des réserves de gaz.

L'Office effectue son évaluation des réserves de gaz en fiant sur l'information contenue dans sa banque de données, laquelle est régulièrement mise à jour. L'évaluation des réserves comprend un contrôle de nomenclature aux fins de corrélation, une analyse volumétrique des nouveaux réservoirs, un réexamen des réservoirs en développement et une analyse du rendement des réservoirs en exploitation. Par ailleurs, l'Office examine et évalue les droits de propriété et les obligations contractuelles de tous les réservoirs visés par les demandes.

L'estimation des réserves faite par l'Office ainsi que les données sur la productibilité de base de chacun des réservoirs pour lesquels une estimation des réserves a été soumise servent à établir la capacité de production. Celle-ci est généralement redressée afin de tenir compte de la production selon les besoins annuels. La capacité de production redressée correspond à la capacité de production estimative à un moment donné, majorée, pour fins d'utilisation future, des excédents antérieurs de la capacité de production en regard de la production réelle. Les besoins pris en compte dans l'estimation de la capacité de production sont généralement établis en fonction d'un coefficient de charge annuel de 100 % et peuvent donc être légèrement supérieurs aux besoins d'approvisionnement réels. Si l'on prévoyait un coefficient de charge moindre, la capacité de production pourrait être maintenue au-delà de la durée indiquée dans l'analyse de l'Office.

Transport

En ce qui a trait aux dispositions de transport relatives aux projets d'exportation, l'Office étudie les dispositions de transport en amont et en aval, y compris tous les contrats de transport, sous leur forme définitive ou préliminaire. Il étudie également la période et le volume visés par les dispositions de transport.

Marchés et contrats de vente

Les demandes traitées au cours de l'instance GH-6-92 portaient sur des propositions d'exportation visant trois types de marchés : l'approvisionnement de réseaux, la production d'électricité et l'approvisionnement de centrales de cogénération (c'est-à-dire les centrales qui produisent de l'électricité et de l'énergie thermique à des fins commerciales ou industrielles). Pour chacun de ces marchés, l'Office s'est penché sur les points suivants :

- dans le cas de l'approvisionnement des réseaux et de la production d'électricité, l'Office considère les besoins actuels et prévus des acheteurs visés ainsi que l'ensemble de leurs sources d'approvisionnement afin de déterminer leurs besoins en gaz naturel canadien et l'importance de celui-ci par rapport à l'ensemble de leurs sources d'approvisionnement; et
- dans le cas des centrales de cogénération, l'Office examine toute la chaîne contractuelle, depuis le contrat de vente de gaz jusqu'aux contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique. Par ailleurs, l'Office considère les marchés de production d'électricité et d'énergie thermique de la centrale de même que l'état du plan de financement du projet et du calendrier d'exécution des travaux.

Pour chacun des types de marchés visés, l'Office a notamment pris en considération les coefficients de charge prévus dans les propositions d'exportation.

Dans le cadre de son étude des dispositions contractuelles, l'Office analyse les obligations contractuelles liant les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, y compris les contrats de vente déjà conclus de même que les contrats de revente en aval du point d'exportation lorsque de tels contrats avaient une incidence directe sur l'accord de vente international, y compris le dépôt auprès de l'Office de ces contrats de revente en aval.

État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

L'Office étudie l'état des autorisations réglementaires pertinentes au Canada et aux États-Unis, dont les autorisations d'acheminement provinciales, les autorisations d'importation du Department of Energy, Office of Fossil Energy («DOE/FE») et, dans le cas des centrales de cogénération («CC»), l'attestation d'admissibilité de la centrale de cogénération («AAC») en vertu de la *Public Utility Regulatory Policies Act* des États-Unis.

En ce qui concerne les approbations de contrats, l'Office examine la preuve du soutien des producteurs et l'état des approbations de tout organisme de réglementation d'état concerné.

1.4 Clause de temporisation

Lorsque l'Office délivre une licence d'exportation de gaz, il a généralement comme pratique de fixer un temps de validité initial bref. Si les exportations de gaz commencent dans le délai prescrit, la licence prend alors effet pour toute la période approuvée par l'Office. Cette modalité est appelée

clause de temporisation puisque la licence prendrait fin si les exportations ne commençaient pas dans le délai prescrit. La clause de temporisation a pour objet de limiter le nombre de licences valides à celles qui donnent lieu à des acheminements réels de gaz dans un délai raisonnable suivant la décision. L'Office a demandé à tous les demandeurs concernés s'ils acceptaient qu'une clause de temporisation soit intégrée à leurs licences et ils lui ont tous signifié leur accord.

De manière générale, l'Office a fixé le délai prescrit à environ deux ans suivant le commencement de la période de la licence. Ce délai a été déterminé après consultation avec tous les demandeurs.

1.5 Autres points soulevés à l'audience

1.5.1 Exportations en Californie

Czar Resources Ltd. («Czar») a exprimé des inquiétudes concernant les demandes d'exportation destinées à SDG&E et à Edison. Czar craignait que les prix selon les rentrées nettes reçus en vertu des contrats visés, qui sont assujettis à l'approbation de la California Public Utilities Commission («CPUC»), serviraient d'étalon de mesure à la CPUC pour vérifier l'acceptabilité des prix du gaz faisant l'objet de ventes à long terme à d'autres services publics de la Californie. Czar a soutenu que l'Office devrait différer l'approbation des licences jusqu'à ce que les discussions actuelles entre la CPUC et les gouvernements du Canada, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique soient conclues et que toutes les approbations réglementaires des États-Unis soient obtenues, y compris celle de la CPUC concernant les contrats visés; sinon, elle a soutenu que l'Office devrait imposer des conditions aux approbations afin de permettre l'étude de l'incidence éventuelle des décisions de la CPUC sur les licences.

Les demandeurs en faveur des exportations proposées à SDG&E et à Edison se sont fortement opposés à l'argument de Czar. Ils ont affirmé que les discussions actuelles avec la CPUC concernant les exportations dans le nord de la Californie n'ont rien à voir avec les demandes visées, que les contrats sont négociés entre entreprises indépendantes et que Czar n'a pas prouvé ses allégations.

1.5.2 Réduction de la période des licences en raison de l'insuffisance des approvisionnements

Summit, les demandeurs en faveur des exportations à SDG&E et à Edison et Paramount Resources Ltd. («Paramount») ont formulé un certain nombre de propositions que l'Office pourrait adopter s'il jugeait que l'approvisionnement en gaz étayant une demande d'exportation s'avérait insuffisant.

Summit a proposé qu'au lieu de réduire le volume journalier ou la période de la licence, l'Office devrait réduire le volume de la période. Sinon, l'Office pourrait donner la possibilité aux demandeurs de rajouter du gaz à leur approvisionnement par la suite, selon la quantité nécessaire, sans qu'ils ne doivent participer à une autre audience publique.

Les demandeurs en faveur de l'exportation à SDG&E ont appuyé les recommandations de Summit. En ce qui concerne la deuxième proposition de Summit, SDG&E a suggéré que l'Office délivre une licence sous réserve que le demandeur rajoute du gaz à son approvisionnement au cours d'une période déterminée. Advenant que le demandeur ne puisse pas convaincre l'Office de la suffisance de son approvisionnement en gaz pendant cette période, la période de la licence serait réduite.

Les demandeurs en faveur de l'exportation à Edison ont appuyé la première proposition de Summit visant à ne réduire que le volume de la période. Ils ont soutenu que cette solution leur donnerait la souplesse de garder les contrats en vigueur. Puisque les contrats ont été négociés en fonction d'un certain nombre d'échanges, dont la période du contrat et le volume de la période étaient des éléments importants, AEC a affirmé qu'elle serait déçue si la période ou le volume étaient réduits.

Par ailleurs, Paramount a appuyé l'argument de SDG&E, mais a suggéré que le personnel de l'Office et le demandeur discutent de la situation avant la tenue de l'audience. Cela permettrait au demandeur de rajouter du gaz à son approvisionnement avant la tenue d'une audience advenant que l'Office juge que l'approvisionnement est insuffisant. Aussi, le demandeur pourrait acheminer toutes réserves supplémentaires à celles requises pour le soutien de la licence.

Les demandeurs en faveur des exportations à SDG&E ont demandé à ce que l'Office traite cette question de manière générale dans sa décision afin que les intervenants de l'industrie obtiennent une bonne idée de la politique de l'Office.

1.6 Opinion de l'Office

L'Office fait remarquer qu'aucune plainte n'a été déposée relativement aux demandes de licences d'exportation de l'audience GH-6-92.

Les 12 demandeurs faisant l'objet des présents Motifs de décision ont adopté l'ÉIE la plus récente de l'Office, datée du 7 septembre 1989. Puisque l'Office et les parties intéressées n'ont pas connaissance de difficultés d'adaptation, l'Office conclut que les exportations proposées ne créeraient pas de difficulté d'adaptation au marché.

Puisqu'aucune plainte n'a été déposée relativement aux demandes visées et que l'Office a conclu que les exportations proposées ne créeraient pas de difficulté d'adaptation au marché, l'Office est d'avis que la quantité de gaz qui serait exportée ne dépasse pas l'excédent restant après la provision appropriée des réserves par rapport aux besoins normalement prévisibles des Canadiens, compte tenu des tendances relatives aux découvertes de gaz au Canada.

Dans les chapitres qui suivent, nous examinons la preuve de chaque demandeur en ce qui a trait aux autres facteurs d'intérêt public. Les conclusions de l'Office relativement à ces facteurs et à tout autre facteur jugé pertinent par l'Office sont énoncées à la section «Opinion de l'Office» de chaque chapitre.

Puisqu'aucune preuve n'a été fournie pendant l'audience, l'Office n'a pas donné la même importance à l'argument de Czar que s'il avait été accompagné de preuves examinées. Czar n'a effectivement pas fourni de preuve justifiant que les prix selon les rentrées nettes des autres producteurs canadiens exportant à des services publics californiens seraient affectés par les prix selon les rentrées nettes reçus en vertu des contrats visés. L'Office accepte la preuve des demandeurs en ce qui a trait aux exportations dans le sud de la Californie selon laquelle les transactions commerciales ont été négociées entre entreprises indépendantes. Par conséquent, l'Office ne juge pas bon de différer l'approbation des licences visées pour les raisons énumérées par Czar.

L'Office n'a pas étudié les propositions des demandeurs relativement aux solutions visant à remédier aux insuffisances des approvisionnements puisqu'on a pas jugé nécessaire d'imposer des réductions aux périodes des licences faisant l'objet de cette audience. Toutefois, l'Office fait remarquer que les audiences permettent aux demandeurs de régler leurs insuffisances d'approvisionnement de plusieurs façons. Plus précisément, l'Office peut, grâce à ses demandes d'information, exprimer des inquiétudes relativement à la suffisance des approvisionnements d'un demandeur donné. Le demandeur peut alors justifier ces inquiétudes dans son mémoire. Par ailleurs, l'Office a démontré qu'il est apte à avoir recours à l'article 21 de la Loi, selon les circonstances d'une demande particulière, afin d'étudier les conditions d'une licence dont l'essentiel n'a pas été modifié et que son demandeur peut fournir des preuves relatives à de nouveaux approvisionnements.

Chapitre 2

ENCO Gas, Ltd.

2.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 6 mai 1992, avec ses modifications, ENCO a sollicité une licence d'exportation de gaz naturel conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période-À compter du 1^{er} mai 1993 ou de la date des premières livraisons, selon la date la plus tardive, et jusqu'au 31 octobre 2008

Point d'exportation- Huntingdon (Colombie-Britannique)

Quantité journalière maximale-Au 31 oct. 1993 :155,8 10³ m³ (5,5 10⁶ pi³)

Du 1^{er} nov. 1993 au 31 oct. 1994 :429,1 10³ m³ (15,1 10⁶ pi³)

Après le 1^{er} nov. 1994 : 601,3 10³ m³ (21,2 10⁶ pi³)

Quantité annuelle maximale-Au 31 oct. 1993 : 28,7 10⁶ m³ (1,0 10⁹ pi³)

Du 1^{er} nov. 1993 au 31 oct. 1994 : 156,6 10⁶ m³ (5,5 10⁹ pi³)

Après le 1^{er} nov. 1994 : 219,5 10⁶ m³ (7,7 10⁹ pi³)

Quantité totale maximale-3 258 10⁶ m³ (115 10⁹ pi³)

Écarts admissibles-10% par jour et 2% par année

Le gaz destiné à être exporté à Sumas Cogen serait produit en Colombie-Britannique et en Alberta à partir de propriétés de gaz détenues ou achetées par ENCO. Il serait collecté, traité et transporté par l'intermédiaire des installations de Westcoast Energy Inc. («Westcoast») et livré à Huntingdon, en Colombie-Britannique. Ensuite, il serait acheminé de la frontière canado-américaine jusqu'à une centrale de cogénération qui sera construite près de Sumas, Washington, à l'aide d'un pipeline détenu par Sumas Cogen. Sumas Cogen vendrait l'énergie thermique et l'électricité produits à l'installation aux acheteurs de la vapeur (et hôtes de la centrale), Socco, Inc. («Socco») et Puget Sound Power & Light Company («Puget Sound Power») respectivement.

2.2 Approvisionnement en gaz

2.2.1 Contrats d'approvisionnement

L'objectif à long terme du contrat de vente de gaz consiste à faire en sorte qu'ENCO satisfasse à tous les besoins journaliers en gaz de la centrale de cogénération à partir de ses propres réserves. À court terme, puisque la capacité nécessaire de Westcoast n'est pas disponible et afin de différer la production de certaines réserves d'ENCO, une partie des besoins journaliers en gaz de la centrale de cogénération sera fournie en vertu de contrats avec un tiers, soit Canadian Hydrocarbons Marketing Inc. («CHMI»).

Puisque les exportations relatives à ces deux contrats se feraient en vertu d'autorisations réglementaires à court terme, les contrats et les réserves de soutien ne s'appliquent pas directement à la demande de licence d'exportation de gaz d'ENCO.

Toutes les réserves dont ENCO entend se servir dans le cadre de sa demande de licence d'exportation de gaz lui appartiennent. Par conséquent, la conclusion de contrats d'achat de gaz n'est pas nécessaire.

2.2.2 Réserves

Le tableau 2-1 indique que l'estimation des réserves d'ENCO effectuée par l'Office est environ 2 % moins élevée que celle effectuée par ENCO et environ 5 % inférieure au volume demandé. ENCO peut combler cette insuffisance en prolongeant ses contrats avec CHMI. Par ailleurs, ENCO a déclaré qu'elle prévoyait acheter d'autres réserves de gaz de l'ordre de $57 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) à $283 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($10 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$).

2.2.3 Capacité de production

La figure 2-1 compare les projections de l'Office à celles d'ENCO en ce qui a trait à la capacité de production des volumes demandés. La projection d'ENCO montre qu'elle peut répondre à ses besoins pendant les sept premières années du contrat de 15 ans et demi. Par contre, les projections de l'Office indiquent que la capacité de production redressée sera suffisante pendant les neuf premières années. ENCO a déclaré pouvoir combler les insuffisances éventuelles en faisant l'acquisition de réserves de gaz supplémentaires ou en prolongeant ses contrats avec CHMI.

Tableau 2-1

Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'ENCO et du volume total demandé

10^6 m^3
(10^9 pi^3)

ENCO¹ONE²Volume demandé

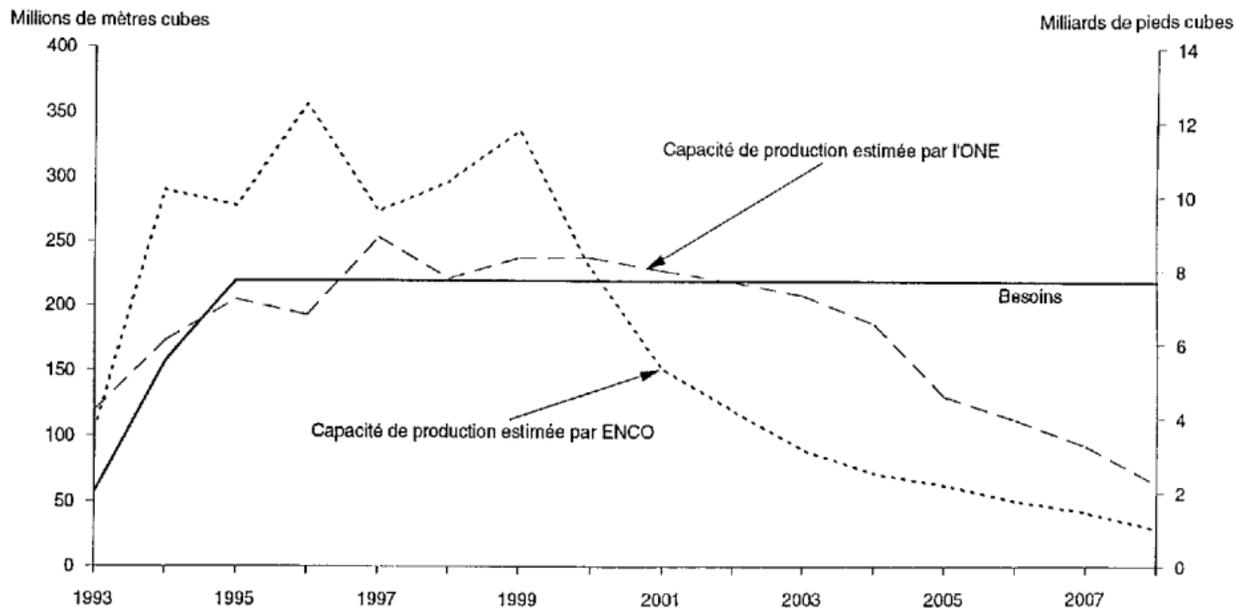
3 1523 0843 258
(111,3)(108,9)115,0

1. Au 1^{er} mai 1992.

2. Au 31 décembre 1990. L'estimation de l'Office des réserves restantes serait d'environ $116 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($4,1 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) inférieure à ce montant si l'on tenait compte de la production au 1^{er} mai 1992.

Figure 2-1

Comparaison des estimations effectuées par Enco et l'ONE sur la capacité de production annuelle



2.3 Transport

Tel qu'indiqué à la section 2.2.1, ENCO ne s'attend pas à ce que Westcoast soit prête à offrir ses services de collecte, de traitement et de transport à temps pour livrer et vendre 23 158 GJ (22 000 10⁶ Btu) pour le début des premières livraisons faisant l'objet du contrat. C'est pourquoi ENCO et Sumas Cogen ont conclu un accord de gestion du gaz avec CHMI en vertu duquel CHMI fournira des services de collecte, de traitement et de transport à Westcoast afin qu'ENCO puisse livrer 12 632 GJ (12 000 10⁶ Btu) jusqu'à Huntingdon. ENCO et Sumas Cogen ont demandé à Westcoast d'offrir des services supplémentaires pour la livraison de 10 526 GJ (10 000 10⁶ Btu) jusqu'à Huntingdon. Un contrat conclu avec CHMI permettra d'obtenir un approvisionnement provisoire jusqu'à ce que la capacité de Westcoast soit disponible.

Westcoast construira un pipeline de 300 mètres (328 verges) afin de raccorder son réseau de pipelines au pipeline de Sumas Cogen. Cet embranchement a été approuvé par l'Office le 10 septembre 1992. Aux É.-U., Sumas Cogen détiendra et exploitera un pipeline de 6,1 kilomètres (3,8 milles) entre la frontière et sa centrale. Sumas Cogen a obtenu toutes les approbations réglementaires nécessaires à cet égard et les travaux de construction et de mise à l'essai sont terminés.

2.4 Marchés et contrats de vente

Le gaz faisant l'objet de l'exportation proposée servirait à alimenter une centrale de cogénération de 100 MW appartenant à Sumas Cogen. L'énergie thermique et l'électricité produites à la centrale seraient vendues aux acheteurs de la vapeur (et hôtes de la centrale), Socco et Puget Sound Power respectivement. Quotidiennement, les besoins réguliers en gaz de la centrale sont de 23 158 GJ (22 000 10⁶ Btu).

L'énergie thermique serait vendue à Socco, l'affilié de Sumas Cogen, qui s'en servirait pour alimenter une usine de séchage du bois de construction qui sera construite près de la centrale de cogénération. Socco doit exploiter cette usine afin de maintenir l'attestation d'admissibilité de la centrale («AAC»).

L'électricité produite à la centrale serait vendue à Puget Sound Power en tant que charge de base. Puget Sound Power produit, achète, transmet, distribue et vend de l'électricité dans l'ouest et le centre de l'État de Washington. Elle dessert plus de 1,6 million de personnes.

Les dispositions financières du projet, dont les fonds affectés à l'achat de propriétés et à la construction des installations de cogénération et de séchage, ont été conclues à l'hiver 1992. La construction de la centrale de cogénération a été amorcée en mars 1992 et elle devrait être exploitée à des fins commerciales au mois de mai 1993. Cette centrale devrait commander du gaz selon un coefficient de charge de 92,5 %.

ENCO et Sumas Cogen ont conclu un contrat de vente de gaz le 23 décembre 1991. Ce contrat s'étend sur une période de 20 ans après le début de l'exploitation commerciale de la centrale de cogénération. Il est assujéti aux autorisations réglementaires canadiennes et américaines et à la conclusion de dispositions de transport en amont de Huntingdon, en Colombie-Britannique, d'ici le 15 octobre 1993.

ENCO est une filiale à part entière de Sumas Cogen. Lorsque ces deux sociétés ont préparé le contrat, elles ont tenu compte du fait que les négociations n'étaient pas entre entreprises indépendantes. En établissant les prix, elles ont donc veillé à ce que les prix soient conformes aux normes de Revenu Canada pour les négociations entre entreprises indépendantes.

La quantité contractuelle journalière («QCJ») s'élève à 12 632 GJ (12 000 10⁶ Btu). Elle augmentera lorsqu'ENCO aura accès à une plus grande capacité auprès de Westcoast.

Le prix a été fixé à 1,818 \$ US/GJ (1,954 \$ US/10⁶ Btu) pendant la première année du contrat. Après la première année, ce prix monte au taux annuel de 7,5 pour cent jusqu'au 31 octobre 2000. Il augmente ensuite au taux de 4 % par année pendant le reste du contrat. Advenant que Sumas Cogen ne commande pas la QCJ, elle serait obligée de compenser ENCO pour toutes les dépenses qu'elle aurait engagées, dont les frais de transport et de traitement du gaz non acheté.

ENCO estime qu'au 1^{er} janvier 1992, le prix en vigueur à la frontière de la Colombie-Britannique en vertu de ce contrat se serait élevé à 2,308 \$/GJ (2,19 \$/10⁶ Btu).

L'électricité produite à la centrale de cogénération serait vendue à Puget Sound Power en vertu d'un contrat d'achat garanti d'électricité. Ce contrat s'échelonnerait sur une période de 20 ans suivant la date d'entrée en exploitation à des fins commerciales. Le prix est la somme d'un paiement fixe d'énergie, tel qu'indiqué dans la grille tarifaire du contrat, et d'un paiement variable d'énergie augmentant en fonction du taux d'inflation.

(xxx)

La vente d'énergie thermique à Socco serait réalisée en vertu d'un contrat d'énergie thermique et de location d'usine de séchage échelonné sur une période de 20 ans.

2.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 15 mai 1992, ENCO a déposé une demande visant l'obtention d'un certificat d'acheminement d'énergie de la Colombie-Britannique dont la période et le volume sont proportionnés à la demande de licence faisant l'objet de la présente. Lorsque des réserves de l'Alberta devront être exportées, une demande de permis d'acheminement sera déposée auprès de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta («OCRÉA»).

ENCO s'attendait à obtenir la décision du DOE/FE sous peu relativement à sa demande d'autorisation d'importation déposée le 24 février 1991. Par ailleurs, le 13 août 1992, elle a déposé une demande auprès de la Federal Energy Regulatory Commission afin que la centrale de cogénération obtienne une nouvelle AAC.

La Washington Utilities and Transportation Commission a approuvé le contrat d'achat d'électricité.

2.6 Opinion de l'Office

L'Office remarque que Sumas Cogen est obligée de rembourser toutes les dépenses engagées par ENCO, y compris les frais de transport et de traitement du gaz non acheté. L'Office est d'avis que les marchés de l'électricité et de l'énergie thermique seront vraisemblablement à long terme et stables. Par conséquent, il croit qu'il peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la licence soient commandés.

Par ailleurs, l'Office est d'avis que le prix fixé en vertu du contrat de vente de gaz augmentera probablement à un taux généralement comparable à celui déterminé en vertu du contrat d'achat d'électricité. L'Office trouve rassurant le fait qu'ENCO a prouvé qu'aucune circonstance prévisible pourrait mener ENCO et Sumas Cogen à résilier le contrat de vente de gaz. Par conséquent, l'Office croit que le contrat de vente de gaz intéressera les parties concernées pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

Le contrat de vente de gaz n'a pas été négocié entre entreprises indépendantes. Toutefois, l'Office est d'avis que les conditions du contrat, y compris les prix selon les rentrées nettes, sont comparables à celles d'autres contrats d'exportation de gaz qui ont été négociés entre entreprises indépendantes.

Puisqu'ENCO propose d'exporter son propre approvisionnement en gaz, le soutien des producteurs n'est pas nécessaire. Même si CHMI approvisionnera ENCO de façon provisoire, ce gaz sera exporté conformément à des autorisations d'acheminement et d'exportation à court terme et par conséquent, ne fait pas partie de l'approvisionnement de gaz d'ENCO faisant l'objet de la demande.

L'Office remarque que le prix fixé en vertu du contrat augmente à un taux supérieur à celui auquel les frais canadiens liés à la demande devraient augmenter pendant la durée du contrat. L'Office reconnaît aussi que Sumas Cogen est obligée de compenser ENCO pour tous les frais qu'elle engagera relativement aux volumes contractuels qu'elle ne commandera pas, dont les frais de transport et de traitement. Par conséquent, l'Office estime que le contrat de vente de gaz comprend des dispositions concernant le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant toute la

période du contrat de vente de gaz.

En ce qui concerne la suffisance de l'approvisionnement, l'Office estime que les réserves sont d'environ 5 % moins élevées que le volume demandé. Par ailleurs, l'estimation de la capacité de production effectuée par l'Office indique qu'ENCO peut satisfaire à ses besoins pendant les neuf premières années de la période proposée à partir d'approvisionnements actuels. Aussi, grâce aux dispositions d'appui prises avec CHMI et aux achats de gaz supplémentaire, ENCO pourrait probablement répondre à ses besoins pendant le reste de la période du contrat. L'Office reconnaît que les périodes des contrats de vente de gaz, d'achat d'électricité et d'énergie thermique ainsi que des autorisations d'importation du DOE/FE sont toutes d'une durée de 20 ans. Les dispositions de transport ont été conclues et une demande de certificat d'acheminement de l'énergie a été déposée pour une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

2.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à ENCO, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I stipule les conditions de la licence.

Grand Valley Gas Company, mandataire de The Washington Water Power Company

3.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 30 novembre 1990, avec ses modifications, WWP a sollicité par l'intermédiaire de son mandataire Grand Valley une licence d'exportation de gaz naturel conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- Dix ans à compter de la date des premières livraisons
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- Voir le tableau 3-1
Quantité annuelle maximale	- Voir le tableau 3-1
Quantité totale maximale	- $3\,357\,10^6\text{m}^3$ ($119,0\,10^9\text{pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz destiné à être exporté serait produit à partir de gisements situés en Alberta par trois producteurs : AEC, Amerada Hess Canada Ltd. («Amerada») et PanCanadian Petroleum Limited («PanCanadian»). Il serait transporté par l'intermédiaire du réseau de NOVA Corporation of Alberta («NOVA») et livré à WWP près de Coleman, en Alberta. Ensuite, WWP acheminerait le gaz sur le réseau d'ANG/Foothills au Canada jusqu'à son point d'exportation près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Il serait ensuite transporté sur le pipeline de PGT afin d'être livré au réseau de WWP, à divers endroits des États de Washington et de l'Idaho. WWP est un service public d'électricité et de gaz desservant le nord-ouest en bordure du Pacifique.

Tableau 3-1

Quantités journalières et annuelles maximales demandées par WWP

Année contractuelle commençant le	Quantité journalière		Quantité annuelle	
	10 ³ m ³	10 ⁶ pi ³	10 ⁶ m ³	10 ⁹ pi ³
1 ^{er} novembre 1993	1 013	35,9	277	9,8
1 ^{er} novembre 1994	1 100	39,0	302	10,7
1 ^{er} novembre 1995	1 190	42,2	328	11,6
1 ^{er} novembre 1996	1 285	45,6	356	12,6
1 ^{er} novembre 1997	1 380	48,9	382	13,5
1 ^{er} novembre 1998	1 471	52,2	408	14,5
1 ^{er} novembre 1999	1 563	55,4	434	15,4
1 ^{er} novembre 2000	1 145	40,6	275	9,8
1 ^{er} novembre 2001	1 201	42,6	290	10,3
1 ^{er} novembre 2002	1 258	44,6	305	10,8

3.2 Approvisionnement en gaz**3.2.1 Réserves**

En vertu du contrat, AEC, Amerada et PanCanadian peuvent approvisionner l'exportation proposée à partir de leurs propres réserves. C'est pourquoi aucun gisement n'a été affecté à la vente. Le tableau 3-2 illustre l'estimation des réserves d'AEC, d'Amerada et de PanCanadian soumises dans le cadre de la présente demande. Selon l'estimation des producteurs, les réserves totalisent 31 271 10⁶ m³ (1 103,9 10⁹ pi³), soit environ neuf fois plus que le volume d'exportation demandé, qui s'établit à 3 357 10⁶ m³ (119 10⁹ pi³). L'estimation des réserves effectuée par l'Office est environ 6 % inférieure à celle de l'estimation de WWP, mais de près du double des besoins prévus des trois producteurs qui s'établit à 15 553 10⁶ m³ (549 10⁹ pi³).

L'estimation des réserves d'AEC effectuée par l'Office est environ 9 % inférieure à celle effectuée par AEC et environ 68 % supérieure au total des besoins d'AEC, qui comprend, entre autres, les volumes pour les demandes d'exportation de WWP et d'Edison/AEC dont il est question dans les présents Motifs de décision.

Tableau 3-2
**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies
des producteurs et du volume total demandé**

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
	Estimation des producteurs ¹	ONE ¹	Volume demandé ²
AEC	14 755 (520,9)	13 387 (472,6)	s.o.
Amerada	4 766 (168,2)	4 724 (166,8)	s.o.
PanCanadian	11 750 (414,8)	11 255 (397,3)	s.o.
Total de WWP	31 271 (1 103,9)	29 366 (1 036,7)	3 357 (118,5)

1. Au 31 décembre 1991.
2. Les besoins totaux sont de 7 950 10⁶ m³ (280,6 10⁹ pi³) dans le cas d'AEC, de 1 017 10⁶ m³ (35,9 10⁹ pi³) dans le cas d'Amerada et de 6 586,4 10⁶ m³ (232,5 10⁹ pi³) dans le cas de PanCanadian.

L'estimation des réserves d'AEC comprend des réserves d'entreprise non affectées, des réserves qui seront disponibles si les contrats d'approvisionnement actuels sont annulés («réserves de fin de contrat») et du gaz emmagasiné. Dans le cas des réserves d'entreprise, AEC a fourni l'estimation de l'OCREA. Elles représentent environ 34 % des réserves soumises. Pour leur part, les réserves de fin de contrat, qui se trouvent dans les formations de gaz peu profondes du champ de Suffield, constituent approximativement 64 % des réserves soumises par AEC. Même si ces réserves font actuellement l'objet de contrats, AEC y aura accès lorsque les contrats prendront fin. Un de ces contrats, conclu avec Canadian Western Natural Gas Ltd. («CWNG»), arrive à échéance le 31 octobre 1996 et un autre, conclu avec TransCanada PipeLines Limited («TransCanada»), expire le 31 octobre 2001.

L'estimation des réserves de fin de contrat d'AEC est fondée sur les estimations des réserves initiales de l'OCREA et sur les prévisions d'AEC concernant sa propre production. Le gaz emmagasiné constitue moins de 2 % des réserves d'AEC. Au 31 janvier 1992, l'installation de stockage de gaz souterraine détenue et exploitée par AEC dans le gisement Upper Mannville I à Suffield contenait 270,6 10⁶ m³ (9,5 10⁹ pi³) de réserves de gaz non affectées.

L'estimation des réserves soumises d'Amerada est fondée sur l'estimation de l'OCREA, sauf pour les gisements Cranberry Slave Point A, Ricinus Cardium R, Viking A et Viking J, pour lesquels Amerada a fourni sa propre estimation. Le tableau 3-2 montre que l'estimation des réserves d'Amerada effectuée par l'Office correspond environ à l'estimation d'Amerada et que ces deux estimations sont plus de 4,5 fois supérieures aux besoins prévus.

Pour sa part, PanCanadian a fourni l'estimation de l'OCREA concernant ses réserves soumises.

L'estimation des réserves de PanCanadian effectuée par l'Office est environ 4 % inférieure à celle de PanCanadian et 42 % supérieure aux besoins totaux de PanCanadian.

L'estimation des réserves des trois producteurs effectuée par l'Office correspond au double de leurs besoins totaux et à environ huit fois le total des exportations proposées par WWP.

3.2.2 Capacité de production

En vertu des contrats conclus entre WWP et AEC, Amerada et PanCanadian, chaque producteur doit fournir un approvisionnement journalier déterminé afin d'en arriver au volume journalier demandé. Aucune disposition contractuelle ne stipule que les producteurs doivent compenser les insuffisances de livraison d'un autre producteur. C'est pourquoi l'Office a analysé la capacité de production de chaque producteur séparément.

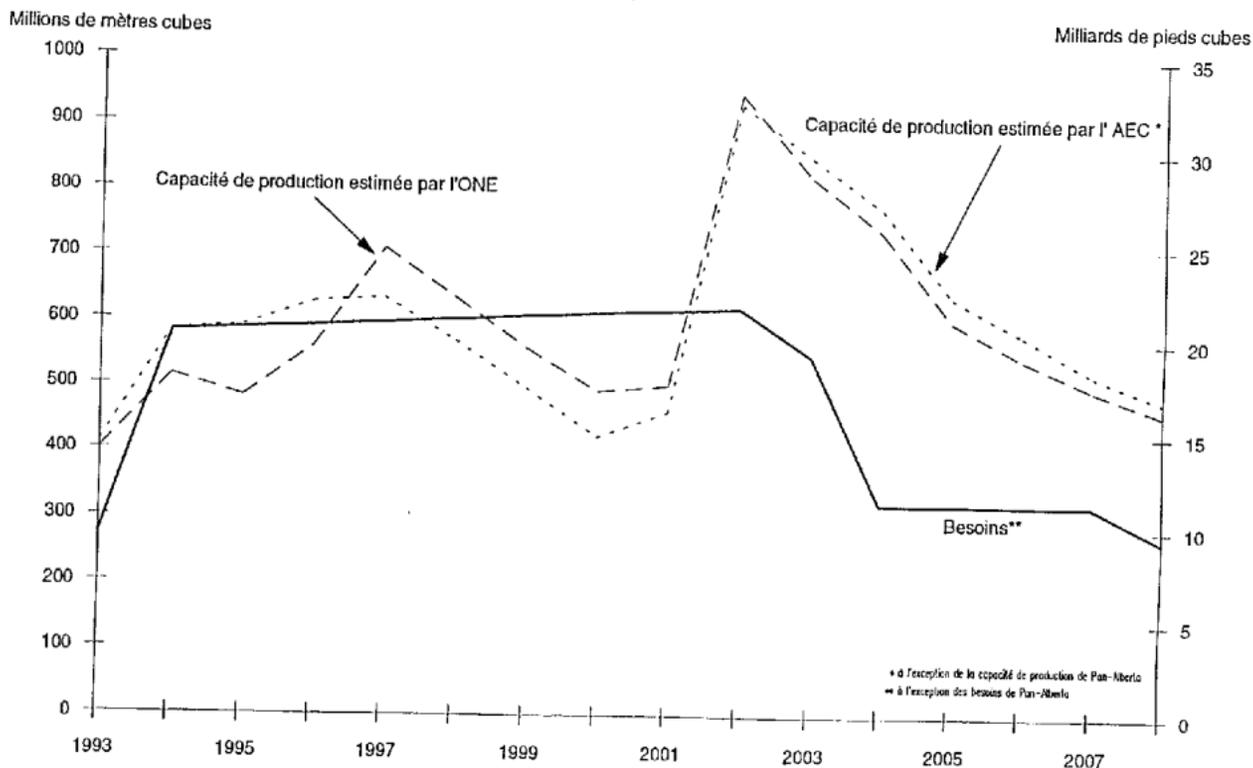
La figure 3-1 compare les projections de l'Office et d'AEC en ce qui a trait à sa capacité de production (sauf le gaz emmagasiné) par rapport aux besoins totaux d'AEC. Les besoins totaux d'AEC comprennent les volumes d'exportation déjà approuvés ainsi que les volumes de WWP et d'Edison étudiés dans les présents Motifs de décision. Selon ces projections, la capacité de production des producteurs sera légèrement insuffisante pendant quelques années entre 1994 et 2001. AEC prévoit remédier à cette situation en faisant des retraits nets de son installation de stockage pendant ces années. À l'aide de ses propres projections de la capacité de production, l'Office a déterminé que le stock annuel et les taux d'injection et de retrait de l'installation de stockage répondent aux paramètres nominaux décrits par AEC, ce qui devrait lui permettre de satisfaire à tous ses besoins pendant la période visée.

Au cours des années 1997 et 2002, les projections de la capacité de production d'AEC augmentent considérablement puisque les contrats conclus avec CWNG et TransCanada, respectivement, arrivent à échéance.

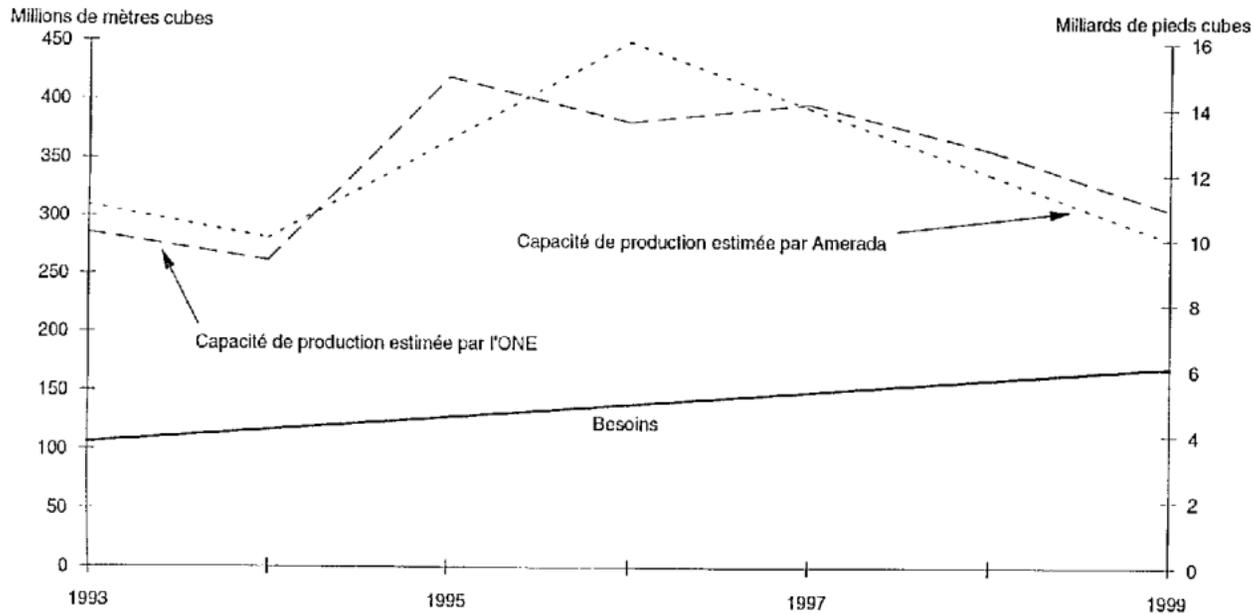
La figure 3-2 compare les projections de l'Office et d'Amerada relativement à sa capacité de production par rapport aux besoins d'Amerada. Selon ces projections, l'approvisionnement en gaz est plus que suffisant pour satisfaire aux besoins pendant la période d'exportation proposée.

La figure 3-3 compare les projections de l'Office et de PanCanadian concernant sa capacité de production redressée par rapport aux besoins de PanCanadian. Ces projections indiquent que la capacité de production sera suffisante.

Comparaison des estimations effectuées par l'AEC et l'ONE sur la capacité de production annuelle



**Comparaison des estimations effectuées par Amerada et l'ONE
sur la capacité de production annuelle**



3.3 Transport

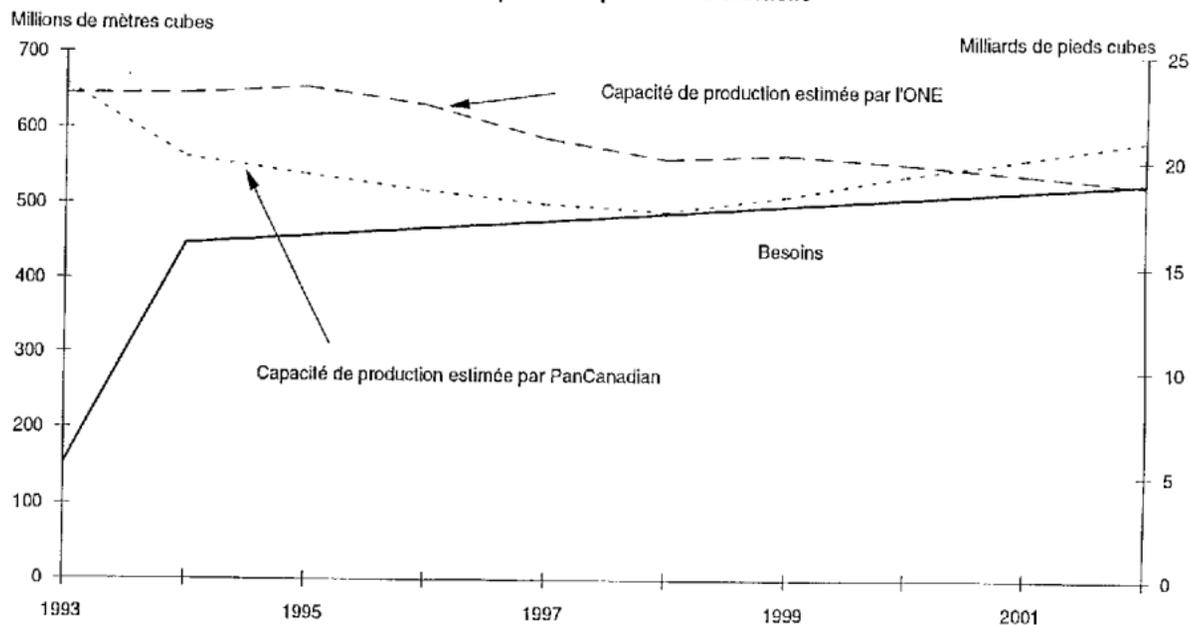
En vertu de contrats datés du 1^{er} septembre 1991, AEC, PanCanadian et WWP ont droit à un service garanti de transport («SG») sur le réseau de NOVA, ce qui n'est pas le cas d'Amerada. PGT a accepté la cession de ces contrats afin de rendre plus faciles les dispositions de garantie relativement aux installations agrandies de NOVA. Lorsque les producteurs et NOVA auront signé les clauses de garantie et de financement, ces contrats seront cédés aux trois producteurs à nouveau. La période et le volume visés par toutes les dispositions de transport ne sont pas inférieurs à ceux demandés.

WWP a conclu un contrat de transport SG de 30 ans avec ANG le 12 juin 1991 relativement à un volume journalier de $565 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($20\,000 \cdot 10^6 \text{ Btu}$). Elle est également titulaire de contrats de transport SG de 30 ans concernant les pipelines d'ANG/Foothills et de PGT, contrats qu'elle a acquis de CP National Corporation. Par ailleurs, WWP a conclu un contrat de transport SG de 30 ans avec PGT le 25 avril 1991.

La capacité faisant l'objet des contrats avec ANG/Foothills et PGT suffit à transporter les volumes demandés pendant la période allant de novembre à mars. WWP a accès à une plus grande capacité sur les réseaux d'ANG/Foothills et de PGT de novembre à mars que d'avril à octobre afin de satisfaire aux exigences du contrat d'AEC, qui n'est valable que pendant cette première période.

Les installations de prolongement qui doivent être construites aux États-Unis sont en cours de construction et devraient être terminées d'ici le 1^{er} novembre 1993.

Comparaison des estimations effectuées par PanCanadian et l'ONE sur la capacité de production annuelle



3.4 Marchés et contrats de vente

WWP est un service d'électricité et de gaz naturel de propriété privée desservant certaines régions des États de Washington, de l'Idaho, de l'Oregon et du nord-est de la Californie, qui englobe 25 comtés. La plus grande région étant Spokane County, Washington. Entre les mois d'octobre et de mars, les ventes de cette société représentent environ 65 % du chiffre d'affaires annuel. En 1991, les ventes de gaz de WWP ont totalisé $572 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($20,2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$).

Les approvisionnements actuels de WWP comprennent les achats garantis et au comptant de gaz livrés par l'intermédiaire de Northwest Pipeline Corporation («Northwest»). En 1991, environ 38 % des approvisionnements de WWP ont été achetés de l'Alberta en vertu de contrats à court terme. Ces approvisionnements ont été livrés par le réseau de PGT. WWP s'attend à ce que les volumes d'exportation proposés réduisent considérablement ses achats de gaz actuels à court terme du Canada.

Elle s'attend aussi à ce que les volumes d'exportation représentent 40 % de l'ensemble de ses achats journaliers moyens en 1993, et 50 % en 2003. Elle prévoit que ses ventes garanties augmenteront selon une moyenne annuelle variant entre 2,1 % de moins que son scénario de croissance le moins élevé et 3,9 % de plus que son meilleur scénario de croissance au cours de la période de 1992-2003. WWP estime que cette augmentation continue est attribuable à un certain nombre de facteurs, dont :

-un plus grand nombre d'occasions d'emplois dans la région de Spokane County;

-l'augmentation prévue de la population; et

-le nombre accru de transformations de moyens de chauffage de l'air et de l'eau qui passeront de l'électricité au gaz.

WWP s'attend à ce que les volumes d'exportation lui permettent de diversifier son portefeuille d'approvisionnements actuels et qu'ils la mettent à l'abri des interruptions d'approvisionnement sur son marché captif. WWP a déclaré que pendant les saisons d'hiver et d'été faisant l'objet de la période du contrat, le coefficient de charge atteindrait en moyenne 90 % et 75 %, respectivement. En octobre et en décembre 1991, WWP a signé des contrats de vente de gaz, tels que modifiés, avec AEC, Amerada et PanCanadian. Le contrat avec AEC entrera en vigueur le jour où les livraisons garanties commenceront ou le jour où le service garanti sera disponible sur les réseaux de NOVA, d'ANG/Foothills et de PGT, selon la première éventualité, et prendra fin dix ans plus tard. Le contrat avec PanCanadian entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1993 ou à la date à laquelle toutes les conditions suspensives auront été respectées, selon la dernière éventualité, et se terminera également dix ans plus tard. Le contrat avec Amerada commencera à la même date que celui de PanCanadian, mais arrivera à échéance sept ans plus tard. Dans le cas des contrats d'Amerada et de PanCanadian, on s'attend à ce que les livraisons garanties aient lieu avant le 1^{er} novembre 1994, tandis que dans le cas du contrat d'AEC, le commencement des livraisons garanties peut être reporté jusqu'au 1^{er} novembre 1995. La période de livraison du contrat d'AEC s'étend de novembre à mars. Les volumes qui ne seront pas commandés pendant cette période pourront être livrés entre avril et octobre.

Ces trois contrats peuvent être prolongés annuellement, sous réserve de l'accord mutuel des parties. Le tableau 3-3 indique les quantités journalières maximales («QJM») et les commandes minimales en vertu de ces contrats. Les contrats d'Amerada et de PanCanadian sont assujettis à l'obtention de toutes

les approbations réglementaires d'ici le 1^{er} décembre 1992¹, tandis que celui d'AEC est assujéti à l'obtention de toutes les approbations réglementaires d'ici le 1^{er} novembre 1993. WWP a affirmé que ces contrats avaient été négociés entre entreprises indépendantes.

Plus de trois fois en cinq hivers consécutifs ou moins, AEC peut réduire la QJM proportionnellement si WWP commandait moins que la quantité minimale en hiver («QMH»). La QMH est un pourcentage prédéterminé de la QJM faisant partie du contrat d'AEC. L'une des parties peut résilier le contrat si la QJM s'élevait à moins de $142 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$).

Par ailleurs, Amerada et PanCanadian peuvent réduire la quantité minimale annuelle («QMA») proportionnellement advenant que WWP prenne moins que les commandes minimales annuelles respectives. Aussi, Amerada et PanCanadian peuvent résilier leurs contrats si les commandes de WWP s'élevaient à moins de 30 % et de 40 % de la QMA, respectivement.

WWP doit acquitter des frais de couverture de déficit pour les volumes non commandés. Ces frais correspondent à 20 % du taux commercial dans le cas des contrats d'Amerada et d'AEC et de 25 % dans le cas du contrat de PanCanadian. En vertu des contrats respectifs, WWP peut récupérer les volumes non commandés après avoir appliqué la QMA et la QMH à la prochaine année contractuelle.

¹ Dans une lettre du 28 janvier, l'Office a signifié que le délai concernant le respect des conditions suspensives faisant partie des contrats d'Amerada et de PanCanadian a été retardé jusqu'au 1^{er} décembre 1993.

Tableau 3-3

Quantités journalières maximales et commandes minimales
en vertu des contrats avec WWP

Contrat d'AEC¹ Contrat PanCanadian¹ Contrat de Contrat Amerada²

Quantité

journalière 435,7 10³ m³ 282 10³ m³ 304,6 10³ m³
maximale (15,5 10⁶ pi³) (10 10⁶ pi³) (10,8 10⁶ pi³)

Commande 211,2 10³ m³ 70 % de la 50 % de la
minimale (7,5 10⁶ pi³) QJM QJM

1. En vertu du contrat d'AEC, les commandes ne visent que les mois de novembre à mars.
2. La QJM augmente selon un taux prédéterminé pour chaque année contractuelle consécutive.

En vertu de chaque contrat, le prix correspond aux frais liés à la demande de NOVA et aux frais liés au produit. Les contrats stipulent que les parties doivent partager les frais liés à la demande pour toute capacité de NOVA non utilisée. Les frais liés au produit sont négociés annuellement et sont fondés sur le prix des achats de gaz de WWP et sur le prix des ventes des producteurs aux autres marchés. Les frais liés au produit ne peuvent excéder le prix moyen pondéré («PMPG») du gaz de WWP. Si les négociations relatives aux prix échouent, l'une ou l'autre des parties peut alors entrer en arbitrage avant le 1^{er} novembre de l'année contractuelle.

WWP estime que les prix selon les rentrées nettes qui auraient été en vigueur conformément aux conditions de ces contrats à Coleman, en Alberta, au mois de janvier 1992 auraient varié entre 1,50 \$/GJ (1,58 \$/10⁶ Btu) et 2,10 \$/GJ (2,21 \$/10⁶ Btu).

3.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

En septembre et en octobre 1992, AEC, Amerada et PanCanadian ont fait une demande auprès de l'OCRÉA concernant des permis d'acheminement pour des durées et des volumes conformes aux contrats respectifs. WWP prévoyait faire une demande d'autorisation d'importation au DOE/FE d'ici le 1^{er} décembre 1992. Les décisions relatives à ces demandes sont en instance. Les installations de prolongement pour le transport ont déjà reçu les autorisations réglementaires.

3.6 Opinion de l'Office

L'Office remarque que WWP doit verser des frais de couverture de déficit dans le cas des volumes non commandés. Par ailleurs, WWP doit passer des commandes minimales de gaz ou être assujettie à des volumes réduits ou à la résiliation des contrats de gaz. L'Office reconnaît que le marché croissant de WWP sera vraisemblablement à long terme et stable. Par conséquent, l'Office croit qu'il peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la licence soient commandés.

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché puisqu'il est négocié

(xl)

annuellement selon les prix en vigueur sur le marché et qu'il peut faire l'objet d'arbitrage au besoin. De plus, l'Office se satisfait de la preuve présentée par WWP quant à l'in vraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier les contrats de vente de gaz. Il est donc d'avis que ces contrats intéresseront les deux parties pendant toute la période proposée et qu'ils seront durables.

L'Office a examiné les contrats de vente de gaz et souligne qu'ils ont été négociés entre entreprises indépendantes.

Puisqu'AEC, Amerada et PanCanadian proposent d'exporter leur propre approvisionnement en gaz, le soutien des producteurs n'est pas nécessaire.

L'Office remarque que WWP est directement responsable de tous les frais de transport sur le réseau d'ANG/Foothills et qu'elle est obligée, par contrat, de compenser les producteurs pour les frais de NOVA liés à la demande dans le cas des volumes non commandés. De plus, les contrats stipulent que les parties partageront les coûts attribuables aux frais liés à la demande pour toute capacité non utilisée de NOVA. Par conséquent, l'Office juge que les contrats de vente de gaz comprennent des dispositions concernant le paiement des frais de transport connexes sur les pipelines canadiens pendant les périodes visées par les contrats de vente de gaz.

En ce qui a trait à la suffisance des approvisionnements, l'Office estime que les réserves totales des trois fournisseurs sont neuf fois plus grandes que le volume demandé et qu'elles représentent près de deux fois le total des besoins prévus des trois producteurs pendant la période demandée. L'estimation de la capacité de production effectuée par l'Office indique certaines légères insuffisances vers le début de la période demandée. Toutefois, l'Office croit qu'AEC peut répondre à ses besoins en ayant recours à du gaz non affecté qui est emmagasiné dans son installation de stockage. L'estimation de la capacité de production d'Amerada et de PanCanadian démontre la suffisance des approvisionnements pendant la période proposée. L'Office remarque également que les périodes et les volumes des contrats de vente de gaz sont conformes à la licence demandée. Il note que les modalités de transport pour chacun des pipelines ont déjà été conclues et que la période des contrats varie de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires déjà demandées ou reçues concernent des périodes et des volumes conformes à la licence demandée. Par conséquent, l'Office estime donc que la période de la licence demandée est appropriée.

3.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à WWP, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

Poco Petroleums Ltd.

4.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 14 novembre 1991, Poco a sollicité une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- À compter du 1 ^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle les conditions suspensives du contrat d'achat de gaz entre Northwest Natural Gas Company («Northwest Natural») et Poco auront été respectées, et jusqu'au 30 septembre 2003.
Point d'exportation	- Kingsgate, (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 445,1 10 ³ m ³ (15,7 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 138,8 10 ⁶ m ³ (4,9 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	- 869,5 10 ⁶ m ³ (30,7 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de gisements détenus ou contrôlés par Poco. Il serait transporté au Canada par les réseaux de NOVA et d'ANG/Foothills jusqu'à la frontière canado-américaine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Aux É.-U., il passerait par les réseaux de PGT et de Northwest afin d'être livré à Northwest Natural, une société de distribution locale desservant les États de Washington et de l'Oregon.

4.2 Approvisionnement en gaz

4.2.1 Réserves

Le gaz proposé à l'exportation sera pris à même les réserves d'exportation de Poco. C'est pourquoi aucun gisement n'a été affecté à la vente par contrat. Poco a fait remarquer que ses réserves destinées à l'exportation sont composées de 8 017 10⁶ m³ (283,1 10⁹ pi³) de réserves établies ainsi que de 3 500 10⁶ m³ (126,3 10⁹ pi³) de potentiel non découvert. Ces réserves d'exportation permettront de fournir 5 811 10⁶ m³ de gaz (205,1 10⁹ pi³), ce qui représente les besoins restants des licences GL-117, GL-118, GL-173 et GL-174 ainsi que les volumes faisant l'objet de cette demande aux taux de commande prévus.

Le tableau 4-1 démontre que l'estimation effectuée par l'Office concernant les réserves de gaz établies de Poco est de 7 % inférieure à celle présentée par Poco, et que toutes deux sont environ huit fois supérieures au volume demandé. L'estimation des réserves établies de Poco effectuée par l'Office est

(xlii)

de 28 % supérieure aux besoins totaux de la société, tandis que son estimation du potentiel non découvert de Poco est comparable à celle de Poco. Le potentiel non découvert de Poco ne fait pas l'objet d'un examen plus poussé, car la capacité de production des réserves établies suffit à répondre aux besoins de la licence demandée.

Tableau 4-1

**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Poco
et du volume total demandé**

	10^6 m^3 (10^9 pi^3)	
Poco	ONE	Volume demandé
8 017 ¹ (283,1)	7 436 ¹ (262,6)	870 ² (30,7)

1. Au 31 décembre 1991.
2. Ces volumes ne représentent qu'une fraction du total des engagements pris par Poco qui doivent être satisfaits à partir de ces réserves. Ces engagements, y compris les nouveaux volumes destinés à Northwest Natural, s'établissent à $5\,811\,10^6 \text{ m}^3$ ($205,1\,10^9 \text{ pi}^3$), selon les taux de commande prévus.

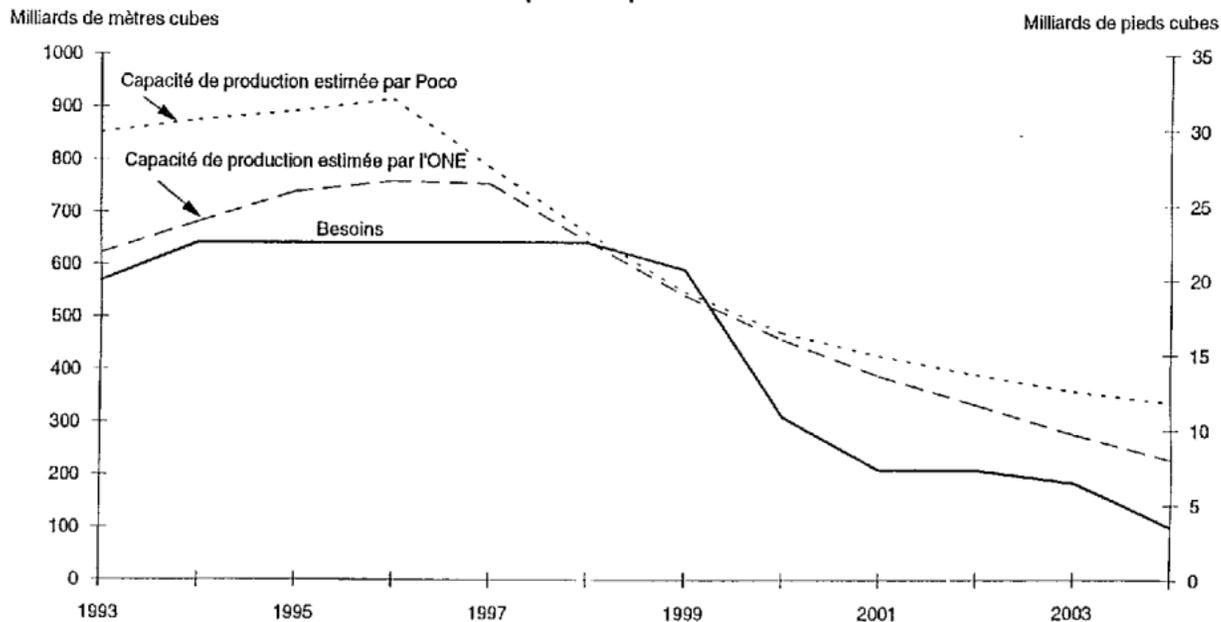
4.2.2 Capacité de production

La figure 4-1 compare les estimations effectuées par l'Office et par Poco de la capacité des réserves établies par rapport aux besoins annuels moyens de Poco. L'estimation de la capacité de production redressée effectuée par l'Office est moins élevée que celle de Poco. Néanmoins, elle laisse croire que l'approvisionnement serait suffisant pour satisfaire aux besoins annuels moyens pendant la plus grande partie de la période. On devrait pouvoir rectifier la légère insuffisance prévue en 1998 en mettant en valeur certaines des réserves potentielles de Poco.

Poco a fourni des prévisions concernant l'équilibre entre le total de son approvisionnement et la demande de la société jusqu'en 2004. Elles indiquent que l'approvisionnement de Poco suffit à satisfaire à tous ses engagements de vente actuels.

Figure 4-1

Comparaison des estimations effectuées par POCO et l'ONE sur la capacité de production annuelle



4.3 Transport

Le 1^{er} septembre 1991, POCO a conclu un contrat SG avec NOVA concernant la livraison des volumes proposés à l'exportation à partir des points de réception situés à Coleman, en Alberta, près de la frontière de la Colombie-Britannique. Par ailleurs, une entente est intervenue entre Northwest Natural et ANG le 12 juin 1991 relativement au transport de gaz sur le réseau d'ANG/Foothills à la frontière canado-américaine, près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Northwest Natural cédera à POCO, provisoirement, une partie de la capacité à laquelle elle a droit sur le réseau d'ANG/Foothills, selon une période et un volume conformes au contrat de vente de gaz.

Aux É.-U., Northwest Natural a signé un contrat de transport SG avec PGT le 25 avril 1991. En vertu de ce contrat, les quantités affectées à l'exportation seraient livrées à un point d'interconnexion rejoignant les installations de Northwest. Aussi, conformément à des dispositions prises avec Northwest le 29 juin 1990, Northwest Natural a droit à un service de transport SG jusqu'au point de livraison.

Toutes les dispositions de transport de même que les périodes et les volumes sont conformes à la présente demande.

4.4 Marchés et contrats de vente

Le gaz sera vendu à Northwest Natural, une société de distribution locale desservant plus de 320 000 clients des secteurs résidentiel, commercial, industriel, de la cogénération et de la production d'électricité des États de l'Oregon et de Washington. Cette société offre des services de vente et de transport et elle livre plus de $2\,830\,10^6\text{ m}^3$ ($100\,10^9\text{ pi}^3$) annuellement.

Entre 1985 et 1990, l'augmentation du nombre de clients et du total des livraisons a subi une hausse moyenne de 3,7 % et de 5,2 % par année, respectivement. Pendant la décennie en cours, Northwest Natural s'attend à ce que les ventes croissent de 2 % par année. Cette prévision est fondée sur le taux de consommation, par personne, du gaz naturel actuellement bas dans le territoire qu'elle dessert ainsi que sur le prix concurrentiel du gaz naturel comparativement aux autres combustibles, comme le pétrole et l'électricité.

Le réseau de transport de Northwest Natural est de service depuis 1988, événement qui a coïncidé avec la déréglementation du réseau de pipeline interétatique. Entre 1987 et 1989, les volumes transportés sont passés de 5 % à 55 % des livraisons annuelles, et le volume des ventes a diminué de façon analogue, principalement dans le secteur industriel. C'est pourquoi Northwest Natural s'attend à ce que tous les accroissements de charges industrielles soient comblés grâce aux volumes de transport. Par conséquent, l'augmentation prévue des ventes sera principalement attribuable aux secteurs résidentiel et commercial.

Actuellement, Northwest Natural achète environ les deux tiers de ses besoins en gaz au Canada. Cette société détient ou a accès par contrat à une capacité d'emménagement faisant partie de cinq installations de stockage différentes. Cette capacité permet à Northwest Natural de satisfaire à plus de la moitié de sa charge de pointe journalière garantie et à environ 20 % de ses besoins annuels. Pendant un jour de pointe, les volumes demandés représenteraient environ 7 % du portefeuille d'approvisionnement total

de Northwest Natural.

Poco prévoit que les coefficients de charge d'été et d'hiver s'établiront à 50 % et 70 % respectivement, ce qui donnera une moyenne annuelle d'environ 60 %.

Le 1^{er} juin 1991, Northwest Natural et Poco ont signé un contrat de vente de gaz, dont la période initiale s'étend jusqu'au 30 septembre 2003. Par la suite, ce contrat sera prolongé d'une année à l'autre jusqu'à ce qu'il soit annulé par l'une des parties moyennant un avis écrit de six mois. Ce contrat prévoit une QJM en hiver («QJMH») et une QJM en été («QJME») de $445,1 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($15,7 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) et de $315,5 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($11,1 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) respectivement. Il est assujéti à l'obtention des approbations réglementaires d'ici le 1^{er} novembre 1994. Poco a affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Northwest Natural doit commander au moins 50 % de la QJMH et de la QJME. Sinon, elle devra verser des frais équivalents à 20 % des frais applicables liés au produit sur la quantité non commandée.

L'échelle tarifaire précisée dans le contrat comprend deux parties : des frais liés à la demande et des frais liés au produit, au point de livraison. Selon le contrat, le point de livraison se situe à l'interconnexion des réseaux de NOVA et d'ANG/Foothills. Cependant, les parties ont modifié le contrat le 13 octobre 1992 afin que Poco ait l'option de changer le point de livraison à Kingsgate.

Les frais liés à la demande correspondront à une somme mensuelle égale aux frais liés à la demande de Poco quant à l'exportation des volumes jusqu'au point de livraison. Pour leur part, les frais liés au produit seront composés d'un prix d'été et d'un prix d'hiver qui seront déterminés annuellement en fonction du marché. Les parties concernées devraient se réunir le 1^{er} septembre 1993 afin de négocier les prix du produit pour la première année du contrat. Ces prix devront être mutuellement acceptables. Le prix du gaz vendu selon des conditions semblables dans le nord-ouest en bordure du Pacifique aux États-Unis, en Colombie-Britannique et en Alberta seront examinés afin d'en arriver aux prix du produit.

En vertu du contrat, advenant que Poco et Northwest Natural ne puissent s'entendre sur les prix d'été et d'hiver, elles devront se conformer à un arbitrage obligatoire. L'arbitrage tiendrait compte de facteurs comme les possibilités que Poco vende son gaz à d'autres parties et que Northwest Natural achète du gaz d'autres parties ainsi que le prix d'autre gaz vendu selon un service et des conditions semblables sur le même marché ou un marché comparable.

Poco a déclaré que le 1^{er} janvier 1992, le prix qui aurait été en vigueur à la frontière de l'Alberta en vertu des conditions de ce contrat se serait établi à 1,79 \$/GJ (1,88 \$/10⁶ Btu).

4.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 21 octobre 1992, Poco a déposé une demande auprès de l'OCRÉA concernant un permis d'acheminement. La décision devrait être prise vers la fin de 1992 ou le début de 1993. Par ailleurs, Northwest Natural a fait une demande d'autorisation d'importation au DOE/FE et la décision devrait être prise au début de 1993.

4.6 Opinion de l'Office

L'Office souligne que Northwest Natural doit commander au moins 50 % de la QJMH et de la QJME afin d'éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît en outre que le marché en expansion du gaz sera vraisemblablement stable et à long terme. L'Office est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office remarque que les prix du produit seront déterminés annuellement en fonction du marché et que le contrat contient une clause d'arbitrage. De plus, l'Office se satisfait de la preuve présentée par Poco quant à l'inraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Puisque le gaz proposé à l'exportation proviendrait de réserves détenues ou contrôlées par Poco, le soutien des producteurs n'est pas requis.

L'Office souligne que le prix du contrat comprend des frais liés à la demande correspondant aux frais liés à la demande de Poco en ce qui a trait au transport des volumes d'exportation jusqu'au point de livraison. L'Office estime donc que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves destinées à l'exportation de Poco effectuée par l'Office dépasse les besoins à long terme prévus de Poco dans une mesure de 28 %, et celle de la capacité de production des réserves établies laisse croire que Poco pourra combler ses besoins annuels moyens pendant la période demandée, sauf peut-être en 1998. L'Office est d'avis que Poco pourrait éviter toute insuffisance en développant une partie de son potentiel non découvert. Il remarque également qu'une demande d'autorisation d'importation a été faite auprès du DOE/FE et que toutes les autres approbations réglementaires ont été reçues. Il note aussi que les dispositions de transport ont été prises dans le cas de tous les pipelines. Les conditions des autorisations réglementaires, des dispositions de transport ainsi que du contrat de vente de gaz sont conformes à la période de la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

4.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention de Poco, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

San Diego Gas & Electric et Bow Valley Industries Ltd.

5.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 22 janvier 1992, SDG&E et BVI ont sollicité conjointement une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- Onze ans à compter de la date des premières livraisons
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- $139,5 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($4,9 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $50,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($1,8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Quantité totale maximale	- $560 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($19,7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Les volumes autorisés à l'exportation qui ne seront pas exportés pendant une année quelconque pourront être exportés pendant le reste de la période de la licence, sous réserve des volumes et des écarts maximums journaliers et annuels autorisés.

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de gisements détenus par BVI. Il serait transporté par le réseau de NOVA à des fins de livraison à SDG&E près de Coleman, en Alberta. Au Canada, SDG&E l'expédierait par le réseau d'ANG/Foothills afin de l'exporter près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Le gaz passerait par les réseaux de PGT, de Pacific Gas & Electric Company («PG&E») et de Southern California Gas Company («SoCalGas») afin d'être livré à SDG&E. Cette dernière est un service d'électricité et de gaz desservant le sud de la Californie.

Tableau 5-1

**Comparaison des estimations des réserves de gaz
établies de BVI et du volume demandé**

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
	BVI ¹	ONE ¹	Volume demandé ²
	2 682 (94,7)	2 660 (93,9)	560 (19,8)

1. Au 1^{er} juillet 1992. Outre l'estimation des réserves de gaz établies, BVI a également déposé une estimation de 989 10⁶ m³ (35 10⁹ pi³) concernant les réserves qui seront disponibles lorsque les contrats d'approvisionnement seront annulés au choix d'AEC (champs Craigend et Ashmont). BVI a en outre indiqué qu'elle pourrait avoir recours à des réserves supplémentaires en Saskatchewan.
2. Au 31 décembre 1991.
3. Ces chiffres représentent 22 % des engagements à long terme de BVI, établis à 2 558 10⁶ m³ (90 10⁹ pi³).

5.2 Approvisionnement en gaz

5.2.1 Réserves

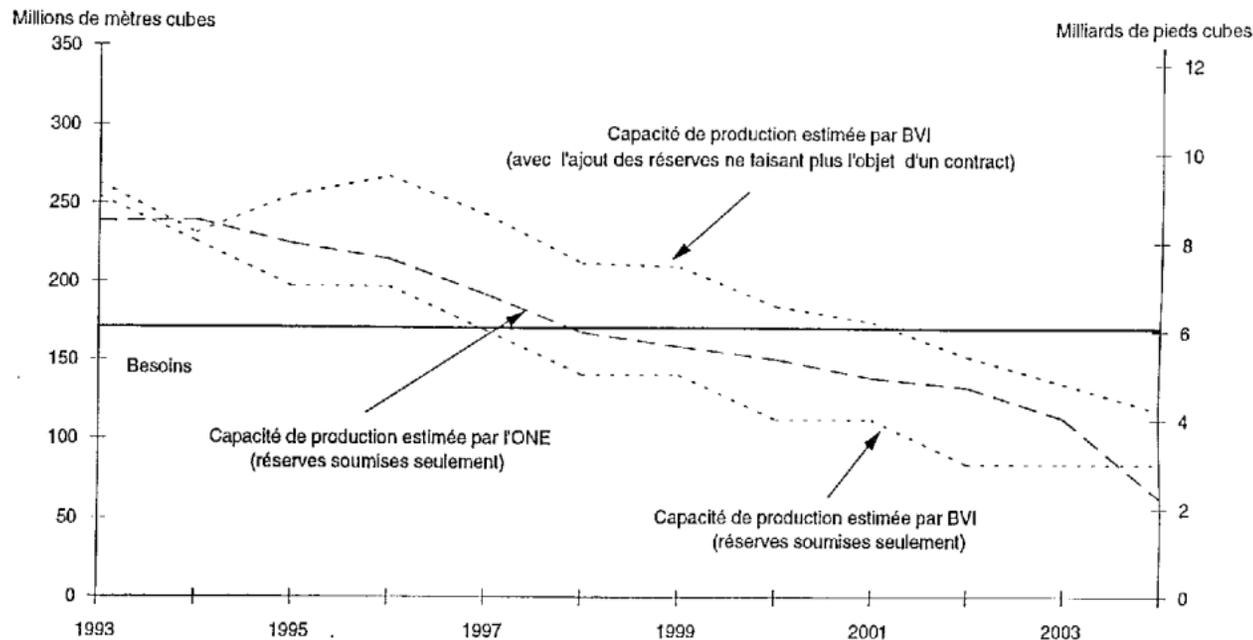
En vertu d'un contrat, BVI peut approvisionner l'exportation proposée à l'aide de ses réserves d'entreprise. C'est pourquoi aucun gisement n'a été affecté à la vente. BVI a adopté les estimations de l'OCREA concernant ses réserves afin d'étayer cette demande, sans nécessairement être d'accord avec cette évaluation. Le tableau 5-1 indique que l'estimation des réserves effectué par l'Office est inférieure de 1 % à celle de BVI, mais qu'elle est supérieure aux besoins totaux de BVI dans une mesure de 4 %, y compris les volumes proposés à l'exportation.

BVI a fait remarquer que les réserves venant étayer la demande d'exportation ne représentent pas les seules sources d'approvisionnement en gaz en vue de l'exportation, bien qu'elles seront probablement la source principale de gaz. BVI pourrait aussi avoir accès à des réserves estimées à 989 10⁶ m³ (35 10⁹ pi³) provenant des champs Craigend et Ashmont, car ces derniers ne feront plus l'objet d'un contrat vers 1995. BVI pourrait également avoir accès à un important excédent provenant du champ Hatton, en Saskatchewan.

5.2.2 Capacité de production

La figure 5-1 compare les prévisions de l'Office et de BVI concernant la capacité de production aux volumes annuels demandés. Selon ces deux estimations, on peut s'attendre à des insuffisances au cours de la quatrième ou de la cinquième année de la demande de 11 ans. BVI prévoit prendre des dispositions d'appui concernant ses possibilités de livraison grâce à ses réserves des champs Craigend et Ashmont. La capacité de production de ces réserves ne faisant plus l'objet d'un contrat permettra à

Figure 5-1
**Comparaison des estimations effectuée par BVI et l'ONE
 sur la capacité de production annuelle**



BVI de satisfaire à ses besoins pendant environ huit ans. Elle comblera l'insuffisance des dernières années du contrat avec un important excédent provenant du champ Hatton, en Saskatchewan, ainsi qu'avec des ajouts à ces réserves d'entreprise.

5.3 Transport

BVI a conclu un contrat de transport SG de 15 ans avec NOVA. Daté du 1^{er} septembre 1991, ce contrat garantit une capacité suffisante en vue de cette exportation.

Le 31 mai 1991, SDG&E a signé un contrat de transport SG de 15 ans avec ANG concernant une quantité journalière de $1\,500\,10^3\text{ m}^3$ ($53\,000\,10^6\text{ Btu}$). Par ailleurs, SDG&E a conclu, en 1991, des contrats de transport SG de 30 ans avec PGT et PG&E ainsi qu'un contrat de transport de service en gros de cinq ans avec SoCalGas en 1990. Après cette période de cinq ans, SDG&E pourrait avoir accès aux services de transport de SoCalGas grâce à un contrat négocié ou à un tarif approuvé par la CPUC. Cette capacité permettrait à SDG&E de transporter les volumes faisant l'objet d'un contrat avec BVI, CHML, Husky et Summit.

5.4 Marchés et contrats de vente

L'analyse du marché de SDG&E qui suit concerne les demandes déposées conjointement par SDG&E et BVI, CHML, Husky et Summit.

SDG&E est le troisième service d'électricité et de gaz en importance en Californie. Elle dessert San Diego et Orange Counties dans le sud de la Californie. SDG&E fournit des services de vente et de transport de gaz à ses clients des marchés captif et non captif, qui représentent actuellement un peu plus de 60 % des besoins annuels total en gaz de SDG&E. Les autres besoins en gaz de SDG&E sont destinés à la production d'électricité à titre de service public («PÉSP»). En 1991, SDG&E comptait environ 682 000 consommateurs de gaz sur le marché captif et 124 clients sur le marché non captif, ainsi qu'un million de consommateurs d'électricité. Ses ventes totales de gaz ont atteint $2\,979\,10^6\text{ m}^3$ ($105,2\,10^9\text{ pi}^3$) en 1991.

Au cours de la période s'étendant de 1987 à 1991, le marché de SDG&E a connu une réduction moyenne de 0,28 % par année en ce qui a trait à sa demande totale de gaz. Cette réduction reflète la diminution de la demande des consommateurs du marché non captif qui découle de la récession, de l'état des changements réglementaires et du temps plus chaud. Pendant cette même période, la demande du marché captif de SDG&E a augmenté de 3 % par année en moyenne. Selon SDG&E, la croissance de son marché captif est attribuable à l'augmentation de la population qui est attirée par un climat plus doux, par les occasions d'emploi que présente l'économie diversifiée de San Diego ainsi qu'aux initiatives législatives et réglementaires en matière de réduction des émissions de combustion.

Les prévisions de l'offre et de la demande de SDG&E prévoient une augmentation de 50 % de la demande totale, soit $1\,458,3\,10^6\text{ m}^3$ ($51,5\,10^9\text{ pi}^3$) pendant la période allant de 1992 à 2002. Par ailleurs, SDG&E projette que sa consommation de gaz en vue de la PÉSP augmenterait de $991\,10^6\text{ m}^3$ ($35\,10^9\text{ pi}^3$) au cours des dix prochaines années afin de répondre à l'augmentation prévue de la demande d'électricité qui se chiffrera à 30 %.

Puisque SDG&E n'a pas eu accès à une capacité de transport suffisante à long terme sur les pipelines interétatiques de la Californie, elle satisfait à ses besoins en gaz en vertu d'achats à court terme. Ce gaz, qui provient du Texas, de l'Oklahoma et du Nouveau-Mexique, est transporté par les pipelines d'El Paso Natural Gas Company («El Paso») et de Transwestern Pipeline Company («Transwestern»), par l'intermédiaire du réseau de SoCalGas. Lorsqu'elle avait accès à des services de transport, SDG&E achetait parfois du gaz produit au Canada.

SDG&E a affirmé que les volumes demandés lui permettraient de diversifier son portefeuille d'approvisionnement en gaz et l'aideraient à respecter ses besoins énergétiques de charge de base futurs. Elle estime que les volumes demandés représenteraient environ 18 % de ses besoins totaux. Ce taux baisserait à 15 % d'ici 2002. Elle s'attend à commander les volumes de BVI selon un coefficient de charge de 90 %.

SDG&E et BVI ont conclu un contrat de vente de gaz daté du 12 mars 1991. La période de ce contrat commence d'abord avec les premières livraisons garanties et s'étend sur 11 ans. Le contrat peut ensuite être prolongé d'année en année sous réserve des approbations réglementaires. Le commencement des livraisons garanties sera à la date à laquelle le service de transport garanti sera offert par les réseaux de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT, de PG&E et de SoCalGas pour l'exportation visée, ou encore, à la date à laquelle toutes les autorisations réglementaires auront été reçues. La période du contrat devrait commencer d'ici le 31 décembre 1994.

(1)

Le contrat prévoit une QJM de $141 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($5,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) à livrer à Coleman, en Alberta; il est assujéti à l'obtention des approbations réglementaires et au commencement des livraisons garanties d'ici le 31 décembre 1994. SDG&E et BVI ont affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Selon le contrat, SDG&E doit commander une quantité minimale mensuelle («QMM») représentant 90 % de la somme des QJM du mois. Elle doit en outre verser une compensation à BVI pour les frais liés à la demande du volume non commandé imposés par NOVA. Si elle commande moins que la QMM en moyenne pendant six mois consécutifs, BVI a l'option de réduire sa QJM proportionnellement.

Le prix contractuel correspond à 97 % du PMPG de SDG&E plus les coûts de transport unitaires de SoCalGas, moins les coûts de transport unitaires de SDG&E. Le PMPG est le prix moyen pondéré du gaz dans le cas des achats de gaz garantis, à terme ou au comptant de SDG&E passant par les réseaux de SoCalGas, El Paso et Transwestern. Le PMPG est établi par SDG&E en fonction du coût réel du produit et du coût variable du transport, sous réserve de l'approbation de la CPUC.

Le prix estimatif selon les rentrées nettes qui aurait été en vigueur à Coleman, en Alberta, le 1^{er} janvier 1992 selon les conditions de ce contrat, se serait établi à 1,137 \$/GJ ($1,197 \text{ } \$/10^6 \text{ Btu}$). Si la CPUC applique des droits supplémentaires aux nouvelles stations de compression requises par SoCalGas, le prix selon les rentrées nettes pourrait être réduit jusqu'à concurrence de 0,08 \$/GJ ($0,084 \text{ } \$/10^6 \text{ Btu}$).

5.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 18 août 1992, BVI a demandé un permis d'acheminement à l'OCRÉA. La décision est en instance. De plus, SDG&E a obtenu une autorisation d'importation du DOE/FE le 13 novembre 1992. Tous les prolongements de pipelines des É.-U. sont en cours de construction, sauf dans le cas de certains compresseurs qui seront installés entre les réseaux de PG&E et de SoCalGas. Les compresseurs ont fait l'objet d'une audience de la CPUC qui a commencé le 3 novembre 1992. La décision est en instance.

5.6 Opinion de l'Office

L'Office souligne que SDG&E doit régulièrement passer des commandes selon un coefficient de charge d'environ 90 % afin que sa QJM ne soit pas réduite. Il reconnaît également que le marché du gaz en expansion de SDG&E sera vraisemblablement stable et à long terme. Il est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché. De plus, il se satisfait de la preuve présentée par SDG&E et BVI quant à l'invraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Puisque le gaz proposé à l'exportation proviendrait de réserves détenues par BVI, l'appui des producteurs n'est pas requis.

(li)

L'Office prend note que SDG&E est responsable des frais de transport par le réseau d'ANG/Foothills et qu'elle doit verser une compensation à BVI pour les frais liés à la demande du volume non commandé imposés par NOVA. Il est également d'avis que le prix selon les rentrées nettes couvrira les frais liés à la demande imposés par NOVA. Il est donc satisfait que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves effectuée par l'Office correspond approximativement aux besoins totaux de BVI. Par ailleurs, l'estimation de la capacité de production réalisée par l'Office laisse entrevoir une insuffisance à compter de la cinquième année de la période proposée. Toutefois, l'Office croit que BVI dispose de réserves supplémentaires et d'une productivité suffisantes pour répondre à tous ses besoins pendant la période proposée. L'Office remarque que la période du contrat de vente de gaz s'étend sur 11 ans. Il fait valoir que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis et que la période contractuelle va de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires demandées ou reçues visent une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

SDG&E et BVI ont demandé un écart admissible selon lequel tout volume autorisé pour l'exportation non exporté au cours d'une année quelconque doit l'être au cours du reste de la période de la licence, sous réserve des maximums journalier et annuel ainsi que des écarts admissibles autorisés. L'Office n'est pas convaincu qu'une telle souplesse est nécessaire dans la licence et souligne que de tels volumes peuvent être exportés en vertu d'ordonnances à court terme.

5.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention de SDG&E et de BVI sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

San Diego Gas & Electric et Canadian Hunter Marketing Ltd.

6.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 21 janvier 1992, SDG&E et CHML ont sollicité conjointement une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- Dix ans à compter de la date des premières livraisons
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- $557,6 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($19,7 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $203,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($7,2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Quantité totale maximale	- $2 \cdot 035 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($71,8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Les volumes autorisés à l'exportation qui ne seront pas exportés pendant une année quelconque pourront être exportés pendant le reste de la période de la licence, sous réserve des volumes et des écarts maximums journaliers et annuels autorisés.

Le gaz visé par l'exportation serait produit par Canadian Hunter Exploration Limited («CHEL»), la société mère de CHML, à partir de l'unité B du gisement Border Montney en Colombie-Britannique. Ce gaz adjacent à la frontière de l'Alberta serait transporté par le réseau de NOVA à des fins de livraison à SDG&E près de Coleman, en Alberta. Au Canada, SDG&E l'expédierait par le réseau d'ANG/Foothills afin de l'exporter près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Le gaz passerait par les réseaux de PGT, de PG&E et de SoCalGas afin d'être livré à SDG&E. Cette dernière est un service d'électricité et de gaz desservant le sud de la Californie.

(liii)

Tableau 6-1

**Comparaison des estimations des réserves de gaz
établies de CHML et du volume total demandé**

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)	
CHML ¹	ONE ¹	Volume demandé ²
2 067 (73)	2 128 (75)	2 035 (72)

1. Au 1^{er} janvier 1992. Le volume qu'a promis CHML représente moins que sa participation directe de 35,8 % dans l'unité B du gisement Border Montney.
2. Au 1^{er} janvier 1992. Cette estimation tient compte du volume promis de CHML de 2 068 10⁶ m³ (73 10⁹ pi³), multiplié par le ratio de la grandeur totale du gisement Border Montney accepté par l'Office et CHML.

6.2 Approvisionnement en gaz

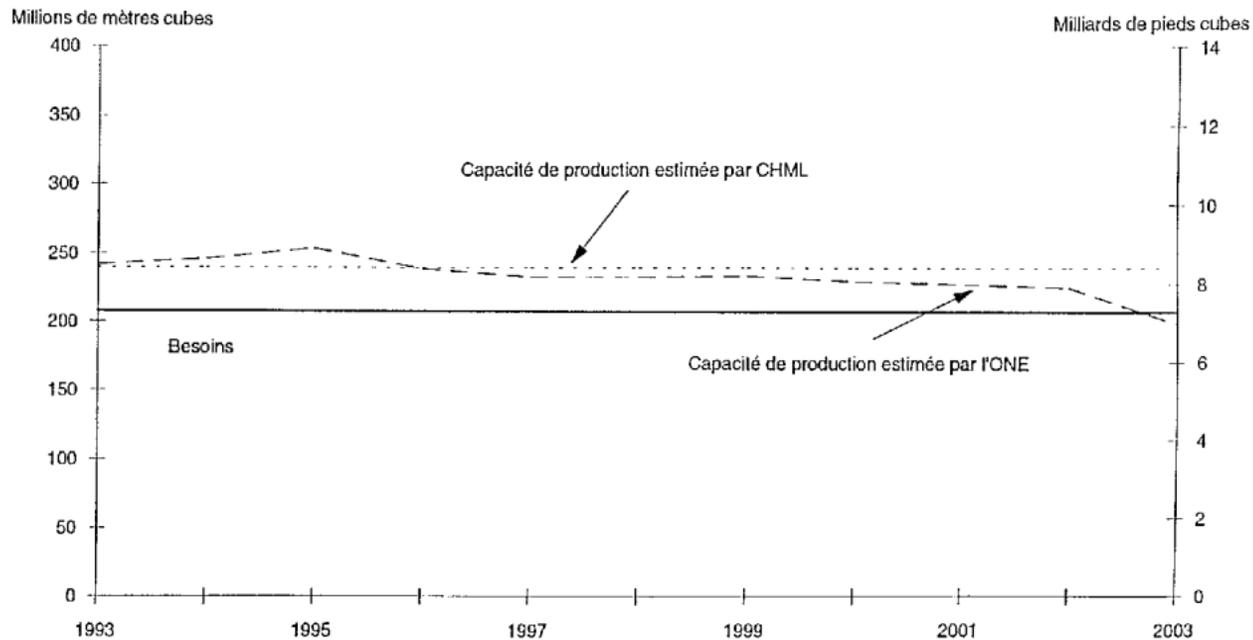
6.2.1 Réserves

CHML entend fournir le gaz pour l'exportation proposée à partir de la participation que CHEL détient dans l'unité B du gisement Border Montney. Les données techniques soumises par CHML concernant l'unité B du gisement Border Montney indiquent des réserves prouvées de 6 202 10⁶ m³ (219 10⁹ pi³) et des réserves prouvées non développées de 5 806 10⁶ m³ (205 10⁹ pi³). Le tableau 6-1 démontre que l'estimation effectuée par l'Office des réserves de gaz établies de CHML affectées à cette demande est de 3 % supérieure à celle de CHML et dépasse de 5 % le volume demandé.

6.2.2 Capacité de production

La figure 6-1 compare les projections de l'Office et de CHML concernant la capacité de production au volume annuel demandé. Généralement, ces projections sont fixes et dépassent les besoins, sauf pendant une partie de la dernière année de la licence en raison d'un important programme de forage intercalaire effectué dans une grande réserve non développée. Dans sa prévision de la capacité de production, CHML a ajouté 117 puits pour un total de 172 puits producteurs d'ici 2002. CHML a également présenté l'estimation de sa capacité de production totale, car elle pourrait y avoir recours pour satisfaire aux volumes demandés. Selon cette estimation, la capacité de production totale de CHEL excède ses besoins à long terme pendant la période demandée.

Figure 6-1
 Comparaison des estimations effectuées par CHML et l'ONE
 sur la capacité de production annuelle



6.3 Transport

CHML a conclu un contrat de transport SG de 15 ans avec NOVA. Daté du 1^{er} septembre 1991, ce contrat garantit une capacité suffisante pour cette exportation. La section 5.3 des présents Motifs de décision traite des dispositions de transport en aval du réseau de NOVA.

6.4 Marchés et contrats de vente

La section 5.4 des présents Motifs de décision porte sur le marché de SDG&E.

SDG&E et CHML ont signé un contrat de vente de gaz le 12 mars 1991. La période de ce contrat commence d'abord avec les premières livraisons garanties et s'étend sur dix ans. Le contrat peut ensuite se prolonger d'année en année sous réserve des approbations réglementaires. Le commencement des livraisons garanties sera à la date à laquelle le service de transport garanti sera offert par les réseaux de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT, de PG&E et de SoCalGas pour l'exportation visée, ou encore, à la date à laquelle toutes les autorisations réglementaires auront été obtenues. La période du contrat devrait commencer d'ici le 31 décembre 1994. SDG&E et CHML prévoient un coefficient de charge moyen de 90 % pour la durée du contrat.

Le contrat prévoit une QJM de $563,5 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($20,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) à livrer à Coleman, en Alberta; il est assujéti à l'obtention des approbations réglementaires et du commencement des livraisons garanties d'ici le 31 décembre 1994. SDG&E et CHML ont affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Selon le contrat, SDG&E doit commander une QMM qui représente 95 % de la somme des QJM du mois. Si elle commande moins que la QMM pendant deux mois consécutifs, elle doit alors payer des frais liés au stock de gaz («FSG») de 0,29 \$ US/GJ ($0,30 \text{ \$ US}/10^6 \text{ Btu}$) dans le cas du volume non commandé. Elle doit en outre verser une compensation à CHML pour les frais liés à la demande du volume non commandé imposés par NOVA. SDG&E peut récupérer jusqu'à la moitié des FSG payés en commandant un volume supérieur à la QMM pendant le reste de la période du contrat.

Le prix contractuel correspond au PMPG de SDG&E, tel que décrit à la section 5.4 des présents Motifs de décision, plus les frais de transport unitaire par le réseau de SoCalGas, moins les frais de transport unitaire de SDG&E et $0,05 \text{ \$ US}/\text{GJ}$ ($0,05 \text{ \$ US}/10^6 \text{ Btu}$).

Le prix estimatif selon les rentrées nettes qui aurait prévalu à Coleman, en Alberta, le 1^{er} janvier 1992 selon les conditions du contrat, se serait établi à $1,149 \text{ \$}/\text{GJ}$ ($1,209 \text{ \$}/10^6 \text{ Btu}$). Si la CPUC appliquait des droits supplémentaires aux nouvelles stations de compression requises par SoCalGas, le prix selon les rentrées nettes pourrait être réduit jusqu'à concurrence de $0,08 \text{ \$}/\text{GJ}$ ($0,084 \text{ \$}/10^6 \text{ Btu}$).

6.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 24 juillet 1992, CHML a fait une demande de certificat d'acheminement de gaz à EMRP. La décision est en instance. La section 5.5 traite de l'autorisation d'importation du DOE/FE et de l'autorisation de prolongement de pipelines.

6.6 Opinion de l'Office

(lv)

L'Office souligne que SDG&E doit commander 95 % de la QJM afin d'éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît également que le marché du gaz en expansion de SDG&E sera vraisemblablement stable et à long terme. Il est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché. De plus, il se satisfait de la preuve présentée par SDG&E et CHML quant à l'in vraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Le soutien des producteurs a été obtenu puisque CHML, le mandataire de CHEL, a conclu un contrat de vente de gaz avec SDG&E.

L'Office prend note que SDG&E est responsable des frais de transport par le réseau d'ANG/Foothills et qu'elle doit verser une compensation à CHML pour les frais liés à la demande du volume non commandé imposés par NOVA. Il est également d'avis que le prix selon les rentrées nettes couvrira les frais liés à la demande imposés par NOVA. Il est donc satisfait que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves soumises effectuée par l'Office dépasse les volumes demandés. Par ailleurs, la capacité de production devrait se maintenir pendant presque toute la période demandée grâce à un important programme de forage intercalaire. L'Office croit qu'à partir des réserves soumises, CHML peut satisfaire à ses besoins pendant la période demandée, et qu'elle pourrait remédier aux insuffisances éventuelles à l'aide de d'autres réserves d'entreprise. L'Office souligne également que le contrat de vente de gaz porte sur dix ans. Il fait valoir que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis et que la période contractuelle va de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires demandées ou reçues visent une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

SDG&E et CHML ont demandé à ce que les volumes autorisés à l'exportation qui ne seront pas exportés pendant une année quelconque puissent être exportés pendant le reste de la période de la licence, sous réserve des volumes et des écarts journaliers et annuels autorisés. L'Office ne croit pas que cela soit nécessaire et fait remarquer que ces volumes pourraient être exportés en vertu d'ordonnances à court terme.

6.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention de SDG&E et de CHML, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

San Diego Gas & Electric et Husky Oil Operations Ltd.

7.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 22 janvier 1992, SDG&E et Husky ont sollicité conjointement une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- Dix ans à compter de la date des premières livraisons
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- $609,9 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($21,7 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $222,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($7,9 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Quantité totale maximale	- $2 \cdot 226 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($79,1 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de gisements détenus par Husky. Il serait transporté par le réseau de NOVA à des fins de livraison à SDG&E près de Coleman, en Alberta. Au Canada, SDG&E l'expédierait par le réseau d'ANG/Foothills afin de l'exporter près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Le gaz passerait ensuite par les réseaux de PGT, de PG&E et de SoCalGas afin d'être livré à SDG&E. Cette dernière est un service d'électricité et de gaz desservant le sud de la Californie.

7.2 Approvisionnement en gaz

7.2.1 Réserves

Husky entend fournir le gaz pour l'exportation proposée à partir de ses réserves d'entreprise non affectées en Alberta, y compris ses propriétés de Caroline et de Karr présentées à l'Office lors de l'audience GH-4-92, qui a porté sur les installations de TransCanada en 1993-1994. Dans le cadre de sa demande, Husky a adopté l'estimation de l'OCREA concernant ses réserves. Le tableau 7-1 démontre que l'estimation effectuée par l'Office des réserves de gaz établies est de 1 % inférieure à celle de Husky et qu'elle dépasse de 35 % les engagements estimatifs à long terme de Husky, y compris l'exportation proposée.

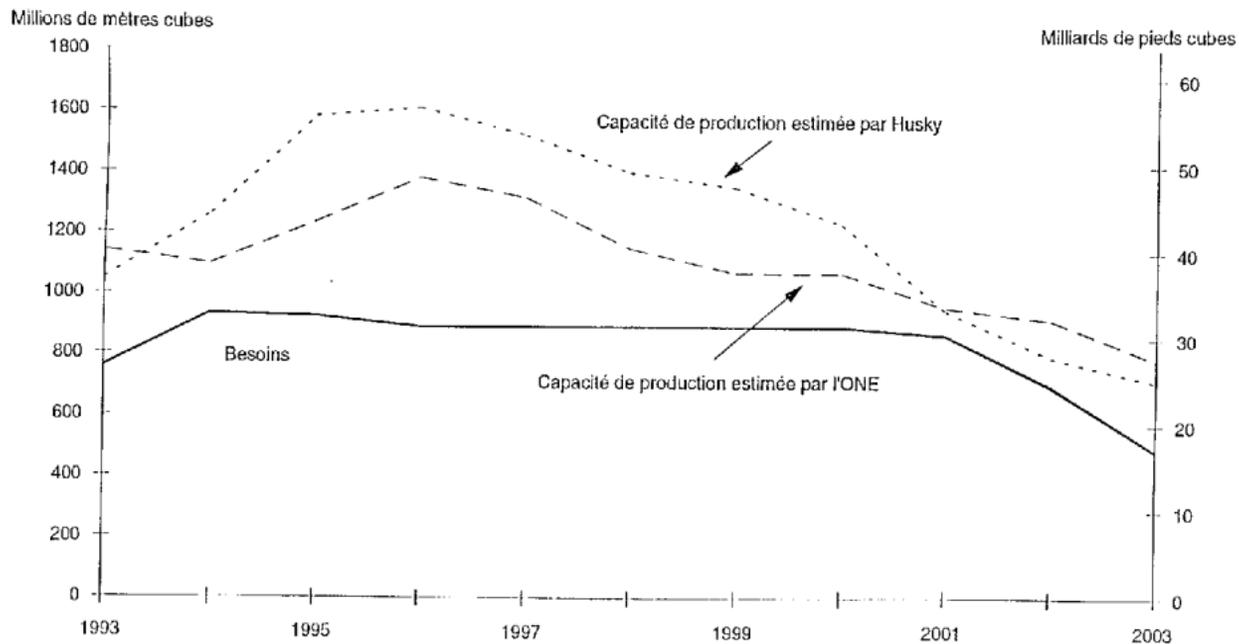
7.2.2 Capacité de production

La figure 7-1 compare les prévisions de l'Office et de Husky concernant la capacité de production au total des besoins de la société, y compris les volumes demandés. Les prévisions effectuées par les deux entités démontrent que l'approvisionnement de Husky devrait excéder le total des besoins pendant toute la durée du contrat.

7.3 Transport

Husky a conclu un contrat de transport SG de 15 ans avec NOVA. Daté du 1^{er} septembre 1991, ce contrat garantit une capacité suffisante pour cette exportation. La section 5.3 des présents Motifs de décision traite des dispositions de transport en aval du point de vente de NOVA.

Figure 7-1
 Comparaison des estimations effectuées par Husky et l'ONE
 sur la capacité de production annuelle



7.4 Marchés et contrats de vente

La section 5.4 des présents Motifs de décision porte sur le marché de SDG&E.

Le 12 mars 1991, SDG&E et Husky ont signé un contrat de vente de gaz modifié. La période de ce contrat commence d'abord avec les premières livraisons garanties et s'étend sur dix ans. Le contrat peut ensuite se prolonger d'année en année jusqu'à un maximum de cinq ans, sous réserve des approbations réglementaires. Le commencement des livraisons garanties sera à la date à laquelle le service de transport garanti sera offert par les réseaux de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT, de PG&E et de SoCalGas pour l'exportation visée, ou encore, à la date à laquelle toutes les autorisations réglementaires auront été obtenues. La période du contrat devrait commencer d'ici le 31 décembre 1994. SDG&E et Husky prévoient un coefficient de charge moyen de 90 % pour la durée du contrat.

Le contrat prévoit une QJM de $616,52 \times 10^3 \text{ m}^3$ ($21,9 \times 10^6 \text{ pi}^3$) à livrer à Coleman, en Alberta; il est assujéti à l'obtention des approbations réglementaires et au commencement des livraisons garanties d'ici le 1^{er} novembre 1994. SDG&E et Husky ont affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Selon le contrat, SDG&E doit commander une QMM représentant 90 % de la somme des QJM du mois. Si elle commande moins que la QMM pendant deux mois consécutifs, elle doit payer des FSG de 20 % sur l'écart entre le prix contractuel et les frais de NOVA liés au volume déficitaire. Elle doit en outre verser une compensation à Husky pour les frais liés à la demande du volume non commandé imposés par NOVA. SDG&E peut récupérer jusqu'à la moitié des FSG payés en commandant un volume supérieur à la QMM au cours des 12 mois suivants.

Le prix contractuel correspond à 97 % du PMPG de SDG&E, tel que décrit à la section 5.4 des présents Motifs de décision, plus les coûts de transport unitaire par le réseau de SoCalGas, moins les coûts de transport unitaire de SDG&E.

Le prix estimatif selon les rentrées nettes qui aurait prévalu à Coleman, en Alberta, le 1^{er} janvier 1992 selon les conditions du présent contrat, se serait établi à 1,137 \$/GJ (1,197 \$/10⁶ Btu). Si la CPUC appliquait des droits supplémentaires aux nouvelles stations de compression requises par SoCalGas, le prix selon les rentrées nettes pourrait être réduit jusqu'à concurrence de 0,08 \$/GJ (0,084 \$/10⁶ Btu).

7.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 16 octobre 1992, Husky a demandé à l'OCRÉA de modifier son permis d'acheminement. La décision est en instance. La section 5.5 traite de l'autorisation d'importation du DOE/FE et de l'autorisation de prolongement de pipelines.

7.6 Opinion de l'Office

L'Office souligne que SDG&E doit commander 90 % de la QJM afin d'éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît également que le marché du gaz en expansion de SDG&E sera vraisemblablement stable et à long terme. Il est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

(lx)

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché. De plus, il se satisfait de la preuve présentée par SDG&E et Husky quant à l'in vraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Puisque le gaz proposé à l'exportation proviendrait des réserves détenues par Husky, le soutien des producteurs n'est pas requis.

L'Office prend note que SDG&E est responsable des frais de transport par le réseau d'ANG/Foothills et qu'elle doit verser une compensation à Husky pour les frais liés à la demande du volume non commandé imposés par NOVA. Il est également d'avis que le prix selon les rentrées nettes couvrira les frais liés à la demande imposés par NOVA. Il est donc satisfait que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves de Husky effectuée par l'Office dépasse le total estimatif des engagements à long terme de la société. L'Office estime en outre que la capacité de production permettra à Husky de satisfaire à tous ses besoins pendant la période de l'exportation proposée. L'Office souligne également que le contrat de vente de gaz porte sur dix ans. Il fait valoir que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis et que la période contractuelle va de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires demandées ou reçues visent une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

7.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention de SDG&E et de Husky, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

San Diego Gas & Electric et Summit Resources Limited

8.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 22 janvier 1992 SDG&E et Summit ont sollicité conjointement une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les modalités qui suivent:

Période	- Huit ans à compter de la date des premières livraisons
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- $195,1 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($6,9 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $71,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($2,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Quantité totale maximale	- $570 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($20,1 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Les volumes autorisés à l'exportation qui ne seront pas exportés pendant une année quelconque pourront être exportés pendant le reste de la période de la licence, sous réserve des volumes et des écarts maximums journaliers et annuels autorisés.

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de gisements détenus par Summit. Il serait transporté par le réseau de NOVA à des fins de livraison à SDG&E près de Coleman, en Alberta. Au Canada, SDG&E l'expédierait par le réseau d'ANG/Foothills afin de l'exporter près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Le gaz passerait ensuite par les réseaux de PGT, de PG&E et de SoCalGas afin d'être livré à SDG&E. Cette dernière est un service d'électricité et de gaz desservant le sud de la Californie.

Tableau 8-1

**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies
de Summit et du volume total demandé**

	10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
	Summit ¹	ONE ²	Volume demandé
	700 (24,7)	798 (28,2)	570 (20,1)

1. Au 1^{er} janvier 1992. Outre l'estimation des réserves de gaz établies, Summit a également déposé celle de sa participation directe dans les réserves de développement, qui s'établissent à 157 10⁶ m³ (5,5 10⁹ pi³).
2. Au 1^{er} janvier 1992.

8.2 Approvisionnement en gaz

8.2.1 Réserves

Summit entend fournir le gaz pour l'exportation proposée à partir de ses réserves soumises ne faisant pas l'objet d'un contrat. Le tableau 8-1 démontre que l'estimation des réserves de gaz établies de Summit effectuée par l'Office est de 14 % supérieure à celle de Summit et dépasse de 39 % le volume demandé. L'estimation des réserves effectuée par l'Office est plus élevée que celle de Summit, ce qui est principalement attribuable à son interprétation plus positive des données graphiques du gisement.

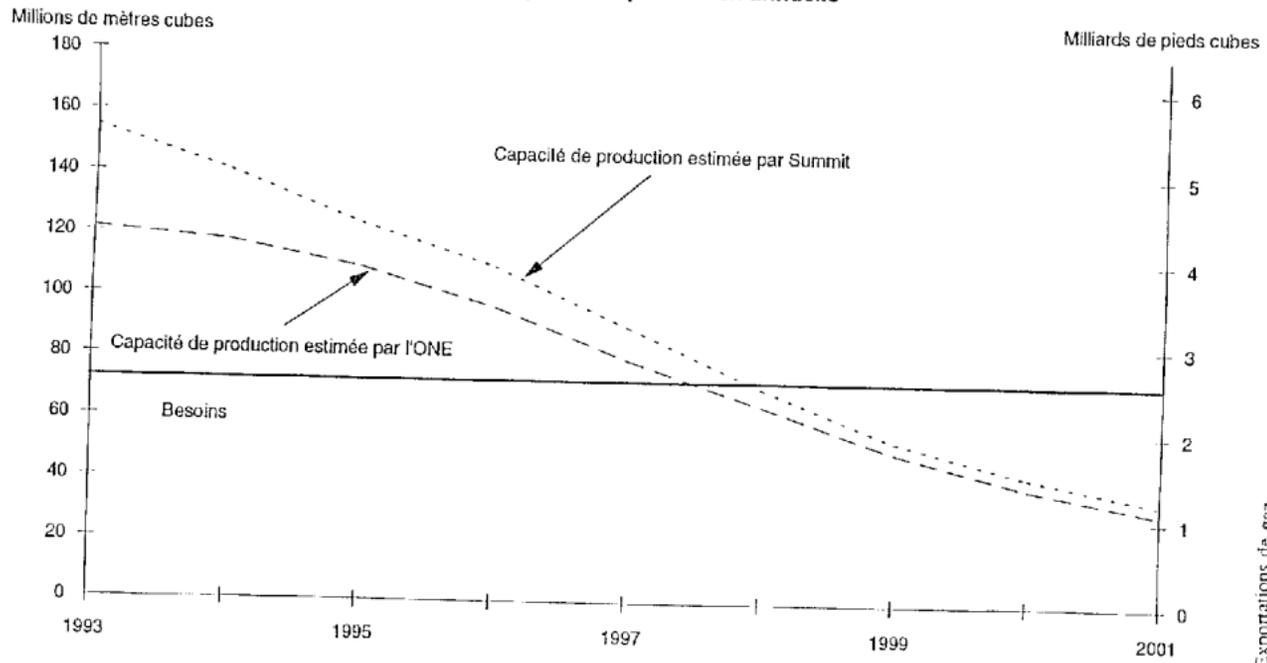
Summit a également fourni une estimation des réserves de développement situées dans 13 sections des régions de Chain et de Craigmyle; cette estimation présente une probabilité de succès allant de 25 % à 50 %. Summit définit les réserves de développement comme étant susceptibles de contenir du gaz, compte tenu des données géophysiques, géologiques et techniques. Elle ne les a pas encore exploitées, car elle n'avait pas d'exigences contractuelles quant à leurs possibilités de livraison. L'Office a étudié ces réserves et approuve généralement l'évaluation de Summit.

8.2.2 Capacité de production

La figure 8-1 compare les prévisions de l'Office et de Summit concernant la capacité de production au volume annuel demandé. Les besoins représentent les volumes demandés avec un coefficient de charge de 100 %.

Les prévisions de l'Office suggèrent que Summit pourra répondre à ses besoins annuels pendant quatre ans et demi à cinq ans sur les huit ans prévus. L'exploitation des «réserves de développement» et d'autres ajouts aux réserves de Summit devraient atténuer les insuffisances prévues en matière de possibilités de livraison.

Figure 8-1
 Comparaison des estimations effectuées par Summit et l'ONE
 sur la capacité de production annuelle



8.3 Transport

Summit a conclu un contrat SG de 15 ans avec NOVA. Daté du 1^{er} septembre 1991, ce contrat garantit une capacité suffisante pour cette exportation. La section 5.3 des présents Motifs de décision traite des dispositions de transport en aval du réseau de NOVA.

8.4 Marchés et contrats de vente

La section 5.4 des présents Motifs de décision porte sur le marché de SDG&E.

Le 12 mars 1991, SDG&E et Summit ont signé un contrat de vente de gaz. La période de ce contrat commence d'abord avec les premières livraisons garanties et s'étend sur huit ans. Le contrat peut ensuite être prolongé d'année en année, sous réserve des approbations réglementaires. Le commencement des livraisons garanties sera à la date à laquelle le service de transport garanti sera offert par les réseaux de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT, de PG&E et de SoCalGas pour l'exportation visée, ou encore, à la date à laquelle toutes les autorisations réglementaires auront été obtenues. La période du contrat devrait commencer d'ici le 31 décembre 1994. SDG&E et Summit prévoient un coefficient de charge moyen de 90 % pour la durée du contrat.

Le contrat prévoit une QJM de $197,2 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($7,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) à livrer à Coleman, en Alberta; il est assujéti à l'obtention des approbations réglementaires et au commencement des livraisons garanties d'ici le 31 décembre 1994. SDG&E et Summit ont affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Selon le contrat, SDG&E doit commander une QMM qui représente 90 % de la somme des QJM du mois. Si elle commande moins que la QMM pendant deux mois consécutifs, elle doit payer des FSG de 0,29 \$ US/GJ (0,30 \$ US/ 10^6 Btu) sur le volume déficitaire. Elle doit en outre verser une compensation à Summit pour les frais liés à la demande du volume non commandé imposés par NOVA. SDG&E peut récupérer jusqu'à 30 % des FSG payés en commandant un volume supérieur à la QMM au cours des six mois suivants.

Le prix contractuel correspond à 97 % du PMPG de SDG&E, tel que décrit à la section 5.4 des présents Motifs de décision, plus les frais de transport unitaire par le réseau de SoCalGas, moins les frais de transport unitaire de SDG&E.

Le prix estimatif selon les rentrées nettes qui aurait prévalu à Coleman, en Alberta, le 1^{er} janvier 1992 selon les modalités du présent contrat se serait établi à 1,137 \$/GJ (1,197 \$/ 10^6 Btu). Si la CPUC appliquait des droits supplémentaires aux nouvelles stations de compression requises par SoCalGas, le prix selon les rentrées nettes pourrait être réduit jusqu'à concurrence de 0,08 \$/GJ (0,084 \$/ 10^6 Btu).

8.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 15 janvier 1992, Summit a demandé à l'OCRÉA un permis d'acheminement de gaz. La décision est en instance. La section 5.5 traite de l'autorisation d'importation du DOE/FE et de l'autorisation de prolongement de pipelines

8.6 Opinion de l'Office

(lxiv)

L'Office souligne que SDG&E doit commander 90 % de la QJM afin d'éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît également que le marché du gaz en expansion de SDG&E sera vraisemblablement stable et à long terme. Il est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché. De plus, il se satisfait de la preuve présentée par SDG&E et Summit quant à l'invraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Puisque le gaz proposé à l'exportation proviendrait des réserves détenues par Summit, le soutien des producteurs n'est pas requis.

L'Office prend note que SDG&E est responsable des frais de transport par le réseau d'ANG/Foothills et qu'elle doit verser une compensation à Summit pour les frais liés à la demande du volume non commandé imposés par NOVA. Il est donc d'avis que le prix selon les reutrées reettes couvrira les frais liés à la demande imposés par NOVA. Il est donc satisfait que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves effectuée par l'Office dépasse les besoins de Summit dans une mesure de 40 %. L'Office estime en outre que la capacité de production excède les besoins de la société pour la plus grande partie de la période demandée. Il est donc d'avis que Summit peut répondre à ses besoins pendant toute cette période en ajoutant la capacité de production d'autres réserves existantes de son portefeuille et en développant de nouvelles réserves. L'Office souligne également que le contrat de vente de gaz porte sur huit ans. Il fait valoir que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis et que la période contractuelle va de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires demandées ou reçues visent une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

SDG&E et Summit ont demandé un écart admissible en vertu duquel les volumes autorisés à l'exportation non exportés au cours d'une année quelconque peuvent l'être au cours du reste de la période de la licence, sous réserve des maximums journalier et annuel ainsi que des écarts admissibles autorisés. L'Office ne croit pas que cela soit nécessaire et souligne que de tels volumes peuvent être exportés selon des ordonnances à court terme.

8.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention de SDG&E et de Summit, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

Southern California Edison Company et AEC Oil and Gas Company, une division de l'Alberta Energy Company Ltd.

9.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 17 janvier 1991, Edison et AEC ont sollicité conjointement une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- À compter du 1 ^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle le transport sera garanti pour tout le volume par les réseaux de pipelines de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT, de PG&E et de SoCalGas, selon la date la plus tardive, pour une période de 15 ans
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 1 445 10 ³ m ³ (51,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 529 10 ⁶ m ³ (18,7 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	- 7 913 10 ⁶ m ³ (279,4 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de réserves qu'AEC détient ou exploite à contrat. Il serait transporté au Canada par les réseaux de NOVA et d'ANG/Foothills jusqu'à la frontière canado-américaine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Aux É.-U., il passerait par les réseaux de PGT, de PG&E et de SoCalGas afin d'être livré à Edison. Edison est un service d'électricité desservant le centre et le sud de la Californie.

9.2 Approvisionnement en gaz

9.2.1 Contrats d'approvisionnement

AEC a l'intention d'approvisionner les exportations proposées à partir de réserves qui ne font pas l'objet de contrats, et de gaz acheté à Pan-Alberta Gas Ltd. («Pan-Alberta»). C'est pourquoi aucun gisement n'a été affecté à la vente par contrat. Selon les dispositions du contrat, AEC promet de livrer le gaz commandé par Edison.

AEC et Pan-Alberta ont conclu un contrat afin que Pan-Alberta fournisse $586 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$. ($20,7 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$.) en 15 ans, ce qui représente 40 % des besoins. AEC a accepté de déployer tous les efforts raisonnables afin de compenser toute insuffisance de livraison par Pan-Alberta. Si AEC ne pouvait y parvenir, Pan-Alberta l'indemniserait de toute pénalité qu'elle aurait encourue. Pan-Alberta n'a pas affecté de gisements de gaz particuliers à AEC dans ce contrat.

9.2.2 Réserves

Les réserves soumises par AEC dans le cadre de la présente demande sont les mêmes que celles fournies pour la demande de WWP. La section 3.2 des présents Motifs de décision décrit l'approvisionnement d'AEC.

Pan-Alberta a soumis son estimation des réserves qui renferment les gisements à partir desquelles elle entend fournir l'approvisionnement en gaz pour les ventes de prolongement d'ANG/PGT, notamment la présente vente à AEC. Pan-Alberta a affirmé qu'elle a l'intention de consacrer ces réserves aux ventes destinées à ce prolongement.

Le tableau 9-1 démontre que l'estimation de l'approvisionnement en gaz de Pan-Alberta effectuée par l'Office est de 9 % inférieure à celle de Pan-Alberta, et que les réserves conjointes d'AEC et de Pan-Alberta sont trois fois plus grandes que le volume total demandé. Comme le décrit la section 3.2.3, AEC utilise également cet approvisionnement pour satisfaire à d'autres besoins.

9.2.3 Capacité de production

La section 3.2.3 des présents Motifs de décision décrit la capacité de production d'AEC.

Tableau 9-1

**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies
des producteurs et du volume total demandé**
 10^6 m^3
(10^9 pi^3)

Société demandé	Estimation des fournisseurs	ONE	Volume
AEC	14 755 (520,9)	13 387,7 (472,6)	s.o.
Pan-Alberta	13 1381 (464,1)	11 981 ¹ (423,1)	s.o.
Total	27 893 (985,0)	25 368 (895,7)	7 913 ² (279,4)

1. Au 1^{er} janvier 1992. Environ $1\,900 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($67 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) seront produits à partir de ces réserves du 1^{er} janvier 1992 au 1^{er} novembre 1993.
2. Ces volumes représentent seulement une fraction du total des engagements pris par les fournisseurs qui doivent être satisfaits à partir de ces réserves. On estime les besoins totaux à $7\,950 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($280,6 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) pour AEC, et à $3\,210 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($113,4 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) pour Pan-Alberta.

L'Office a accepté l'évaluation de la capacité de production effectuée par Pan-Alberta, selon laquelle l'approvisionnement en gaz est plus que suffisant en fonction du volume demandé pour la période d'exportation proposée. Les prévisions de Pan-Alberta démontrent que sa capacité de production initiale est environ huit fois supérieure aux engagements envers AEC. Pour l'instant, les besoins d'Edison sont les seuls que Pan-Alberta a présentés en regard de son approvisionnement.

9.3 Transport

AEC a demandé à NOVA un service de transport garanti suffisant jusqu'à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, près de Coleman, en Alberta, à compter du 1^{er} novembre 1993.

Edison a conclu un contrat de transport SG de 15 ans avec ANG. Daté du 31 mai 1991, ce contrat portait sur le service depuis Coleman jusqu'à la frontière canado-américaine, à Kingsgate. Edison a également signé un contrat de transport SG de 30 ans avec PGT et PG&E touchant la livraison de gaz depuis la frontière canado-américaine jusqu'à l'interconnexion de SoCalGas à la centrale de Kern River, en Californie. Le service du réseau de SoCalGas sera disponible en contrepartie d'un tarif approuvé par la CPUC. Ces contrats visent une capacité suffisante pour qu'Edison transporte les volumes précisés aux contrats d'AEC, de la Pétrolière Impériale, de Shell et de Western Gas.

9.4 Marchés et contrats de vente

L'étude qui suit porte sur le marché d'Edison et s'applique aux demandes déposées conjointement par Edison, AEC, la Pétrolière Impériale, Shell et Western Gas.

Edison est le deuxième service d'électricité en importance aux É.-U.; il dessert environ 4,1 millions de clients du centre et du sud de la Californie. On prévoit que ses besoins annuels en gaz passeront de $4\,960\,10^6\text{ m}^3$ ($175\,10^9\text{ pi}^3$) à $7\,054\,10^6\text{ m}^3$ ($249\,10^9\text{ pi}^3$) de 1993 à 2010.

Les centrales électriques d'Edison utiliseront les volumes d'exportation proposés pour la production d'électricité. Le gaz naturel est le combustible privilégié par les centrales électriques alimentées au pétrole et au gaz d'Edison. Les restrictions imposées au profit de la qualité de l'air, les préoccupations environnementales et le prix généralement bas du gaz ont amené Edison à minimiser son recours au mazout à faible teneur en soufre.

Actuellement, Edison s'approvisionne en gaz principalement dans le sud-ouest des É.-U. Puisque le SG de transport n'est généralement pas disponible, Edison dépend d'un service qui peut être interrompu. Par conséquent, elle acquiert principalement son gaz sur le marché au comptant ou à court terme. Toutefois, le service de transport susceptible d'interruptions d'Edison peut mener à des réductions. Au cours d'une période de 18 mois, Edison affirme que son service de transport a été réduit, entièrement ou partiellement, environ 80 % du temps.

Les achats de gaz canadien offriront une diversification des sources d'approvisionnement d'Edison puisque cette dernière n'a actuellement pas directement accès au gaz canadien. Les achats combleront environ 40 % des besoins en gaz d'Edison. Celle-ci s'attend à ce que les exportations proposées atteignent un coefficient de charge de 100 % ou presque, car elle a l'intention d'utiliser le gaz pour la production d'électricité de charge de base.

AEC et Edison ont conclu un contrat de vente de gaz daté du 18 décembre 1990. La période de ce contrat commence avec le début des livraisons garanties et s'étend sur 15 ans. Les livraisons garanties

(lxx)

devraient commencer le 1^{er} novembre 1993. À moins d'être résilié sur un préavis de 12 mois, le contrat se prolongera d'année en année, sous réserve des approbations réglementaires. Le contrat prévoit une QJM de $1\,466\,10^3\text{ m}^3$ ($52\,565\,10^6\text{ Btu}$ ou $51,8\,10^6\text{ pi}^3$) à livrer à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. AEC et Edison ont affirmé que le contrat a été conclu entre entreprises indépendantes.

Le contrat précise une quantité de base («QB») de 70 % de la QJM. La tarification annuelle de la QB se fonde sur le PMPG d'Edison (PMPGE) de l'année précédente, redressé à l'aide d'un facteur (le «multiplicateur PMPGE») négocié annuellement. Le PMPGE comprend tous les achats de gaz au comptant, à court et à long terme d'Edison, sans les frais de transport par les réseaux de PG&E et de SoCalGas. Si les négociations sur le multiplicateur PMPGE échouent, le prix de la QB pour l'année visée par le contrat sera le PMPGE de l'année précédente multiplié par un facteur de redressement («FR»). Le FR est le quotient du taux mensuel du PMPGE du mois précédent et du mois correspondant de l'année précédente.

Si, pendant trois ans, le prix moyen de la QB est de 20 % inférieur ou supérieur au PMPG versé par d'autres services de gaz ou d'électricité privés de la Californie, le prix de la QB pour une année du contrat sera le PMPG de l'année précédente, plus ou moins 20 %, multiplié par un facteur négocié annuellement («multiplicateur PMPG»). Si les négociations échouent, on établira et appliquera un FR. Le PMPG servira à déterminer le prix de la QB jusqu'à ce que le prix PMPGE moyen des trois années s'écarte de moins de 20 % du PMPG. On établira alors le prix de la QB à partir du PMPGE.

On négociera annuellement la quantité, le prix et d'autres conditions commerciales pour les quantités supplémentaires («QS») allant jusqu'à 30 % de la QJM. Si les négociations échouent, AEC ne sera pas tenue de vendre et Edison n'a pas à acheter la QS. AEC et Edison assumeront chacune leurs propres frais de transport relatifs aux services inutilisés.

Edison doit commander une QMM qui représente 70 % de la somme des QJM de chaque jour du mois. Elle doit verser des frais de couverture de déficit de 20 % du prix de la QB, moins les frais de transport en aval de la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, pour couvrir l'écart entre la commande réelle et la QMM.

Le prix estimatif selon les rentrées nettes qui aurait été appliqué au point de livraison le 1^{er} janvier 1992 selon les conditions de ce contrat se serait établi à $1,64\text{ \$/GJ}$ ($1,73\text{ \$/}10^6\text{ Btu}$), si on présume qu'il y aurait eu des droits supplémentaires sur les réseaux de PGT et de PG&E. Edison a affirmé qu'elle assumerait les droits supplémentaires appliqués aux nouvelles stations de compression requises par SoCalGas.

9.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

En mai 1992, AEC a demandé un permis d'acheminement de gaz à l'OCRÉA. La décision est en instance. Pour sa part de gaz à fournir, Pan-Alberta détient le permis d'acheminement albertain numéro GR87-236, avec ses modifications; ce permis prend fin le 31 octobre 2003. Pan-Alberta demandera à l'OCRÉA de prolonger la période de validité. Elle a reçu l'appui des producteurs de la part de la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA») le 3 décembre 1992.

Edison a déposé une demande d'autorisation d'importation à long terme auprès du DOE/FE en octobre 1992. La décision est en instance. Edison détient actuellement une autorisation d'importation de deux ans après les premières livraisons.

Tous les prolongements de pipelines des É.-U. sont en cours de construction, sauf dans le cas de certains compresseurs qui seront installés entre les réseaux de PG&E et de SoCalGas. Les compresseurs ont fait l'objet d'une audience de la CPUC qui a commencé le 3 novembre 1992. La décision de la CPUC est en instance.

9.6 Opinion de l'Office

L'Office souligne qu'Edison est obligée de passer des commandes de gaz mensuelles minimales pour éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît également que le marché en expansion d'Edison sera vraisemblablement stable et à long terme. L'Office est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché puisqu'il est négocié annuellement. De plus, l'Office se satisfait de la preuve présentée par Edison et AEC quant à l'inraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Le soutien des producteurs n'est pas requis pour la portion de gaz fournie par AEC. Pan-Alberta l'a reçu de la CCPA pour sa part d'approvisionnement en gaz.

L'Office souligne qu'Edison est responsable des frais de transport par le réseau d'ANG/Foothills. Il est en outre d'avis que le prix selon les rentrées nettes couvrira effectivement les frais liés à la demande sur le réseau de NOVA. L'Office estime donc que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves d'AEC et de Pan-Alberta effectuée par l'Office dépasse le total des besoins relatifs à ces réserves. Les prévisions de l'Office touchant la capacité de production d'AEC démontrent quelques insuffisances mineures au début de la période visée. Toutefois, l'Office est d'avis qu'AEC peut satisfaire à ses besoins en puisant à même le gaz non consacré actuellement dans ses installations de stockage. Il a accepté les prévisions de Pan-Alberta sur sa capacité de production, qui dépasse les engagements à long terme actuels. L'Office souligne également que le contrat de vente de gaz porte sur 15 ans. Il fait valoir que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis et que la période contractuelle va de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires demandées ou reçues visent une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

9.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention d'Edison et d'AEC, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

Southern California Edison Company et Pétrolière Impériale Ressources Limitée

10.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 28 décembre 1990, Edison et la Pétrolière Impériale ont sollicité conjointement une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- À compter du 1 ^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle le transport sera garanti pour tout le volume par les réseaux de pipelines de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT, de PG&E et de SoCalGas, selon la date la plus tardive, pour une période de 15 ans
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 1 445 10 ³ m ³ (51,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 529 10 ⁶ m ³ (18,7 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	- 7 913 10 ⁶ m ³ (279,4 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de réserves détenues ou contrôlées par la Pétrolière Impériale. Il serait transporté au Canada par les réseaux de NOVA et d'ANG/Foothills jusqu'à la frontière canado-américaine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Aux É.-U., il passerait par les réseaux de PGT, de PG&E et de SoCalGas afin d'être livré à Edison. Edison est un service d'électricité desservant le centre et le sud de la Californie.

10.2 Approvisionnement en gaz

10.2.1 Contrats d'approvisionnement

Sur le plan contractuel, la Pétrolière Impériale peut fournir le gaz proposé à l'exportation à partir de réserves qui ne font pas l'objet d'un contrat. C'est pourquoi aucun gisement n'a été affecté à la vente par contrat.

La Pétrolière Impériale a également conclu quatre contrats de vente de gaz de durées variables avec six autres producteurs : Hillcrest Resources Ltd., Novalta Resources Inc., Petrorep (Canada) Ltd., et un consortium composé de Shunda Energy Corporation, Northern Development Company Limited et Wintershall Oil of Canada Ltd. Ces contrats représentent environ 5 % de l'approvisionnement ne faisant pas l'objet d'un contrat de la Pétrolière Impériale.

10.2.2 Réserves

La Pétrolière Impériale a soumis l'estimation de l'OCREA relativement à ses propres gisements. Le tableau 10-1 démontre que l'estimation effectuée par l'Office des réserves de la Pétrolière Impériale est de 2 % supérieure à celle présentée par la Pétrolière Impériale et de 74 % supérieure aux besoins à long terme de la société, y compris les volumes proposés pour l'exportation.

10.2.3 Capacité de production

La figure 10-1 compare les besoins à long terme ainsi que les prévisions de la capacité de production de la Pétrolière Impériale effectuées par l'Office et la société.

Les prévisions des deux entités indiquent que la capacité de production sera satisfaisante pendant toute la période d'exportation proposée. Cette capacité devrait se maintenir pendant la durée de la licence grâce à divers gisements non raccordés.

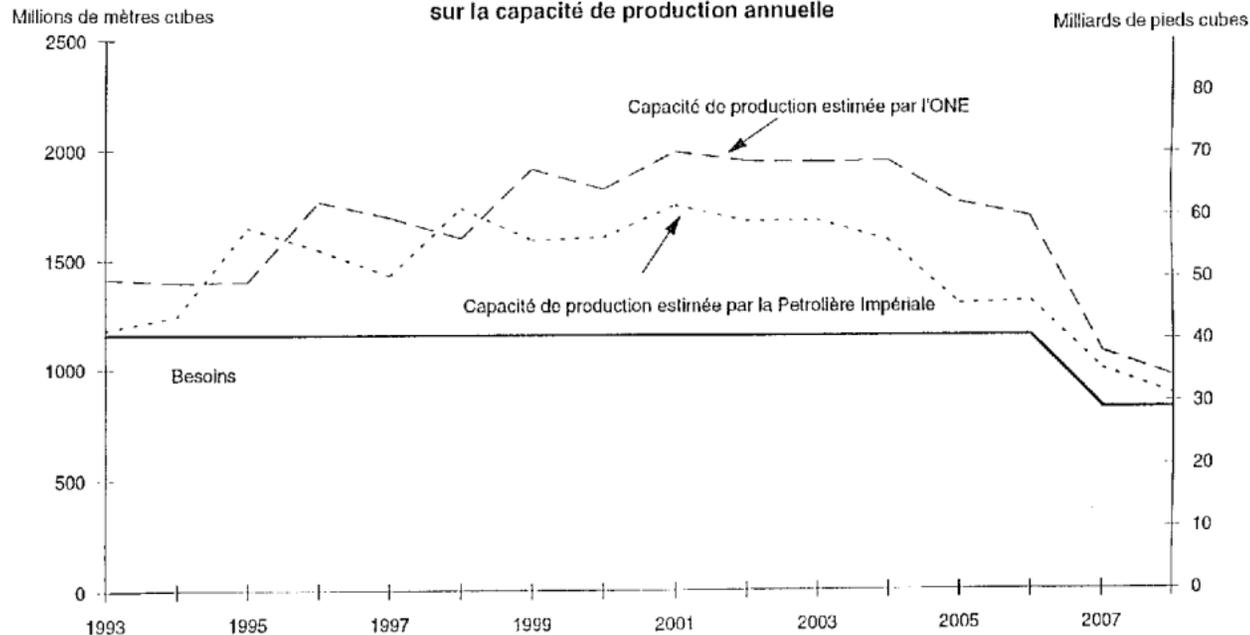
10.3 Transport

La Pétrolière Impériale a pris les mesures nécessaires auprès de NOVA afin d'obtenir un service de transport garanti suffisant jusqu'à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, près de Coleman, en Alberta. La section 9.3 des présents Motifs de décision traite des dispositions de transport prises en aval du réseau de NOVA par Edison.

Tableau 10-1		
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de la Pétrolière Impériale et du volume total demandé		
10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)		
Pétrolière Impériale ¹	ONE2	Volume demandé ³
29 766 (1 051)	30 294 (1 069)	7 913 (279)

1. Au 30 juin 1992.
2. Au 31 décembre 1991.
3. Ce chiffre représente 45 % de tous les besoins à long terme de la Pétrolière Impériale, qui s'établissent à 17 411 10⁶ m³ (615 10⁹ pi³).

Figure 10-1
 Comparaison des estimations effectuées
 par la Petrolière Impériale et l'ONE
 sur la capacité de production annuelle



10.4 Marchés et contrats de vente

La section 9.4 des présents Motifs de décision porte sur le marché d'Edison.

Edison et la Pétrolière Impériale ont conclu un contrat de vente de gaz daté du 18 décembre 1990. La période de ce contrat commence avec le début des livraisons garanties et s'étend sur 15 ans. Les livraisons garanties devraient débiter le 1^{er} novembre 1993. La Pétrolière Impériale et Edison ont affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes. À moins d'être résilié sur un préavis de 12 mois, le contrat se prolongera chaque année, sous réserve d'approbations réglementaires. Le contrat prévoit une QJM de $1\,466\,10^3\text{ m}^3$ ($52\,565\,10^6\text{ Btu}$ ou $51,8\,10^6\text{ pi}^3$) à livrer à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

Le contrat précise une QB de 50 % de la QJM. La tarification annuelle de la QB se fonde sur le PMPGE de l'année précédente, redressé à l'aide du multiplicateur PMPGE négocié annuellement. Si les négociations concernant le multiplicateur PMPGE échouent, le prix de la QB pour l'année visée par le contrat sera le PMPGE de l'année précédente multiplié par le FR.

Si, pendant trois ans, le prix moyen de la QB est de 15 % inférieur ou supérieur au PMPG versé par d'autres services de gaz ou d'électricité privés de la Californie, le prix de la QB pour une année du contrat sera le PMPG de l'année précédente, plus ou moins 15 %, multiplié par le multiplicateur PMPG. Si les négociations échouent, on établira et appliquera un FR. Le PMPG servira à déterminer le prix de la QB jusqu'à ce que le prix PMPGE moyen des trois années s'écarte de moins de 15 % du PMPG. On établira alors le prix de la QB à partir du PMPGE.

On négociera annuellement la quantité, le prix et d'autres conditions commerciales pour les QS allant jusqu'à 50 % de la QJM. Si les négociations échouent, la Pétrolière Impériale n'est pas tenue de vendre et Edison n'a pas à acheter la QS. La Pétrolière Impériale et Edison assumeront chacune leurs propres frais de transport relatifs aux services inutilisés.

Edison doit commander une QMM qui représente 50 % de la somme des QJM de chaque jour du mois. Elle doit verser des frais de couverture de déficit de 20 % du prix de la QB, moins les frais de transport en aval de la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, pour couvrir l'écart entre la commande réelle et la QMM.

Le prix estimatif selon les rentrées nettes qui aurait été appliqué au point de livraison le 1^{er} janvier 1992 selon les conditions de ce contrat se serait établi à 1,64 \$/GJ (1,73 \$/10⁶ Btu), si on présume qu'il y aurait eu des droits supplémentaires sur les réseaux de la PGT et de PG&E. Edison a affirmé qu'elle assumerait les droits supplémentaires appliqués aux nouvelles stations de compression requises par SoCalGas.

10.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 8 octobre 1991, la Pétrolière Impériale a demandé un permis d'acheminement de gaz à l'OCRÉA. La décision est en instance. La section 9.5 des présents Motifs de décision traite de la demande déposée au DOE/FE et des autorisations de prolongement.

10.6 Opinion de l'Office

L'Office souligne qu'Edison est obligée de passer des commandes de gaz mensuelles minimales afin d'éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît également que le marché en expansion d'Edison sera vraisemblablement stable et à long terme. L'Office est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché puisqu'il est négocié annuellement. De plus, l'Office se satisfait de la preuve présentée par Edison et la Pétrolière Impériale quant à l'invraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Puisque le gaz proposé à l'exportation proviendrait des réserves détenues par la Pétrolière Impériale, le soutien des producteurs n'est pas requis.

L'Office souligne qu'Edison est responsable des frais de transport par le réseau d'ANG/Foothills. Il

est en outre d'avis que le prix selon les rentrées nettes couvrira effectivement les frais liés à la demande visant le réseau de NOVA. L'Office estime donc que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves et de la capacité de production de la Pétrolière Impériale effectuée par l'Office dépasse le total des besoins à long terme relatifs à ces réserves, notamment les exportations proposées. L'Office souligne également que le contrat de vente de gaz porte sur 15 ans. Il fait valoir que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis et que la période contractuelle va de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires demandées ou reçues visent une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

10.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention d'Edison et de la Pétrolière Impériale, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

Chapitre 11

Southern California Edison Company et Shell Canada Limitée

11.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 30 janvier 1991, Edison et Shell ont sollicité conjointement une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- À compter de la date à laquelle les conditions suspensives ont été remplies ou de la date à laquelle le transport sera garanti pour la QJM par les réseaux de pipelines de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT, de PG&E et de SoCalGas, selon la date la plus tardive, pour une période de 15 ans
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- $1\,445\,10^3\text{ m}^3$ ($51,0\,10^6\text{ pi}^3$)
Quantité annuelle maximale	- $529\,10^6\text{ m}^3$ ($18,7\,10^9\text{ pi}^3$)
Quantité totale maximale	- $7\,913\,10^6\text{ m}^3$ ($279,4\,10^9\text{ pi}^3$)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de gisements que Shell détient ou exploite à contrat. Il serait transporté au Canada par les réseaux de NOVA et d'ANG/Foothills jusqu'à la frontière canado-américaine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Aux É.-U., il passerait par les réseaux de PGT, de PG&E et de SoCalGas afin d'être livré à Edison. Edison est un service d'électricité desservant le centre et le sud de la Californie.

11.2 Approvisionnement en gaz

Pour justifier sa demande, Shell s'est fondée principalement sur l'analyse d'approvisionnement en gaz qu'elle a déposée auprès de l'Office au cours des audiences GH-3-91 et GH-5-92. Shell a présenté deux gisements de gaz supplémentaires pour son approvisionnement des exportations au cours de la présente audience. L'Office a fondé son examen des gisements de Shell sur l'analyse approfondie de l'information fournie lors des audiences susmentionnées. Admettant que les réserves de Shell sont demeurées substantiellement inchangées, l'Office n'a pas jugé nécessaire de mener un examen détaillé de l'ensemble des réserves de Shell. Il a toutefois étudié les deux gisements supplémentaires, ainsi que les prévisions révisées de la capacité de production fournies pendant l'audience pour les champs de Limestone, Clearwater et Cordel. Les Motifs de décision GH-3-91 et GH-5-92 donnent les détails des analyses antérieures de l'Office.

11.2.1 Contrats d'approvisionnement

Shell entend fournir la majorité du gaz proposé à l'exportation à partir de ses réserves ne faisant pas l'objet d'un contrat. De petites quantités de gaz seront achetées d'autres producteurs. C'est pourquoi aucun gisement n'a été affecté à la vente par contrat.

Shell n'a pas conclu de contrat d'achat de gaz supplémentaire avec d'autres producteurs depuis l'audience GH-5-92 et, par conséquent, n'a pas soumis de contrat d'achat de gaz au cours de la présente audience.

11.2.2 Réserves

Le tableau 11-1 démontre que l'estimation effectuée par l'Office concernant les réserves de gaz restantes de Shell est de 4 % inférieure à celle présentée par Shell, et que toutes deux sont environ cinq fois supérieures au volume demandé. Ce dernier ne représente qu'une fraction des besoins totaux de Shell. L'estimation des réserves de Shell effectuée par l'Office est de 9 % supérieure aux besoins totaux de la société.

Pour satisfaire aux besoins supplémentaires découlant des exportations d'Edison, Shell a révisé son portefeuille d'approvisionnement en gaz afin d'inclure les gisements de Pekisko et de Turner Valley, dans la région de la rivière Ram, en Alberta. L'estimation qu'a effectuée l'Office de ces deux gisements dépasse celle de Shell, car l'Office a utilisé une aire de gisement plus vaste et une épaisseur nette découlant de la méthode cartographique individuelle. Les gisements de la rivière Ram constituent 7 % de l'estimation réalisée par l'Office des réserves de gaz restantes de Shell.

Tableau 11-1

**Comparaison des estimations des réserves de gaz établies
de Shell et du volume total demandé**

10⁶ m³
(10⁹ pi³)

Shell ¹	ONE ¹	Volume demandé ²
43 352 (1 531)	41 802 (1 476)	7 913 (279,4)

1. Au 1^{er} janvier 1992. Ces chiffres comprennent 1 642 10⁶ m³ (58 10⁹ pi³) de gaz acheté.
2. Ces volumes représentent seulement une fraction du total des engagements pris par Shell qui doivent être satisfaits à partir de ces réserves. Ces engagements, y compris le volume demandé, s'établissent à 38 206 10⁶ m³ (1 349 10⁹ pi³).

11.2.3 Capacité de production

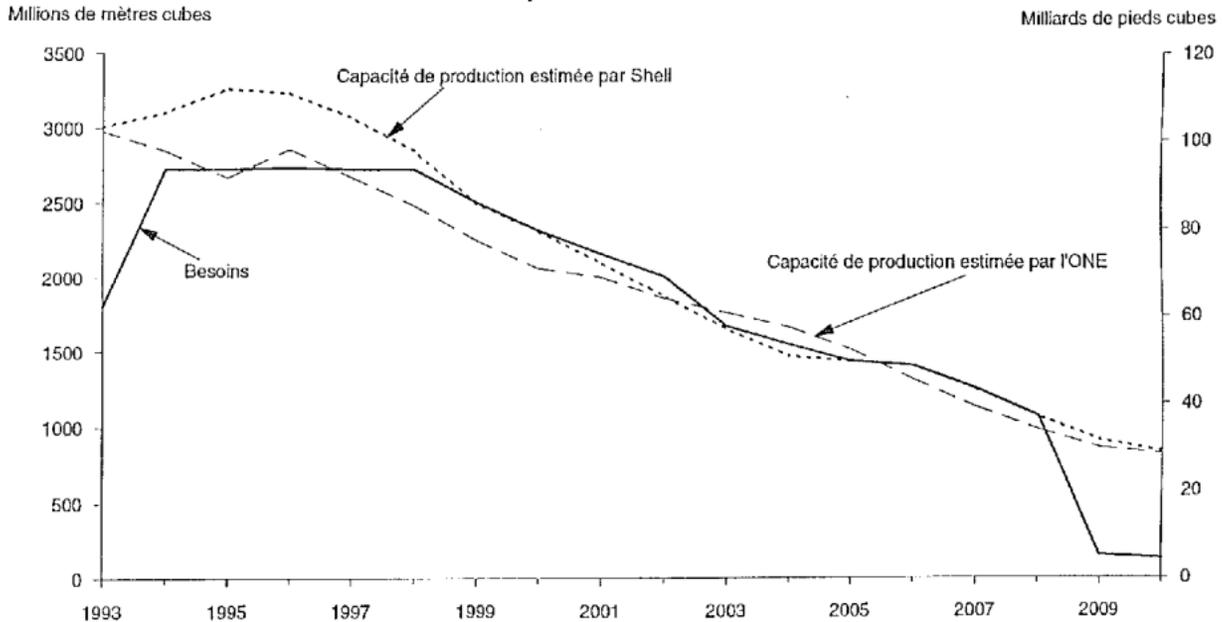
La figure 11-1 compare les prévisions effectuées par l'Office sur la capacité de production redressée et les prévisions de Shell sur sa capacité de production, d'une part, et le total des besoins de la société, d'autre part, y compris les combustibles et les retraits. Shell a estimé ses besoins annuels en fonction des coefficients de charge prévus.

Les prévisions des deux entités comprennent la capacité de production prévue pour la région d'exploitation de la rivière Ram, les réserves achetées et $566 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($20 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j.}$) par jour que Shell peut tirer de la zone de Waterton en vertu d'un contrat intervenu avec l'Alberta and Southern Gas Co. Ltd. Les prévisions de l'Office reflètent également des calendriers de capacité de livraison substantiellement réduits à Limestone, Clearwater et Cordel, ce qui explique les prévisions inférieures à celles que l'Office avait déjà réalisées. Ces prévisions révisées résultent des efforts déployés par Shell au cours de la dernière année en vue d'optimiser l'utilisation de son actif. Shell a déclaré à l'audience que sa capacité de production avait été réduite parce qu'elle retardait l'exploitation de ces propriétés.

Les prévisions de Shell à propos de sa capacité de production indiquent une insuffisance possible de 2000 à 2005. Les prévisions de l'Office mettent en valeur un manque de 1997 à 2002. Shell a affirmé qu'elle pourrait éviter toute insuffisance de sa capacité de production en puisant du gaz d'autres propriétés qu'elle contrôle ou en achetant un approvisionnement supplémentaire.

Figure 11-1

Comparaison des estimations effectuées par Shell et l'ONE sur la capacité de production annuelle



11.3 Transport

Shell a conclu des ententes de service avec NOVA afin d'obtenir un service de transport garanti suffisant jusqu'à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, près de Coleman, en Alberta. La section 9.3 des présents Motifs de décision traite des dispositions de transport prises en aval du point de vente de NOVA par Edison.

11.4 Marchés et contrats de vente

La section 9.4 des présents Motifs de décision porte sur le marché d'Edison.

Shell et Edison ont exécuté un contrat de vente de gaz daté du 18 décembre 1990. La période de ce contrat commence avec le début des livraisons garanties et s'étend sur 15 ans. Les livraisons garanties devraient débiter le 1^{er} novembre 1993. À moins d'être résilié sur un préavis de 12 mois, le contrat se prolongera chaque année, sous réserve d'approbations réglementaires. Le contrat prévoit une QJM de $1\,443\,10^3\text{ m}^3$ ($51\,738\,10^6\text{ Btu}$ ou $51,0\,10^6\text{ pi}^3$) à livrer à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Shell et Edison ont affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Le contrat précise une QB de 70 % de la QJM. La tarification annuelle de la QB se fonde sur le PMPGE de l'année précédente, redressé à l'aide du multiplicateur PMPGE négocié annuellement. Si les négociations sur le multiplicateur PMPGE échouent, le prix de la QB pour l'année visée par le contrat sera le PMPGE de l'année précédente multiplié par le FR. Le prix de la QB exclut les frais de transport, calculé à un coefficient de charge de 100 %, par les réseaux de PGT, de PG&E et d'ANG/Foothills.

Si, pendant trois ans, le prix moyen de la QB est de 10 % inférieur ou supérieur au PMPG versé par d'autres services de gaz ou d'électricité privés de la Californie, le prix de la QB pour une année du contrat sera le PMPG de l'année précédente, plus ou moins 10 % et redressé dans le cadre de négociations annuelles. Si les négociations échouent, on établira et appliquera un FR. Le PMPG servira à déterminer le prix de la QB jusqu'à ce que le prix PMPGE moyen des trois années s'écarte de moins de 10 % du PMPG. Le prix de la QB sera déterminé à partir du PMPGE.

Le prix des QS allant jusqu'à 30 % de la QJM égale 90 % du prix de la QB.

Edison doit commander une QMM qui représente 70 % de la somme des QJM de chaque jour du mois. Elle doit verser des frais de couverture de déficit de 20 % du prix de la QB, moins les frais de transport en aval de la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, pour couvrir l'écart entre la commande réelle et la QMM.

Le prix estimatif selon les rentrées nettes qui aurait été appliqué au point de livraison le 1^{er} janvier 1992 selon les conditions du présent contrat se serait établi à 1,74 \$/GJ ($1,84\text{ } \$/10^6\text{ Btu}$), si on présume qu'il y aurait eu des droits supplémentaires de la PGT et de la PG&E. Edison a affirmé qu'elle assumerait les droits supplémentaires appliqués aux nouvelles stations de compression requises par SoCalGas.

11.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 18 juin 1991, Shell a demandé à l'OCRÉA de modifier le permis d'acheminement de gaz numéro

GR89-47. La décision est en instance. La section 9.5 des présents Motifs de décision traite de la demande déposée au DOE/FE et des autorisations de prolongement.

11.6 Opinion de l'Office

L'Office souligne qu'Edison est obligée de passer des commandes de gaz mensuelles minimales pour éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît également que le marché en expansion d'Edison sera vraisemblablement stable et à long terme. L'Office est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché puisqu'il est négocié annuellement. De plus, l'Office se satisfait de la preuve présentée par Edison et Shell quant à l'inraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Puisque le gaz proposé à l'exportation proviendrait des réserves détenues par Shell, le soutien des producteurs n'est pas requis.

L'Office souligne qu'Edison est responsable des frais de transport sur le réseau d'ANG/Foothills. Il est en outre d'avis que le prix selon les rentrées nettes couvrira effectivement les frais liés à la demande visant le réseau de NOVA. L'Office estime donc que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves de Shell effectuée par l'Office dépasse le total des besoins, et celle de la capacité de production laisse croire que Shell pourra combler ses besoins pendant la plus grande partie de la période visée par la licence d'exportation proposée. L'Office est d'avis que Shell pourrait éviter toute insuffisance par l'achat de gaz ou l'utilisation d'autres gisements. Il souligne également que le contrat de vente de gaz porte sur 15 ans. Il fait valoir que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis et que la période contractuelle va de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires demandées ou reçues visent une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

11.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention d'Edison et de Shell, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

Chapitre 12

Southern California Edison Company et Western Gas Marketing Limited

12.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 17 janvier 1991, Edison et Western Gaz ont sollicité conjointement une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période	- À compter du 1 ^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle le transport sera garanti pour tout le volume par les réseaux de pipelines de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT, de PG&E et de SoCalGas, selon la date la plus tardive, pour une période de 15 ans
Point d'exportation	- Kingsgate (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 1 445 10 ³ m ³ (51,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 529 10 ⁶ m ³ (18,7 10 ⁹ pi ³)
Quantité totale maximale	- 7 913 10 ⁶ m ³ (279,4 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10% par jour et 2% par année

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de réserves exploitées à contrat par Western Gaz. Il serait transporté au Canada par les réseaux de NOVA et d'ANG/Foothills jusqu'à la frontière canado-américaine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Aux É.-U., il passerait par les réseaux de PGT, de PG&E et de SoCalGas afin d'être livré à Edison. Edison est un service d'électricité desservant le centre et le sud de la Californie.

12.2 Approvisionnement en gaz

Pour justifier sa demande, Western Gaz s'est fondée principalement sur l'analyse d'approvisionnement en gaz qu'elle a déposée auprès de l'Office au cours de l'audience GH-5-92. L'Office a fondé son examen de l'approvisionnement de Western Gas sur l'analyse approfondie qu'il avait effectuée et qui portait sur l'information fournie lors de l'audience GH-5-89, mise à jour à l'aide de la preuve déposée pendant la présente audience. Admettant que l'approvisionnement de Western Gas est demeuré substantiellement inchangé, l'Office n'a pas jugé nécessaire de mener un examen détaillé des réserves et de la capacité de production de Western Gas. Il a toutefois intégré à son estimation actuelle des réserves restantes de Western Gas l'examen continu de l'approvisionnement en gaz, qui comprend de nombreux gisements de la société. Les Motifs de décision GH-5-89 et l'Annexe des Motifs de décisions GH-3-91 présentent les détails de l'analyse antérieure de l'Office.

12.2.1 Contrats d'approvisionnement

Western Gas entend fournir le gaz proposé à l'exportation à partir de ses gisements. C'est pourquoi aucun gisement n'a été affecté à la vente par contrat. Si le rapport réserves restantes-production («RR/P») chute en-deçà de 10, la société ne pourra conclure ou renouveler aucun contrat de vente. Si cette dernière ne peut respecter ses engagements, elle devra livrer à Edison une part du gaz disponible calculée au prorata. L'estimation actuelle effectuée par Western Gas sur le RR/P est supérieure à 10 pour la période de prévision de cinq ans.

Western Gas a mis à jour la preuve déposée à l'audience GH-5-89 au sujet des possibilités de résiliation des contrats d'approvisionnement auprès des producteurs. Cette mise à jour reflète les avis de résiliation de contrat reçus en 1990, 1991 et 1992. Ces avis toucheront l'approvisionnement de Western Gas en 1994-1995, 1995-1996 et 1996-1997.

12.2.2 Réserves

Le tableau 12-1 démontre que l'estimation effectuée par l'Office sur les réserves de gaz de Western Gas est de 15 % inférieure à celle présentée par Western Gas. Bien que l'estimation de l'Office soit d'environ 55 % supérieure au total des engagements contractuels de Western Gas d'ici 2008, elle ne représente que 81 % des besoins prévus de la société pendant cette période. Le total des engagements contractuels est fondé sur l'absence de tacite reconduction des contrats existants, tandis que c'est le contraire dans le cas des besoins prévus.

Tableau 12-1

Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Western Gas et du volume total demandé

	10^9 m^3 (10^{12} pi^3)	
Western Gas ¹	ONE ¹	Volume demandé ²
501 (17,8)	434 (15,3)	7,9 (0,28)

1. Au 31 décembre 1991.
2. Ces volumes représentent seulement une fraction du total des engagements pris par Western Gas qui doivent être satisfaits à partir de son bassin d'approvisionnement. Ces engagements, y compris le volume demandé, s'établissent à $280 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($9,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$) pour les 15 prochaines années.

12.2.3 Capacité de production

Western Gas a soumis des prévisions de sa capacité de production qui reflètent ses estimations les plus récentes de ses réserves établies et les avis de résiliation de contrat de producteur reçus au 31 octobre 1992.

L'Office a mis à jour ses prévisions de sa capacité de production réalisées à la suite de l'audience GH-5-89 jusqu'en 1992 afin de tenir compte de la production réelle. Les figures 12-1 et 12-2 comparent les prévisions réalisées par l'Office et Western Gas sur la capacité de production redressée en fonction des besoins «prévus» et des besoins «contractuels» de la société.

Les prévisions des deux parties tiennent compte du volume excédentaire de gaz que Western Gas prévoit produire de ses approvisionnements. Les prévisions de l'Office reflètent l'effet des résiliations de contrat reçues au 31 octobre 1992. L'Office n'a pris en considération aucune résiliation ultérieure, ni les conséquences que pourraient avoir sur l'approvisionnement de la société l'application de l'option de réduction du volume offerte aux producteurs qui ont conclu l'accord sur les rentrées nettes de Western Gas.

La figure 12-1 démontre que Western Gas ne peut pas combler ses besoins prévus à partir des réserves couramment établies que jusqu'en 1995. La figure 12-2 indique qu'elle peut combler ses besoins contractuels à partir de ces mêmes réserves pendant la période prévue. Dans les deux cas, l'Office a redressé les prévisions de la capacité de production afin de refléter la production en fonction du total des besoins indiqués.

12.3 Transport

Western Gas a obtenu de NOVA un service de transport garanti suffisant jusqu'à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, près de Coleman, en Alberta. La section 9.3 des présents Motifs de décision traite des dispositions de transport prises en aval du point de vente de NOVA par Edison.

12.4 Marchés et contrats de vente

La section 9.4 des présents Motifs de décision porte sur le marché d'Edison.

Western Gas et Edison ont exécuté un contrat de vente de gaz daté du 18 décembre 1990. La période de ce contrat commence avec le début des livraisons garanties et s'étend sur 15 ans. Les livraisons garanties devraient débuter le 1^{er} novembre 1993. À moins d'être résilié sur un préavis de 12 mois, le contrat se prolongera chaque année, sous réserve d'approbations réglementaires. Le contrat prévoit une QJM de $1\,466\,10^3\text{ m}^3$ ($52\,565\,10^6\text{ Btu}$ ou $51,8\,10^6\text{ pi}^3$) à livrer à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Western Gas et Edison ont affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Le contrat précise une QB de 70 % de la QJM. La tarification annuelle de la QB se fonde sur le PMPGE de l'année précédente, redressé à l'aide du multiplicateur PMPGE négocié annuellement. Si les négociations concernant le PMPGE échouent, le prix de la QB pour l'année visée par le contrat sera le PMPGE de l'année précédente multiplié par le FR.

Figure 12-1

Comparaisons des estimations effectuées par Western Gas et l'ONE sur la capacité de production et les besoins prévus

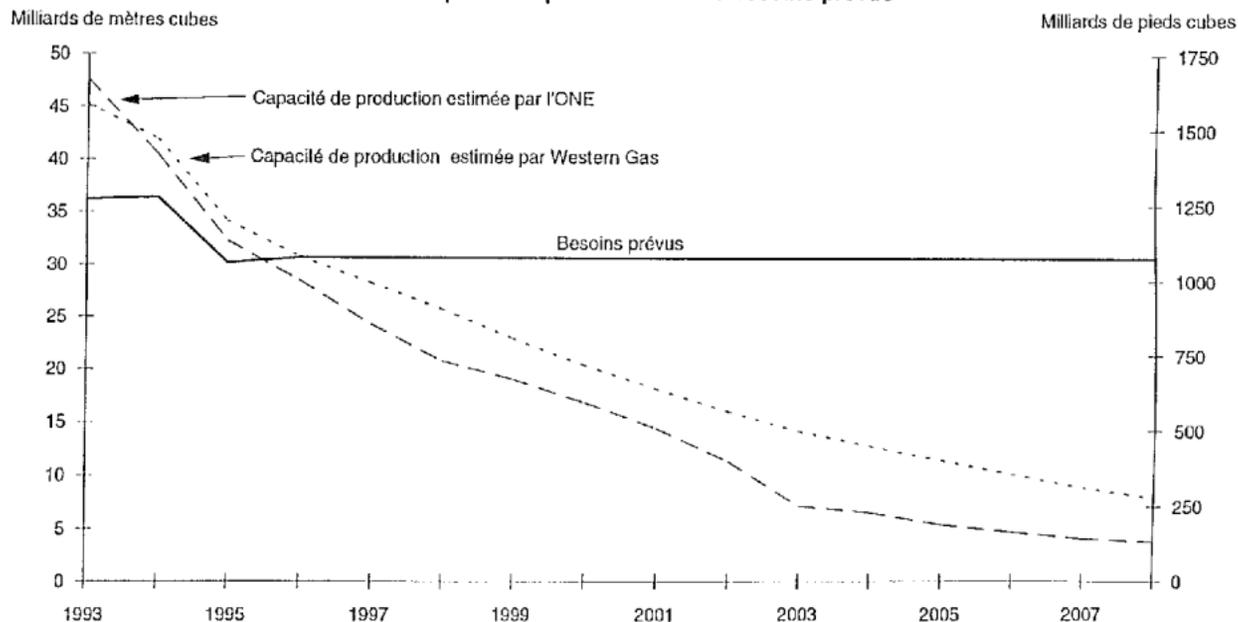
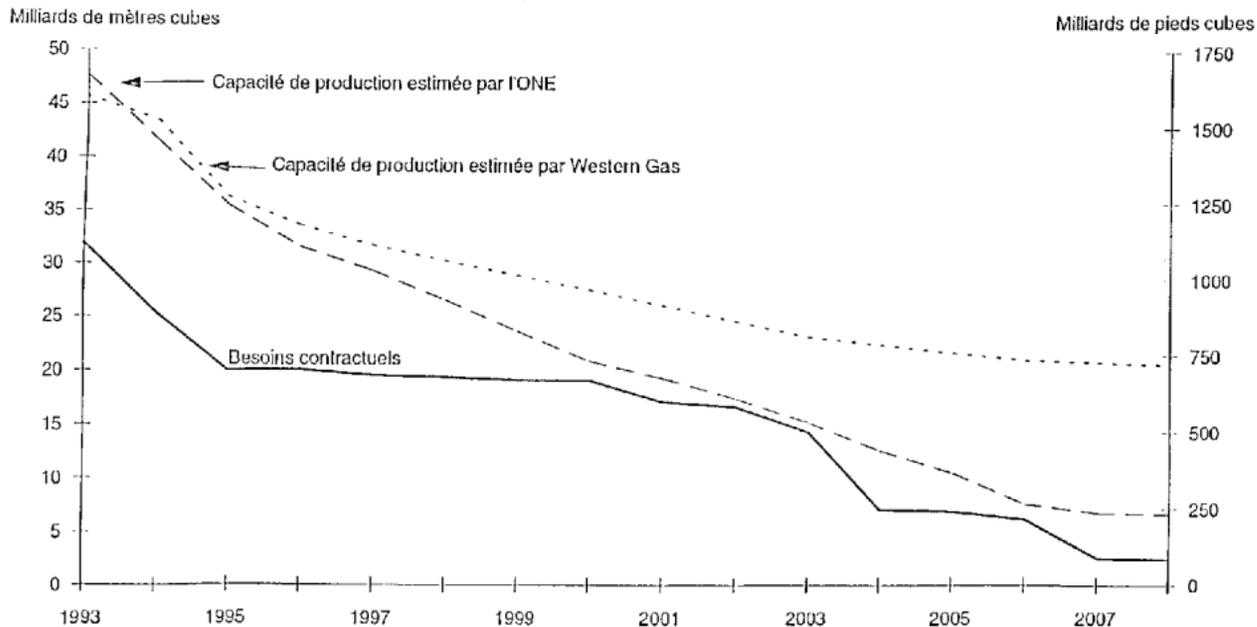


Figure 12-2

**Comparisons des estimations effectuées par Western Gas et l'ONE
sur la capacité de production et les besoins contractuels**



(lxxxv)

Si, pendant trois ans, le prix moyen de la QB est de 15 % inférieur ou supérieur au PMPG versé par d'autres services de gaz ou d'électricité privés de la Californie, le prix de la QB pour une année du contrat sera le PMPG de l'année précédente, plus ou moins 15 %, redressé lors de négociations annuelles. Si les négociations échouent, on établira et appliquera un FR. Le PMPG servira à déterminer le prix de la QB jusqu'à ce que le prix PMPGE moyen des trois années s'écarte de moins de 15 % du PMPG. On établira le prix de la QB à partir du PMPGE.

On négociera annuellement la quantité, le prix et d'autres conditions commerciales pour les QS allant jusqu'à 30 % de la QJM. Si les négociations échouent, Western Gas n'est pas tenue de vendre et Edison n'a pas à acheter la QS. Western Gas et Edison assumeront chacune leurs propres frais de transport relatifs aux services inutilisés.

Edison doit commander une QMA qui représente 70 % de la somme des QJM de chaque jour de l'année. Elle doit verser des frais de couverture de déficit de 20 % du prix de la QB, moins les frais de transport en aval de la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, pour couvrir l'écart entre la commande réelle et la QMA.

Le prix estimatif selon les rentrées nettes qui aurait été appliqué au point de livraison le 1^{er} janvier 1992 selon les conditions du présent contrat se serait établi à 1,64 \$/GJ (1,73 \$/10⁶ BTU), si on présume qu'il y aurait eu des droits supplémentaires de la PGT et de la PG&E. Edison a affirmé qu'elle assumerait les droits supplémentaires appliqués aux nouvelles stations de compression requises par SoCalGas.

12.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Western Gas a demandé à l'OCRÉA de modifier le permis d'acheminement de gaz numéro GR91-1 le 19 septembre 1991. La décision est en instance. Western Gas a obtenu le soutien des producteurs de la part de la CCPA le 30 avril 1991. La section 9.5 des présents Motifs de décision traite de la demande déposée au DOE/FE et des autorisations de prolongement.

12.6 Opinion de l'Office

L'Office souligne qu'Edison est obligée de passer des commandes de gaz mensuelles minimales pour éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît également que le marché en expansion d'Edison sera vraisemblablement stable et à long terme. L'Office est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office remarque que le prix contractuel est en fonction du marché puisqu'il est négocié annuellement. De plus, l'Office se satisfait de la preuve présentée par Edison et Western Gas quant à l'inraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat de vente de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Western Gas a obtenu le soutien des producteurs de la part de la CCPA le 30 avril 1991.

L'Office souligne qu'Edison est responsable des frais de transport par le réseau d'ANG/Foothills. Il

est en outre d'avis que le prix selon les rentrées nettes couvrira effectivement les frais liés à la demande visant le réseau de NOVA. L'Office estime donc que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves de Western Gas effectuée par l'Office dépasse le total des besoins contractuels, notamment le volume demandé. Celle de la capacité de production laisse croire que Western Gas pourra combler ses besoins contractuels pendant toute la période visée par la licence d'exportation demandée. Western Gas ne pourra toutefois combler ses besoins prévus que jusqu'en 1995. L'Office est d'accord avec Western Gas pour dire qu'il doit fonder sa décision sur l'examen de l'approvisionnement en gaz visant les exigences contractuelles plutôt que les besoins prévus. L'Office souligne également que le contrat de vente de gaz porte sur 15 ans. Il fait valoir que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis et que la période contractuelle va de 15 à 30 ans. Les autorisations réglementaires demandées ou reçues visent une période et un volume proportionnés à la licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

12.7 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention d'Edison et de Western Gas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

Chapitre 13

Summit Resources Limited

13.1 Résumé de la demande

Dans une demande datée du 17 octobre 1991, Summit a sollicité une licence d'exportation de gaz naturel, conformément à la partie VI de la Loi. La demande comportait les conditions qui suivent:

Période-À compter du 1^{er} novembre 1993, de la date à laquelle les parties auront obtenu toutes les autorisations réglementaires, ou de la date à laquelle le transport sera garanti par les réseaux de pipelines de NOVA, d'ANG/Foothills, de PGT et de Northwest, selon la date la plus tardive, pour une période de sept ans

Point d'exportation-Kingsgate (Colombie-Britannique)

Quantité journalière maximale-219,2 10³ m³ (7,7 10⁶ pi³) en hiver
141,3 10³ m³ (5,0 10⁶ pi³) en été

Quantité annuelle maximale-52,8 10⁶ m³ (1,9 10⁹ pi³)

Quantité totale maximale-300 10⁶ m³ (10,7 10⁹ pi³)

Écarts admissibles-10% par jour et 2% par année

Le gaz visé par l'exportation serait produit en Alberta à partir de réserves de Summit. Il serait transporté au Canada par les réseaux de NOVA et d'ANG/Foothills jusqu'à la frontière canado-américaine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Aux É.-U., il passerait par les réseaux de PGT, et Northwest l'expédierait à Northwest Natural, une société de distribution locale desservant les États de Washington et de l'Oregon.

13.2 Approvisionnement en gaz

13.2.1 Réserves

Summit fournira le gaz pour l'exportation proposée à partir de ses réserves ne faisant pas l'objet d'un contrat. Elle a déposé une liste des gisements de ces réserves en vue d'étayer sa demande. Le tableau 13-1 démontre que l'estimation des réserves de gaz établies de Summit effectuée par l'Office est de 7 % supérieure à celle de Summit et dépasse de 31 % le volume demandé.

Tableau 13-1

Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Summit et du volume total demandé

10^6 m^3
(10^9 pi^3)

Summit¹ONE²Volume demandé

367394300
(13)(14)(11)

1. Au 1^{er} janvier 1992. Outre l'estimation des réserves de gaz établies, Summit a déposé celle de sa participation directe dans les réserves de développement, qui s'établissent à $238 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$).
2. Au 31 décembre 1991.

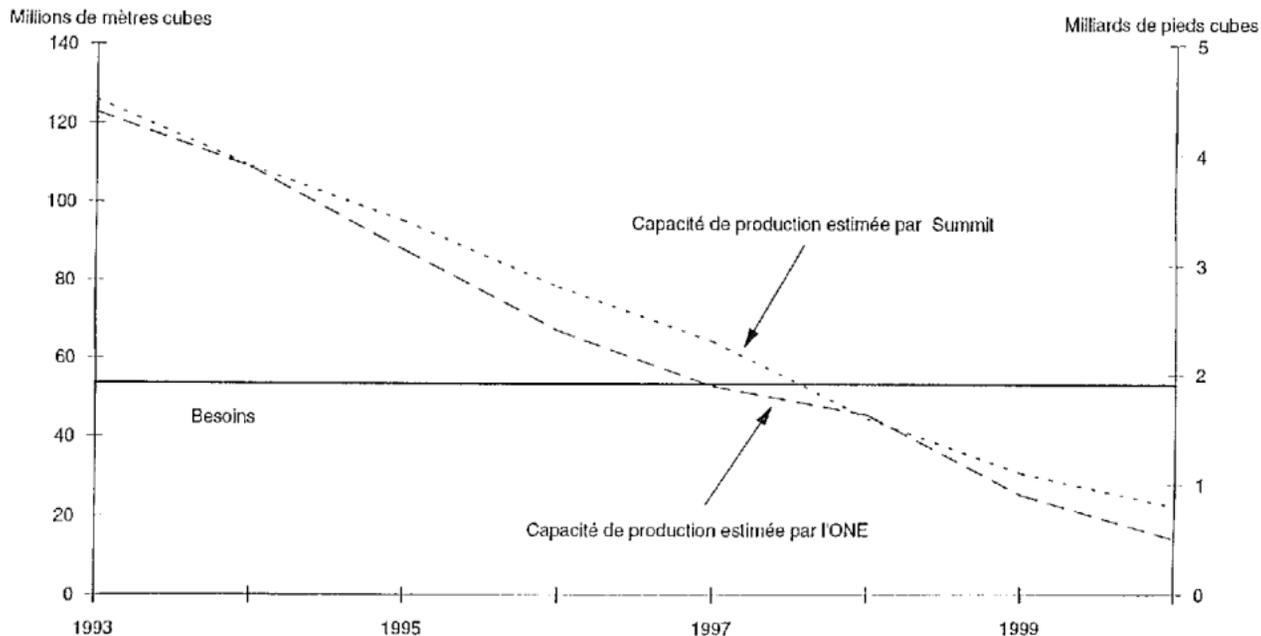
Summit a également fourni une estimation des «réserves de développement» de $238 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$) situées dans 12 sections des régions du lac Sorenson et de Bloor, en Alberta. Elle définit ces réserves comme étant susceptibles de renfermer du gaz, compte tenu des données géophysiques, géologiques et techniques. Pour leur estimation, Summit a appliqué un facteur de réduction de 40 %. Elle n'a pas encore exploité ces réserves, car elle n'en avait pas besoin. Elles pourraient toutefois servir pour l'exportation destinée à Northwest Natural. L'estimation de l'Office concernant ces réserves est d'environ $209 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ($7 \cdot 10^9 \text{ pi}^3$), soit 12 % de moins que celle de Summit.

13.2.2 Capacité de production

La figure 13-1 compare les prévisions de l'Office et de Summit concernant la capacité de production aux volumes annuels demandés. L'Office a fondé son estimation de la capacité de production redressée sur les volumes annuels demandés, bien que Summit ait indiqué que les besoins annuels diminueront vraisemblablement de 18 % en raison des coefficients de charge saisonniers. Si l'Office avait basé son analyse sur les besoins prévus, il aurait obtenu des résultats comparables à ceux de Summit. Les évaluations des deux entités démontrent que Summit pourrait répondre à ses besoins annuels à partir des réserves soumises pendant environ quatre ans et demi sur les sept ans prévus. L'Office s'attend à ce que Summit comble le reste avec les réserves de développement susmentionnées et avec des ajouts à ses réserves découlant de travaux d'exploration ou de l'acquisition de gaz auprès d'un tiers.

Figure 13 -1

Comparaison des estimations effectuées par Summit et l'ONE sur la capacité de production annuelle



13.3Transport

Summit a conclu un contrat SG avec NOVA. Daté du 1^{er} septembre 1991, ce contrat porte sur le transport du volume de gaz proposé à l'exportation depuis les points de réception en Alberta jusqu'à la frontière de la Colombie-Britannique, à Coleman. Le 12 juin 1991, Northwest Natural a conclu un contrat avec ANG en vue de l'acheminement du gaz par le réseau d'ANG/Foothills jusqu'à la frontière canado-américaine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Northwest Natural cédera temporairement à Summit une fraction de sa capacité négociée avec ANG/Foothills pour une période et un volume conformes au contrat de vente de gaz.

La section 4.3 des présents Motifs de décision traite des dispositions de transport en aval de Kingsgate. Toutes les ententes de transport portent sur une période et un volume proportionnés à la demande.

13.4Marchés et contrats de vente

La section 4.4 des présents Motifs de décision porte sur le marché de Northwest Natural.

Summit prévoit que les exportations seront effectuées selon un coefficient de charge en été et en hiver de 50 % et de 75 % respectivement, pour une moyenne annuelle de près de 65 %.

Le 1^{er} juin 1991, Northwest Natural et Summit ont conclu un contrat d'achat de gaz. La période de ce contrat commence le 1^{er} novembre 1993 ou à la date à laquelle les conditions suspensives auront été respectées, selon la date la plus tardive, et s'étend sur sept ans. Le contrat se poursuit ensuite d'année en année jusqu'à résiliation signifiée par l'une ou l'autre des parties sous forme de préavis écrit de six mois. Il prévoit une QJMH et une QJME de $219,2 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($7,7 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) et de $141,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ($5,0 \cdot 10^6 \text{ pi}^3$) respectivement, sous réserve de la satisfaction de toutes les conditions suspensives, notamment l'obtention des autorisations réglementaires, la conclusion de contrats de transport et l'achèvement des prolongements de pipelines d'ici le 31 juillet 1994. Summit a affirmé que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

Northwest Natural doit acheter au moins 75 % de la QJMH pendant l'hiver, sans quoi elle doit verser des frais représentant 20 % du premier niveau de prix du produit applicable à la quantité déficitaire.

Le contrat prévoit une structure de tarification en deux parties se composant des frais liés à la demande et du prix du produit, au point de livraison. Le point de livraison contractuel est l'interconnexion des réseaux de NOVA et d'ANG/Foothills. Les parties ont toutefois modifié le contrat le 30 octobre 1992 afin d'offrir à Summit la possibilité de remplacer le point de livraison par Kingsgate.

Calculés mensuellement, les frais liés à la demande égaleront les obligations de frais liés à la demande qu'assume Summit pour transporter les volumes d'exportation jusqu'au point de livraison. Le prix du produit présentera trois niveaux. Le premier niveau reflétera le prix applicable aux achats en hiver. Les deuxième et troisième niveaux offriront un tarif d'intéressement en saison intermédiaire et en été, et seront généralement inférieurs au premier niveau. Chaque année, les parties négocieront un prix du produit mutuellement acceptable. Le contrat précise que le prix du produit doit être concurrentiel à celui des autres sources d'approvisionnement canadiennes et américaines à long terme de Northwest Natural et aux autres débouchés du gaz albertain de Summit, compte tenu de coefficients de charge comparables.

Le contrat prévoit un arbitrage obligatoire advenant que Summit et Northwest Natural ne parviennent

(xc)

pas à s'entendre sur le prix du produit. L'arbitrage tiendrait notamment compte du prix du gaz vendu par des services similaires dans des conditions comparables sur les mêmes marchés ou sur des marchés semblables.

Summit a fait valoir que le prix à la frontière de l'Alberta qui aurait été en vigueur le 1^{er} janvier 1992 en vertu des conditions du présent contrat se serait établi à 1,51 \$/GJ (1,59 \$/10⁶ Btu).

13.5 État des autorisations réglementaires et des approbations de contrats

Le 18 octobre 1991, Summit a demandé à l'OCRÉA un permis d'acheminement de gaz. La décision est en instance. De plus, Northwest Natural a présenté une demande d'autorisation d'importation au DOE/FE le 10 décembre 1991. La décision devrait être rendue au début de 1993.

13.6 Opinion de l'Office

L'Office souligne que Northwest Natural doit acheter au moins 70 % de la QJMH afin d'éviter de verser des frais de couverture de déficit. Il reconnaît également que le marché du gaz sera vraisemblablement stable et à long terme. Il est donc d'avis qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la demande de licence soient commandés.

L'Office a remarqué l'approche axée sur le marché, y compris l'arbitrage obligatoire, utilisée pour déterminer annuellement le prix du produit. De plus, il se satisfait de la preuve présentée par Summit quant à l'in vraisemblance de toute occurrence qui amènerait l'une ou l'autre des parties à résilier le contrat de vente de gaz. Il est donc d'avis que ce contrat intéressera les parties pendant toute la période proposée et qu'il sera durable.

L'Office a examiné le contrat d'achat de gaz et souligne qu'il a été négocié entre entreprises indépendantes.

Puisque le gaz proposé à l'exportation proviendrait des réserves détenues ou contrôlées par Summit, le soutien des producteurs n'est pas requis.

L'Office souligne que le prix contractuel comprend des frais liés à la demande correspondant aux obligations de frais liés à la demande qu'assume Summit pour transporter les volumes d'exportation jusqu'au point de livraison. L'Office est donc satisfait du fait que le contrat de vente de gaz prévoit des dispositions se rapportant au paiement des frais de transport connexes par les réseaux canadiens pour la période du contrat.

L'estimation des réserves effectuée par l'Office dépasse considérablement les besoins de Summit. Il en va de même pour la capacité de production de la société pendant la majeure partie de la période demandée. L'Office est donc d'avis que Summit peut répondre à ses besoins pendant toute cette période grâce au développement de nouvelles réserves et à l'utilisation d'autres réserves de son portefeuille. Il prend note de la demande de permis d'acheminement et de la demande d'autorisation d'importation présentée au DOE/FE, et souligne que toutes les autres autorisations réglementaires ont été reçues. Il reconnaît également que le transport a été réglé pour tous les pipelines requis. Les conditions de ces autorisations, des contrats de transport et du contrat de vente de gaz sont conformes à celles de licence demandée. L'Office estime donc que la période de cette licence est appropriée.

13.7 Décision

(xci)

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à l'intention de Summit, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Annexe I précise les conditions de la licence.

Chapitre 14

Décision

Les chapitres précédents constituent les décisions et les Motifs de décision de l'Office relativement aux demandes étudiées dans le cadre de l'instance GH-6-92.

K.W. Vollman
Président

A.B. Gilmour
Membre

R. Illing
Membre

Calgary, Alberta
Janvier 1993

Annexe 1

Conditions des licences à délivrer à ENCO Gas,Ltd.

Conditions de la licence à délivrer à ENCO Gas, Ltd.

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter du 1^{er} mai 1993 ou de la date de la première livraison, selon la plus tardive des deux dates, et se terminera le 31 octobre 2008.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 1^{er} mai 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qu'ENCO peut exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) pour la période commençant le 1^{er} mai 1993 ou la date des premières livraisons, selon la date la plus tardive, jusqu'au 31 octobre 1993, 155 800 mètres cubes par jour ou 28 700 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

b) pour la période du 1^{er} novembre 1993 jusqu'au 31 octobre 1994, 429 100 mètres cubes par jour ou 156 600 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

c) pour la période du 1^{er} novembre 1994 jusqu'au 31 octobre 2008, 601 300 mètres cubes par jour ou 219 500 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;
ou

d) 3 258 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a) Écart admissible : la quantité de gaz qu'ENCO est autorisée par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b) Écart admissible : la quantité de gaz qu'ENCO est autorisée par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntingdon, en Colombie-Britannique. **Conditions de la licence à délivrer à The Washington Water Power Company**

Conditions de la licence à délivrer à The Washington Water Power Company

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter du 1^{er} novembre 1993 ou de la date de la première livraison, selon la plus tardive des deux dates, et se terminera dix

(xciv)

ans après le début de la période de validité de la licence.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 1^{er} novembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que WWP peut exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) pour la période commençant le 1^{er} novembre 1993 ou à la date des premières livraisons, selon la date la plus tardive, jusqu'au 31 octobre 1994, 1 013 000 mètres cubes par jour ou 277 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

b) pour la période du 1^{er} novembre 1994 jusqu'au 31 octobre 1995, 1 100 000 mètres cubes par jour ou 302 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

c) pour la période du 1^{er} novembre 1995 jusqu'au 31 octobre 1996, 1 190 000 mètres cubes par jour ou 328 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

d) pour la période du 1^{er} novembre 1996 jusqu'au 31 octobre 1997, 1 285 000 mètres cubes par jour ou 356 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

e) pour la période du 1^{er} novembre 1997 jusqu'au 31 octobre 1998, 1 380 000 mètres cubes par jour ou 382 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

f) pour la période du 1^{er} novembre 1998 jusqu'au 31 octobre 1999, 1 471 000 mètres cubes par jour ou 408 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

g) pour la période du 1^{er} novembre 1999 jusqu'au 31 octobre 2000, 1 563 000 mètres cubes par jour ou 434 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

h) pour la période du 1^{er} novembre 2000 jusqu'au 31 octobre 2001, 1 145 000 mètres cubes par jour ou 275 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

i) pour la période du 1^{er} novembre 2001 jusqu'au 31 octobre 2002, 1 201 000 mètres cubes par jour ou 290 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;

j) pour la période du 1^{er} novembre 2002 jusqu'au 31 octobre 2003, 1 258 000 mètres cubes par jour ou 305 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre;
ou

k) 3 357 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a) Écart admissible : la quantité de gaz que WWP est autorisée par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b) Écart admissible : la quantité de gaz que WWP est autorisée par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de

(xcv)

Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Conditions de la licence à délivrer à Poco Petroleum Ltd.

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter du 1^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle les conditions suspensives contenues dans le contrat d'achat de gaz du 1^{er} juin 1991 passé entre Poco Petroleum Ltd. et Northwest Natural Gas Company auront été exécutées ou écartées, selon la plus tardive des deux dates, et se terminera le 30 septembre 2003.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 1^{er} novembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Poco peut exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) 445 100 mètres cubes par jour;

b) 138 800 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c) 869 500 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a) Écart admissible : la quantité de gaz que Poco est autorisée par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b) Écart admissible : la quantité de gaz que Poco est autorisée par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Conditions de licence à délivrer à San Diego Gas & Electric Company et à Bow Valley Industries Ltd.

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter de la date de la première livraison et se terminera 11 ans après cette date.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 31 décembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que les codemandeurs peuvent exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) 139 500 mètres cubes par jour;

b) 50 900 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c) 560 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

(xcvi)

3.a)Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b)Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4.Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

(xcvii)

Conditions de la licence à délivrer à San Diego Gas & Electric Company et à Canadian Hunter Marketing Ltd.

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter de la date de la première livraison et se terminera dix ans après cette date.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 31 décembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que les codemandeurs peuvent exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) 557 600 mètres cubes par jour;

b) 203 500 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c) 2 035 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Conditions de la licence à délivrer à San Diego Gas & Electric Company et Husky Oil Operations Ltd.

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter de la date de la première livraison et se terminera dix ans après cette date.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 31 décembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que les codemandeurs peuvent exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) 609 900 mètres cubes par jour;

b) 222 600 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c) 2 226 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter

(xcviii)

pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b)Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4.Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Conditions de la licence à délivrer à San Diego Gas & Electric Company et à Summit Resources Limited

1.a)Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter de la date de la première livraison et se terminera 8 ans après cette date.

b)Les exportations doivent débuter au plus tard le 31 décembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2.Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que les codemandeurs peuvent exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a)195 100 mètres cubes par jour;

b)71 200 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c)570 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a)Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b)Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4.Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Conditions de la licence à délivrer à Southern California Edison Company et à AEC Oil & Gas Company, une division de l'Alberta Energy Company

1.a)Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter du 1^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle le service de transport garanti sera disponible sur les pipelines de NOVA Corporation of Alberta, d'Alberta Natural Gas Company Ltd./Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., de Pacific Gas Transmission Company, de Pacific Gas & Electric Company et de Southern California Gas Company, selon la plus tardive des deux dates, et se terminera 15 ans après cette date.

b)Les exportations doivent débuter au plus tard le 1^{er} novembre 1995, à défaut de quoi la présente

(xcix)

licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que les codemandeurs peuvent exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) 1 445 000 mètres cubes par jour;

b) 529 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c) 7 913 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

(c)

Conditions de la licence à exporter à Southern California Edison Company et à la Pétrolière Impériale Ressources Limitée

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter du 1^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle le service de transport garanti sera disponible sur les pipelines de NOVA Corporation of Alberta, d'Alberta Natural Gas Company Ltd./Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., de Pacific Gas Transmission Company, de Pacific Gas & Electric Company et de Southern California Gas Company, selon la plus tardive des deux dates, et se terminera 15 ans après cette date.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 1^{er} novembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que les codemandeurs peuvent exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) 1 445 000 mètres cubes par jour;

b) 529 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c) 7 913 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Conditions de la licence à délivrer à Southern California Edison Company et à Shell Canada Limitée

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur soit à compter de la date à laquelle toutes les conditions suspensives contenues dans le contrat d'achat et de vente de gaz passé entre Southern California Edison Company et à Shell Canada Limitée le 18 décembre 1990 auront été exécutées ou écartées, soit à compter de la date à laquelle le service de transport garanti sera disponible sur les pipelines de NOVA

(ci)

Corporation of Alberta, d'Alberta Natural Gas Company Ltd./Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., de Pacific Gas Transmission Company, de Pacific Gas & Electric Company et de Southern California Gas Company, selon la plus tardive des deux dates, et se terminera 15 ans après cette date.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 1^{er} novembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que les codemandeurs peuvent exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) 1 445 000 mètres cubes par jour;

b) 529 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c) 7 913 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b) Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Conditions de la licence à délivrer à Southern California Edison Company et à Western Gas Marketing Limited

1.a) Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter du 1^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle le service de transport garanti sera disponible sur les pipelines de NOVA Corporation of Alberta, d'Alberta Natural Gas Company Ltd./Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., de Pacific Gas Transmission Company, de Pacific Gas & Electric Company et de Southern California Gas Company, selon la plus tardive des deux dates, et se terminera 15 années après cette date.

b) Les exportations doivent débuter au plus tard le 1^{er} novembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que les codemandeurs peuvent exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a) 1 445 000 mètres cubes par jour;

b) 529 000 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

c) 7 913 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

(cii)

3.a)Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b)Écart admissible : la quantité de gaz que les codemandeurs sont autorisés par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4.Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Conditions de la licence licence à délivrer à Summmit Resources Limited

1.a)Sous réserve de la condition 1 b), la présente licence entrera en vigueur à compter du 1^{er} novembre 1993 ou de la date à laquelle les conditions suspensives contenues dans le contrat d'achat de gaz du 1^{er} juin 1991 passé entre Summit Resources Limited et Northwest Natural Gas Company auront été exécutées ou écartées, selon la plus tardive des deux dates, et se terminera 7 ans après cette date.

b)Les exportations doivent débuter au plus tard le 1^{er} novembre 1995, à défaut de quoi la présente licence sera annulée.

2.Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz que Summit peut exporter en vertu de cette licence ne doit pas dépasser :

a)au cours d'une période comprise entre le 1^{er} octobre et le 31 mars suivant, 219 200 mètres cubes par jour;

b)au cours d'une période débutant le 1^{er} avril et se terminant le 30 septembre, 141 300 mètres cubes par jour;

c)52 800 000 mètres cubes pendant toute période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

d)300 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3.a)Écart admissible : la quantité de gaz que Summit est autorisée par la présente à exporter pendant toute période de 24 heures peut dépasser de dix pour cent la limite quotidienne imposée à la condition 2.

b)Écart admissible : la quantité de gaz que Summit est autorisée par la présente à exporter pendant toute période de 12 mois peut dépasser de deux pour cent la limite annuelle imposée à la condition 2.

4.Le gaz exporté en vertu de cette licence doit être livré au point d'exportation situé près de Kingsgate, en Colombie-Britannique.