

Office national de l'énergie

Motifs de décision

CanWest Gas Supply Inc.

ProGas Limited

GH-3-93

Juillet 1993

Exportations de gaz

© Ministre des Approvisionnements et Services,
Canada 1993

No. de cat. NE22-1/1993-8F
ISBN 0-662-98492-7

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

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1993

Cat. No. NE22-1/1993-8E
ISBN 0-662-20354-2

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available from:

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

For pick-up at NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

CanWest Gas Supply Inc.

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

ProGas Limited

Demande conformément à l'article 21 et à la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue d'obtenir une modification d'une licence d'exportation de gaz naturel et l'octroi d'une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel

GH-3-93

Juillet 1993

Exportations de gaz

Table des matières

Liste des tableaux	ii
Liste des figures	ii
Liste des annexes	ii
Abréviations	iii
Exposé et comparutions	v
1. Demandes de licences d'exportation de gaz naturel	1
1.1 Les demandes	1
1.2 Examen environnemental	2
1.2.1 Opinion de l'Office	2
1.3 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché	2
1.3.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes	3
1.3.2 Évaluation des incidences de l'exportation	4
1.3.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public	4
1.4 Clauses de temporisation	7
1.5 Opinion de l'Office	7
2. CanWest Gas Supply Inc.	8
2.1 Résumé de la demande	8
2.2 Approvisionnement en gaz	8
2.2.1 Contrats d'approvisionnement	8
2.2.2 Réserves	9
2.2.3 Capacité de production	10
2.3 Transport	10
2.4 Marché	11
2.5 Contrat de vente de gaz	12
2.6 État des autorisations réglementaires	13
2.7 Opinion de l'Office	13
2.8 Décision	13
3. ProGas Limited.	14
3.1 Résumé de la demande	14
3.2 Approvisionnement en gaz	15
3.2.1 Contrats d'approvisionnement	15
3.2.2 Réserves	15
3.2.3 Capacité de production	16
3.3 Transport	16
3.4 Marché	17
3.5 Contrat de vente de gaz	17
3.6 État des autorisations réglementaires	18
3.7 Opinion de l'Office	19
3.8 Décision	19
4. Dispositif	20

(ii)

Liste des tableaux

1-1	Résumé des licences demandées	1
2-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de CanWest avec le volume global demandé	9
3-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de ProGas avec le volume global demandé	16

Liste des figures

2-1	Comparaison des estimations de CanWest et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	11
3-1	Comparaison des estimations de ProGas et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle	17

Liste des annexes

I	Modalités des licences qui seront délivrées	21
---	---	----

(iii)

Abréviations

APMC	Alberta Petroleum Marketing Commission
BCPC	British Columbia Petroleum Corporation
Bonneville	Bonneville Power Administration
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
Consumers Power	Consumers Power Company
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis d'Amérique)
Décret sur le PÉEE	<i>Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement</i>
ÉIE	évaluation de l'incidence de l'exportation
ERCB	Energy Resources Conservation Board de l'Alberta
É.-U	États-Unis
FALP	Frais annuels liés au produit
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis d'Amérique)
FSRG	Frais de stockage de réserves de gaz
GH-1-92	Ordonnance d'audience GH-1-92 en vertu de diverses demandes de licences d'exportation de gaz naturel; Motifs de décision datés d'octobre 1992.
GH-7-92	Ordonnance d'audience GH-7-92 en vertu de diverses demandes de licences d'exportation de gaz naturel, Motifs de décision datés du juin 1993.
GHR-1-87	<i>Examen de la méthode de calcul des excédents de gaz naturel</i>
GJ	gigajoule
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
IA	installation admissible

Klickitat	Klickitat Energy Company
Liste d'exclusion	Liste d'exclusion automatique de l'Office du décret sur le PÉEE
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MACM	méthode axée sur les conditions du marché
MW	mégawatt(s) (1 000 kilowatts)
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
Office, l'	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
Pentzer	Pentzer Energy Services, Inc.
ProGas	ProGas Limited
ProGas U.S.A.	ProGas U.S.A. Inc.
QCJ	quantité contractuelle journalière
QJM	quantité journalière maximale
SDS	SDS Lumber
SG	service garanti
TETCO	Texas Eastern Transmission Company
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
10 ⁶ BTU	million(s) de thermies britanniques (BTU)
10 ⁶ pi ³	million(s) de pieds cubes
10 ⁹ pi ³	milliard(s) de pieds cubes

(v)

Exposé et comparutions

EN VERTU DE la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT à la demande d'une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel conformément à la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par CanWest Gas Supply Inc.; et

RELATIVEMENT à la demande de modifications à la licence d'exportation de gaz naturel et d'une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel conformément à l'article 21 et à la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par ProGas Limited;

EN VERTU DE l'ordonnance d'audience GH-3-93, dans sa version modifiée;

ENTENDUE À Calgary (Alberta), le 28 juin 1993.

DEVANT :

J.-G. Fredette	membre président
R.B. Horner, c.r.	membre
A.B. Gilmour	membre

COMPARUTIONS :

L.G. Keough	CanWest Gas Supply Inc. et Enron Gas Marketing, Inc.
J.R.M. Kowch	ProGas Limited
N.W. Boutillier	Alberta and Southern Gas Co. Ltd
G.V. Lepine	Centra Gas Ontario Inc.
G. Geisbrecht	Pan-Alberta Gas Ltd.
M.J. Samuel	TransCanada PipeLines Limited
E. Diemert	Western Gas Marketing Limited
W.M. Moreland	Alberta Petroleum Marketing Commission
M.A. Fowke	avocat de l'Office

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

1.1 Les demandes

Dans le cadre de l'instance GH-3-93, l'Office national de l'énergie («l'Office» ou «ONÉ») a examiné des demandes visant l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel, demandes qui ont été déposées par les sociétés suivantes :

1. CanWest Gas Supply Inc. («CanWest»); et
2. ProGas Limited («ProGas»).

Dans sa demande de licence d'exportation, ProGas a demandé des modifications à la licence GL-98, conformément au paragraphe 21(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("la Loi"). Ces modifications auraient pour effet de réduire les volumes d'exportation autorisés en vertu de la licence GL-98.

Le tableau 1-1 résume chacune des demandes de licence d'exportation examinées au cours de l'audience GH-3-93.

Tableau 1-1

Résumé des licences demandées

GH-3-93

Demande	Acheteur (type de marché)	Durée	Point d'exportation	Quantités maximales demandées		
				Journalière 10 ³ m ³ (10 ⁶ pi ³)	Annuelle 10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)	Globale 10 ⁶ m ³ (10 ⁹ pi ³)
1. CanWest	Klickitat (centrale de cogénération)	20 ans après premières livr.	Huntingdon (Colombie-Britannique)	300,5 (10,6)	109,7 (3,9)	2 194,0 (77,4)
2. ProGas*	Consumers Power (appr. de réseau)	1 ^{er} nov. 1993 au 31 oct. 2003	Emerson (Manitoba)	2 124,6 (75,0)	775,5 (27,4)	7 775,0 (273,8)

* ProGas a également fait une demande de modification à la licence GL-98 afin que ces volumes soient éliminés.

1.2 Examen environnemental

L'objet de l'examen environnemental est de permettre à l'Office d'arriver à l'une des conclusions prévues à l'article 12 du *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* («Décret sur le PÉEE»). À cette fin, l'Office a mené un examen préalable, conformément à l'ordonnance d'audience GH-3-93, dans le cadre duquel il a examiné les mémoires déposés par chacun des demandeurs.

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

CanWest a affirmé que les effets possibles sur l'environnement et les effets sociaux directement liés aux effets environnementaux qui pourraient découler de la licence d'exportation de gaz demandée ne seraient pas importants ou pourraient être atténués à l'aide de technologies connues.

ProGas a affirmé qu'aucune nouvelle installation de transport de gaz relevant de la compétence de l'Office serait demandée pour accommoder ses exportations visées par la demande. ProGas ont donc fait valoir que les demandes de licences d'exportation de gaz naturel étaient visées par la liste d'exclusion automatique de l'Office («liste d'exclusion») du Décret sur le PÉEE.

1.2.1 Opinion de l'Office

En menant un examen préalable conformément au Décret sur le PÉEE, l'Office a réalisé son examen environnemental de la demande instruite dans le cadre de la présente audience, et il a établi que, puisqu'aucune nouvelle installation est demandée, les demandes de CanWest et ProGas sont visées par la note 3 de la liste d'exclusion de l'Office.¹

1.3 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché

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

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

¹ La note 3 prévoit l'exclusion automatique des «... demandes visant les exportations, les importations, les exportations pour importation subséquente et les importations pour exportation subséquente du gaz naturel qui sont autorisées :

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

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

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

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

La description donnée ci-après des trois volets de la MACM est générale et s'applique à chaque demande entendue dans le cadre de l'instance GH-3-93.

1.3.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

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

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

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

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

rejeter la demande de licence d'exportation ou prendre toute autre mesure pertinente en fonction de la demande instruite.

1.3.2 Évaluation des incidences de l'exportation

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

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

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

Les demandeurs examinés dans les présents Motifs ont adopté l'ÉIE la plus récente de l'Office en date du 7 septembre 1989.

1.3.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public

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

- évalue la probabilité que les volumes autorisés seront pris;
- détermine si les contrats de vente de gaz sont susceptibles de durer;
- examine si les contrats de vente de gaz ont été négociés entre entreprises indépendantes;
- vérifie si une demande de licence d'exportation est appuyée par des producteurs;
- vérifie si les contrats de vente de gaz prévoient le paiement des frais de transport connexes par les gazoducs canadiens pendant toute la durée du contrat; et
- établit la durée appropriée d'une licence d'exportation en tenant compte des éléments suivants :
 - (i) preuve relative à la suffisance des approvisionnements en gaz dont le demandeur de licence dispose pour fournir les volumes visés par la demande pendant toute la durée de la licence demandée;

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

- (ii) preuve relative à la nécessité de délivrer une licence pour la durée demandée à la lumière des clauses des contrats de vente et de transport de gaz connexes et des modalités des permis délivrés par d'autres organismes de réglementation; et
- (iii) tout autre élément de preuve que l'Office juge pertinent quant à la durée appropriée de la licence.

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

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

Approvisionnement en gaz

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

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

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

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

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

prévoyait un facteur de charge inférieur, la capacité de production se maintiendrait au-delà de la période indiquée par l'analyse de l'Office.

Transport

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

Marchés

Les demandes instruites à l'instance GH-3-93 concernaient la vente de gaz à deux types de marchés d'utilisation finale : une vente de l'approvisionnement de réseau et une vente de centrales de cogénération. Cette dernière installation est définie comme étant une installation qui produit de l'électricité et de l'énergie thermique à des fins commerciales ou industrielles. Voici les points sur lesquels l'Office s'est penché pour chacun de ces marchés :

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

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

Contrats de vente

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

État des autorisations réglementaires

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

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

1.4 Clauses de temporisation

Lorsque l'Office délivre une licence d'exportation de gaz, il fixe généralement un délai initial assez court pendant lequel l'exportation de gaz doit commencer pour que la licence entre en vigueur pour toute la période approuvée par l'Office. Cette modalité est appelée clause de temporisation, étant donné que la licence prendrait fin si les exportations ne débutaient pas dans le délai imparti. L'inclusion d'une clause de temporisation a pour objet de limiter les licences en vigueur à celles aux termes desquelles l'acheminement du gaz commence dans un délai raisonnable après la décision. L'Office a consulté chacun des demandeurs pour savoir s'ils acceptaient que leur licence soit assortie d'une clause de temporisation et, dans tous les cas, les demandeurs ont signifié leur accord.

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

1.5 Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucune plainte n'a été déposée relativement aux demandes de licences d'exportation instruites dans le cadre de l'instance GH-3-93.

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

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

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

CanWest Gas Supply Inc.

2.1 Résumé de la demande

Le 7 avril 1993, CanWest a demandé à l'Office, conformément à la partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités seraient les suivantes :

Période	- 20 ans à partir du premier jour de l'exploitation commerciale de la centrale de cogénération
Point d'exportation	- Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 300,52 10 ⁶ m ³ (10,6 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 109,69 10 ⁶ m ³ (3,9 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	- 2 194 10 ⁶ m ³ (77,4 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

Le gaz qui serait exporté proviendrait principalement de réservoirs sous contrat avec CanWest situés en Colombie-Britannique. Ce gaz serait acheminé par le réseau de Westcoast Energy Inc. («Westcoast») à des fins de livraison à la Klickitat Energy Company («Klickitat») près de Huntingdon, en Colombie-Britannique. Le gaz serait ensuite acheminé par le réseau de la Northwest Pipeline Corporation («Northwest») et par un pipeline qui sera construit par Northwest ou Klickitat à des fins de livraison à la centrale de cogénération située près de Bingen, dans l'État de Washington. La vapeur et l'électricité produites à la centrale de cogénération seraient vendues à l'usine de SDS Lumber («SDS») et à la Bonneville Power Administration («Bonneville») respectivement.

CanWest a demandé à ce que la date citée dans la clause de temporisation de la licence soit le 1^{er} juillet 1997 puisque selon le contrat conclu avec Bonneville, la centrale de cogénération devrait être construite et en exploitation d'ici là.

2.2 Approvisionnement en gaz

2.2.1 Contrats d'approvisionnement

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

Dans le cadre de l'instance GH-7-92, l'Office a examiné attentivement l'approvisionnement en gaz de CanWest. Depuis, CanWest a conclu d'autres contrats d'approvisionnement représentant environ 9 % des réserves restantes. CanWest a toutefois fait remarquer que certains contrats n'ont plus cours et que certains d'autres pourraient être annulés pendant la période visée par l'exportation proposée. Dans l'ensemble, le pourcentage de réserves susceptibles de ne plus faire l'objet d'un contrat est petit (moins de 3 %) comparativement à l'approvisionnement total de CanWest.

2.2.2 Réserves

Pour étayer sa demande, CanWest a mis à jour le résumé détaillé des réserves de gaz qu'elle a fourni dans le cadre de l'audience GH-7-92 afin d'inclure sa production de 1992 et des volumes ayant récemment fait l'objet d'un contrat. Reconnaissant que l'approvisionnement de CanWest n'a pas beaucoup fluctué, à part les réserves qui font l'objet d'un nouveau contrat et celles dont les contrats n'ont plus cours, l'Office n'a pas considéré comme nécessaire une l'analyse détaillée de toutes les réserves de CanWest pour l'instant. Il s'est plutôt penché principalement sur les renseignements qu'a fournis CanWest à propos de son nouvel approvisionnement. Les Motifs de décision GH-7-92 font état de l'analyse qu'a fait l'Office antérieurement.

Le tableau 2-1 montre que l'estimation faite par l'Office des réserves de CanWest au 1^{er} novembre 1992 est inférieure d'environ 21 % à celle de CanWest, mais qu'elle excède tout de même ses besoins globaux, dont l'exportation proposée, d'environ de 14 %. Des différences reliées aux paramètres des réservoirs, à l'interprétation des baisses de production et à la méthode employée pour affecter les réserves de gaz à une superficie non forcée expliquent l'écart entre les estimations des réserves.

Tableau 2-1

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

	10^6 m^3 (10^9 pi^3)	
CanWest ¹	ONÉ ²	Volume demandé ³
72 314 (2 552,7)	59 753 (2 109,3)	2 194 (77,4)

1. Au 1^{er} novembre 1992.
2. Au 31 décembre 1991. L'estimation faite par l'Office des réserves restantes serait inférieure d'au moins $2\,800\,10^6 \text{ m}^3$ ($99\,10^9 \text{ pi}^3$) à ce montant si l'on tenait compte de la production au 1^{er} novembre 1992.
3. Ce volume représente environ 4 % des besoins globaux de CanWest, qui se chiffrent à $49\,857\,10^6 \text{ m}^3$ ($1\,760\,10^9 \text{ pi}^3$).

L'approvisionnement en gaz de CanWest provient principalement d'anciens réservoirs producteurs. Puisque le taux de production du gaz d'un grand nombre de ces réservoirs est à la baisse et que le taux de production d'eau est à la hausse, l'Office a diminué son estimation des réserves de gaz de plusieurs de ces réservoirs.

L'approvisionnement pour lequel CanWest a récemment conclu des contrats se trouve principalement dans les gisements Blueberry ainsi que North et South Grizzly. Ces réservoirs produisent du gaz depuis un certain nombre d'années et leur taux de production est fortement à la baisse. L'estimation de CanWest comprend également plusieurs réservoirs à puits unique inutilisé, des réservoirs du gisement Osborne ainsi

qu'une partie du gisement Ojay. En outre, CanWest a tenu compte des réserves de gaz situées dans des superficies non forées se trouvant près des terrains faisant l'objet d'un nouveau contrat. Selon l'Office, l'estimation des réserves de ces nouveaux terrains correspond à environ la moitié de l'estimation de CanWest.

Puisque certaines réserves de réservoirs plus grands et plus productifs comme celui du réservoir Clarke Lake Slave Point A et ceux des réservoirs Sierra Pine Point B, C et D ne sont plus sous contrat, la quantité totale de réserves de gaz sous contrat au profit de CanWest est réduite. L'Office estime que la réduction de l'estimation des réserves attribuables aux contrats récemment annulés se chiffre à environ $5\,000\,10^6\text{ m}^3$ ($176\,10^9\text{ pi}^3$). Ces facteurs ont entraîné la diminution générale des réserves restantes totales de CanWest.

Dans le cadre de son analyse de l'approvisionnement en gaz de CanWest, l'Office a reconnu 320 réservoirs situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique ainsi qu'un réservoir se trouvant en Alberta. Trois réservoirs dont les réserves restantes commercialisables sont supérieures à $3\,000\,10^6\text{ m}^3$ ($106\,10^9\text{ pi}^3$) représentent 27 % de l'ensemble des réserves. Un de ces réservoirs, le Yoyo Pine Point A, comprend des réserves restantes nettes de $7\,738\,10^6\text{ m}^3$ ($273\,10^9\text{ pi}^3$), soit 14 % des réserves restantes totales de CanWest.

En bref, l'estimation des réserves de CanWest effectuée par l'Office est moins élevée que celle de CanWest. Cependant, elle excède les besoins globaux de CanWest, y compris l'exportation proposée.

2.2.3 Capacité de production

La figure 2-1 permet de comparer les prévisions de la capacité de production rajustée dressées par l'Office et par CanWest avec les besoins globaux de CanWest selon un facteur de charge de 100 %.

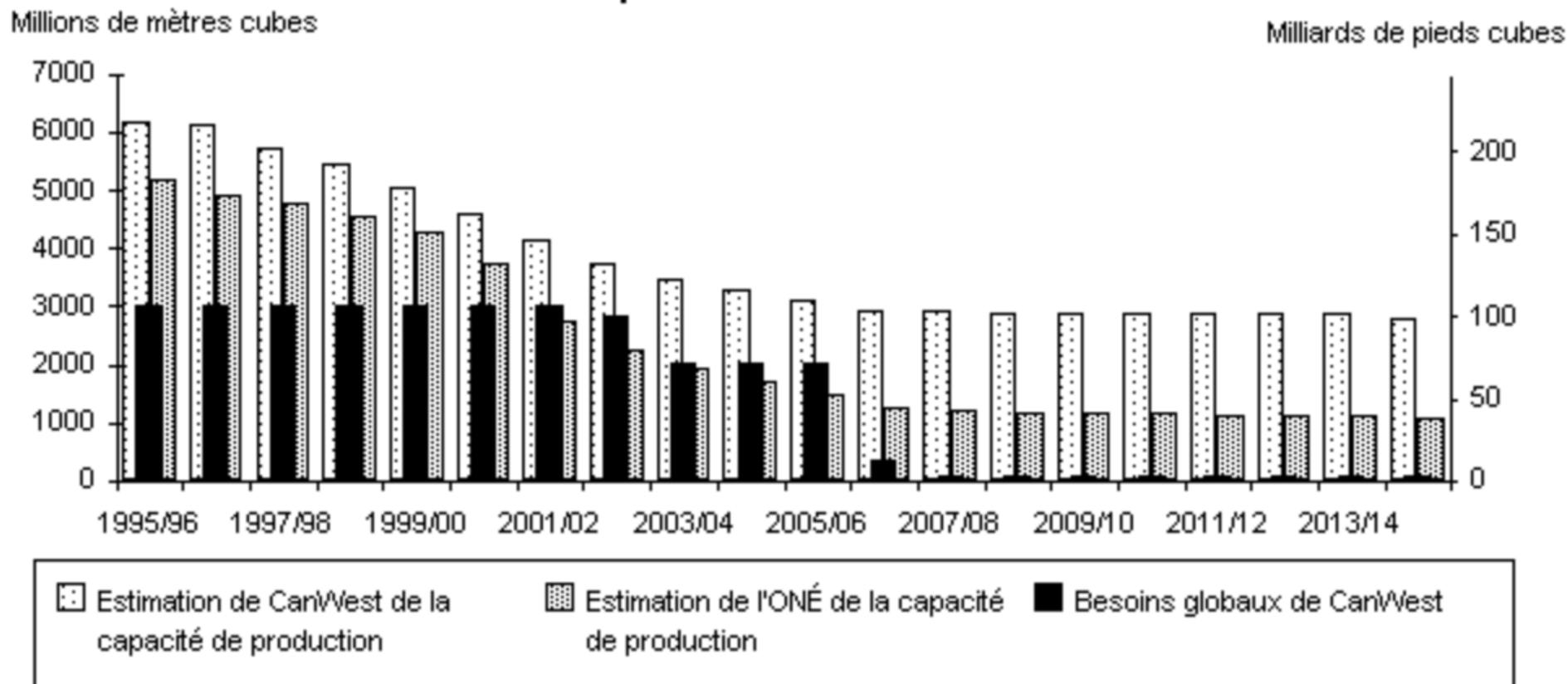
Les prévisions de l'Office de la capacité de production rajustée indique que l'approvisionnement en gaz suffit aux besoins globaux de CanWest pendant la plus grande partie de la période visée par le projet d'exportation. Bien que l'analyse de l'Office ait permis de détecter des insuffisances des années 2002 à 2006, CanWest a affirmé que, le cas échéant, elle parerait aux insuffisances éventuelles en concluant des contrats pour des réserves supplémentaires, en mettant de nouvelles réserves en valeur sur des terrains étant déjà sous contrat ou en réduisant les ventes à court terme.

2.3 Transport

Le 30 avril 1992, CanWest a conclu un contrat de transport en service garanti («SG») avec Westcoast en vue du transport des volumes proposés à l'exportation entre les points de réception en Colombie-Britannique et le point de raccordement des réseaux de Northwest et de Westcoast près de Huntingdon, en Colombie-Britannique. CanWest a l'option de renouveler ce contrat d'année en année. La capacité actuelle du réseau de Westcoast sera utilisée.

Conformément à une entente par lettre datée du 29 juin 1992 entre Pentzer Energy Services, Inc. («Pentzer») et Klickitat, Development Associates Inc. (filiale appartenant exclusivement à Pentzer), le transport du gaz sera garanti par le réseau de Northwest.

Figure 2-1
Comparaison des estimations de CanWest et de l'ONÉ de la capacité de production annuelle



Pour livrer le gaz de la station de comptage de Northwest à Hood River jusqu'à la centrale de cogénération, il faudra construire un nouveau pipeline latéral d'environ 3,2 kilomètres (2 milles) de long. Northwest prévoit de construire ce pipeline et elle s'attend à recevoir les autorisations réglementaires nécessaires d'ici le milieu de 1995. Le réseau de Northwest ne devra être doté d'aucune autre installation en vue de cette exportation.

2.4 Marché

Le gaz proposé à l'exportation servirait à alimenter la centrale de cogénération de Klickitat de 49,5 MW au gaz naturel et aux déchets de bois qui sera située à l'usine de SDS. La construction de la centrale de cogénération devrait être terminée d'ici le milieu de 1995. Cette centrale devrait être exploitée à raison d'un facteur de charge de 90 % et devrait commander du gaz de CanWest selon un facteur de charge moyen équivalent à environ 85 %.

Bonneville achètera toute l'énergie électrique produite à la centrale de cogénération. Bonneville est un grossiste d'énergie régional qui exploite les trois quarts du réseau de transport d'énergie électrique du Nord-ouest en bordure du Pacifique. Elle a diffusé un bulletin d'alerte et a formé un groupe de travail au sein de l'industrie afin d'étudier l'inquiétante possibilité d'une panne de courant générale dans la région de Puget Sound, panne qui serait attribuable à l'insuffisance de la capacité de production.

Bonneville n'a pas demandé à Klickitat d'obtenir l'état de l'IA de la part de la Federal Energy Regulatory Commission ("FERC"), mais Klickitat en fera probablement la demande.

2.5 Contrat de vente de gaz

Le 10 décembre 1992, Klickitat et CanWest ont conclu un contrat de vente de gaz d'une durée initiale de 20 ans. Ce contrat entrera en vigueur à la date d'entrée en exploitation, qui sera la date que Klickitat déclarera par écrit être la date à laquelle la construction de la centrale sera terminée et aura commencé son exploitation commerciale. Selon ce contrat, la quantité journalière maximale («QJM») s'établira à 11 579 GJ (11 000 10⁶ BTU).

Ce contrat peut être résilié par l'une ou l'autre des parties, à moins que la conclusion financière du projet ne se concrétise dans l'année suivant l'obtention de toutes les autorisations requises et que l'entrée en exploitation se produise avant le 31 décembre 1997. Les parties peuvent faire appel à un arbitrage exécutoire en cas de désaccord ou de controverse relative au contrat. CanWest a affirmé que ce contrat avait été négocié entre entreprises indépendantes.

CanWest est le seul fournisseur de gaz à Klickitat. Cette dernière ne peut pas, sans l'approbation de CanWest, acheter du gaz d'un autre fournisseur pour sa centrale de cogénération jusqu'à ce qu'elle ait rempli toutes ses obligations en vertu de ce contrat.

Le prix à payer à CanWest comporte trois aspects : des frais liés au produit, des frais liés à la demande et des frais de stockage de réserves de gaz («FSRG»). À partir du 1^{er} janvier 1994, les frais liés au produit s'établiront à 1,25 \$ US/GJ (1,31 \$ US/10⁶ BTU) à la frontière internationale. Ces frais augmenteront de 5 % le 1^{er} janvier de chaque année jusqu'à la quinzième année du contrat. Au cours de la seizième année du contrat, les frais liés au produit augmenteront de 10 %. Le taux d'augmentation de chacune des années suivantes s'élèvera à 6 %.

Les frais liés à la demande commenceront à 0,52 \$ US/GJ (0,55 \$ US/10⁶ BTU) par jour et augmenteront annuellement à compter du 1^{er} novembre 1994 selon un taux défini comme le taux moyen de 5 % et le taux de variation des droits moyens que Westcoast imposera à CanWest.

Advenant que les commandes de Klickitat au cours d'une année quelconque s'établissent, en moyenne, à moins de 50 % de la QJM, Klickitat devra verser des FSRG correspondant à 100 % des frais liés au produit à l'égard du volume qui n'a pas été commandé en bas du niveau de 50 % ainsi que 15 % des frais liés au produit d'un volume de gaz équivalent à 25 % des quantités contractuelles annuelles. Si Klickitat passait des commandes annuelles atteignant en moyenne entre 50 et 75 % de la QJM, elle devra verser des FSRG de 15 % du prix du produit quant à la différence entre les commandes réelles et 75 % de la QJM.

CanWest a affirmé que le 1^{er} janvier 1993, le prix à la frontière de la Colombie-Britannique qui aurait été en vigueur en vertu de ce contrat, en présumant un facteur de charge de 100 %, s'élevait à 2,21 \$ CAN/GJ (2,31 \$ CAN/10⁶ BTU).

Bien qu'aucun contrat officiel de vente d'énergie thermique n'ait été conclu entre Klickitat et SDS, ces deux sociétés se sont tout de même entendues en principe sur les modalités du contrat. Puisque ces compagnies sont affiliées, on s'attend à ce que le contrat soit signé sans problème.

Le 8 décembre 1992, Klickitat et Bonneville ont signé une lettre d'intention. Bien qu'elles aient entièrement négocié une entente de vente d'énergie, cette dernière ne peut être conclue légalement tant que Bonneville n'a pas terminé son examen environnemental de la centrale de cogénération et des installations de raccordement connexes. Cet examen devrait être terminé d'ici janvier 1994. Le prix d'achat a été actualisé et il tient compte d'un taux d'inflation annuel de 5 %. La durée de l'entente d'achat d'énergie est de 20 ans.

2.6 État des autorisations réglementaires

Le 30 mars 1993, CanWest a déposé une demande de certificat d'enlèvement d'énergie à long terme auprès du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique pour une période et un volume correspondant au contrat de vente de gaz. La demande en est encore à l'étude. Le 8 mars 1993, la British Columbia Petroleum Corporation («BCPC») a délivré une attestation d'appui des producteurs à CanWest.

Klickitat présentera une demande au DOE/FE en vue d'obtenir une autorisation d'importation à long terme.

2.7 Opinion de l'Office

L'Office constate que Klickitat devra acquitter des FSRG si elle commandait moins de 75 % de la QJM sur une base annuelle. Par ailleurs, Klickitat n'a pas le droit d'acheter du gaz d'un autre fournisseur tant qu'elle n'aura pas rempli toutes ses obligations en vertu du contrat signé avec CanWest. 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, l'Office est convaincu que l'on peut raisonnablement s'attendre à les volumes faisant l'objet de la licence soient commandés.

L'Office constate également que le taux d'augmentation des prix en vertu du contrat de vente de gaz et du contrat d'achat d'énergie sont semblables et que le contrat de vente de gaz est assujéti à un arbitrage exécutoire. L'Office est donc convaincu que le contrat de vente de gaz continuera d'intéresser les parties pendant la période proposée et qu'il est, par conséquent, durable.

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

Le 8 mars 1993, CanWest a obtenu une attestation d'appui des producteurs de la part de la BCPC.

L'Office observe que le prix contractuel comprend des frais liés à la demande en vue de la récupération des frais liés à la demande canadienne pendant la période visée par le contrat. Par conséquent, l'Office est convaincu que le contrat de vente de gaz comprend des modalités pour le paiement des frais de transport connexes liés à la demande sur les pipelines canadiens pendant la période du contrat de vente de gaz.

L'estimation des réserves effectuée par l'Office excède d'environ 14 % les besoins globaux de CanWest. De plus, l'estimation de l'Office de la capacité de production rajustée indique que CanWest peut répondre à ses besoins à partir d'approvisionnements actuels pendant la majorité la période proposée. Le renflouement des insuffisances possibles pourrait se faire en passant des contrats pour de nouveaux approvisionnements, en poursuivant la mise en valeur des terrains sous contrat et en réduisant les ventes à court terme. Par ailleurs, l'Office constate que la durée des contrats de transport, de vente de gaz et d'achat d'énergie ainsi que celle des autorisations réglementaires demandées correspond à la période de la licence demandée. L'Office est donc convaincu que la période de la licence demandée est appropriée.

Enfin, l'Office est d'avis que la clause de temporisation du 1^{er} juillet 1997 est raisonnable.

2.8 Décision

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

ProGas Limited

3.1 Résumé de la demande

Le 19 avril 1993, ProGas a demandé à l'Office, conformément à la partie VI de la Loi, de lui délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à des fins de vente à la Consumers Power Company («Consumers Power») dont les modalités seraient les suivantes :

Période	- 10 ans à compter du 1 ^{er} novembre 1993
Point d'exportation	- Emerson (Manitoba)
Quantité journalière maximale	- 2 124,6 10 ³ m ³ (75,0 10 ⁶ pi ³)
Quantité annuelle maximale	- 775,5 10 ⁶ m ³ (27,4 10 ⁹ pi ³)
Quantité globale maximale	- 7 755,0 10 ⁶ m ³ (273,8 10 ⁹ pi ³)
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 5 % par année

Par la même occasion, ProGas a demandé à ce que la licence GL-98 soit modifiée, conformément au paragraphe 21(2) de la Loi, comme suit :

- i) modifier la modalité 2(c) afin que pendant la période s'échelonnant du 1^{er} novembre 1993 au 31 octobre 2000, la quantité totale autorisée à des fins d'exportation au cours d'une même journée s'établisse à 7 316 300 mètres cubes et que la quantité autorisée à des fins d'exportation pendant n'importe quelle période de 12 mois consécutifs s'élève à 2 325 000 000 mètres cubes;
- ii) modifier la modalité 2(d) afin que la quantité totale de gaz pouvant être exportée pendant la période visée se chiffre à 36 796 500 000 mètres cubes, moins la quantité totale de gaz qui sera exportée en vertu de la licence GL-56; et
- iii) modifier la modalité 6 afin que pendant la période s'échelonnant du 1^{er} novembre 1993 au 31 octobre 2000, la quantité de gaz pouvant être exportée de Monchy, en Saskatchewan, ne puisse pas dépasser 2 124 600 mètres cubes par jour (75 10⁶ pi³/j).

ProGas puisera le gaz qu'elle propose d'exporter et qu'elle exporte actuellement dans son portefeuille de contrats d'approvisionnement en Alberta et en Colombie-Britannique. Le gaz du projet d'exportation serait acheminé par le réseau de NOVA Corporation of Alberta («NOVA») et par celui de TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») jusqu'à la frontière internationale à Emerson, au Manitoba. À partir de là, le gaz serait acheminé par le réseau du Great Lakes Transmission Limited Partnership («GLGT») jusqu'à Consumers Power.

Consumers Power reçoit des exportations de gaz depuis le 1^{er} avril 1993 en vertu d'une ordonnance d'exportation à court terme autorisée par l'Office.

En vertu de la licence GL-98, les exportations de gaz sont autorisées pour les marchés desservis par la Tennessee Gas Pipeline Company of America, la Natural Gas Pipeline Company of America, l'ANR Pipeline Company and la Texas Eastern Transmission Corporation («TETCO»).

ProGas a résilié le contrat de vente de gaz qu'elle avait conclu avec TETCO le 1^{er} avril 1993 suite au règlement de conformité de TETCO en vertu de l'ordonnance 636 de la FERC. Par conséquent, ProGas a demandé à ce que la licence GL-98 soit modifiée afin de tenir compte de l'élimination de l'exportation de TETCO.

3.2 Approvisionnement en gaz

3.2.1 Contrats d'approvisionnement

ProGas puisera le gaz qu'elle propose d'exporter dans son portefeuille de contrats d'approvisionnement. Ce portefeuille est constitué d'environ 600 contrats de vente de gaz conclus avec environ 160 producteurs.

En vertu des modalités du contrat, ProGas a garanti son approvisionnement à Consumers Power, assurant ainsi que ses réserves et sa productibilité suffiront à combler les engagements de vente actuels. Advenant que cette garantie ne soit pas respectée, ProGas passera des contrats lui permettant d'obtenir des approvisionnements supplémentaires, réduira toutes les ventes interruptibles et n'aura pas le droit de conclure d'autres ventes garanties à long terme jusqu'à ce que l'insuffisance soit comblée.

3.2.2 Réserves

Pour étayer sa demande, ProGas s'est fondée principalement sur la preuve d'approvisionnement en gaz fournie à l'Office pendant l'instance GH-1-92, qui a été mise à jour à la lumière des renseignements fournis dans le cadre de la présente audience.

L'estimation des réserves de gaz de ProGas servira à satisfaire à ses engagements actuels ainsi qu'à l'exportation proposée à Consumers Power. Le tableau 3-1 indique que l'estimation faite par l'Office des réserves de gaz de ProGas au 31 décembre 1992 est inférieure d'environ 17 % à celle de ProGas, mais qu'elle excède les besoins globaux de ProGas d'environ 18 %.

En analysant l'approvisionnement en gaz de ProGas, l'Office a reconnu environ 1 400 réservoirs, dont 37 % (soit 70 % des réserves) sont en cours de production. Environ 85 % de l'approvisionnement en gaz de ProGas se trouve en Alberta, tandis que le reste se trouve en Colombie-Britannique. L'estimation faite par l'Office des réserves de ProGas en Alberta est inférieure d'environ 14 % à l'estimation correspondante de ProGas. Cette estimation inférieure de l'Office est partiellement attribuable à l'analyse de la diminution de la production qui indique des estimations moins élevées que celles de ProGas. L'estimation faite par l'Office des réserves de ProGas en Colombie-Britannique est supérieure dans une mesure d'environ 5 % à l'estimation fournie par ProGas.

En bref, l'estimation des réserves établies de ProGas effectuée par l'Office est moindre que celle fournie par ProGas, mais elle est supérieure aux besoins globaux de ProGas, dont l'exportation proposée.

Tableau 3-1

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

	10^6m^3 (10^9pi^3)	
ProGas¹	ONÉ²	Volume demandé³
106 630 (3 764,0)	94 233 (3 326,4)	7 755 (273,8)

1. Au 31 décembre 1992.
 2. Au 31 décembre 1991. Cette estimation des réserves restantes serait d'environ $6\,160\,10^6 \text{ m}^3$ ($217\,10^9 \text{ pi}^3$) inférieure au montant indiqué si elle était rajustée pour tenir compte de la production à la fin de l'exercice de 1992.
 3. Ce volume représente environ 10 % des besoins globaux de ProGas, qui se chiffrent à $74\,338\,10^6 \text{ m}^3$ ($2\,624\,10^9 \text{ pi}^3$).
- 3.2.3 Capacité de production

La figure 3-1 permet de comparer les prévisions de la capacité de production faites par l'Office et ProGas avec l'estimation des besoins globaux de ProGas, compte tenu des combustibles et des contractions. Les besoins annuels de Progas seront estimés selon un facteur de charge de 90 %.

ProGas se fie aux prévisions antérieures de l'Office concernant la capacité de production de ProGas fournies dans les Motifs de décision GH-1-92. Les deux prévisions de la capacité de production qui sont illustrées à la figure 3-1 démontrent que l'approvisionnement en gaz de Progas est suffisant pour répondre à ses besoins globaux selon un facteur de charge de 90 % pendant la période du projet d'exportation.

3.3 Transport

ProGas aura recours à sa capacité de SG sur le réseau de NOVA pour acheminer les volumes du projet d'exportation jusqu'à Empress, en Alberta. Ensuite, ce gaz sera acheminé jusqu'à Emerson, au Manitoba, par le réseau de TransCanada en vertu du contrat de SG de ProGas. ProGas U.S.A., Inc. («ProGas U.S.A.») transportera alors ce gaz par le réseau de GLGT à des fins de livraison à Consumers Power, au point de raccordement de la Michigan Gas Storage Company (filiale de Consumers Power) près de Chippawa, au Michigan.

C'est TETCO qui a affecté la capacité de transport contractuelle journalière de $2\,125\,10^3 \text{ m}^3$ ($75\,10^6 \text{ pi}^3$) sur le réseau de GLGT à ProGas U.S.A. Le contrat d'affectation, daté du 19 septembre 1990, a été approuvé par la FERC le 31 mars 1993. En vertu du contrat daté du 2 avril 1993 conclu avec ProGas U.S.A., GLGT a accepté de prolonger la période du contrat de service jusqu'au 1^{er} novembre 2003, sous réserve de l'approbation de la FERC.

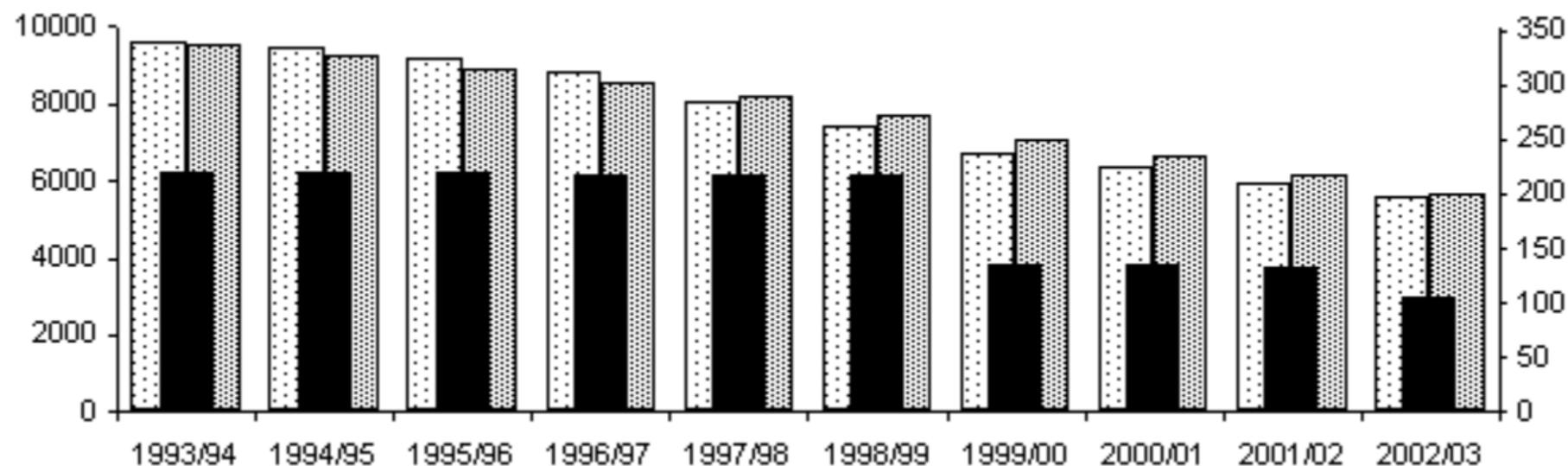
Le projet d'exportation n'implique pas la construction de nouvelles installations.

Figure 3-1

Comparaison des estimations de ProGas et de l'ONÉ de la capacité de production annuelle

Millions de mètres cubes

Milliards de pieds cubes



□ Estimation de ProGas de la capacité de production (estimation de l'Office dans GH-1-92)

▤ Estimation de l'ONÉ de la capacité de production

■ Besoins globaux de ProGas

3.4 Marché

Le gaz destiné à l'exportation sera utilisé par la Consumers Power, compagnie de distribution régionale du Michigan qui cherche à diversifier son portefeuille. Actuellement, Consumers Power dessert 1,4 million de clients situés dans la péninsule inférieure du Michigan. D'après ProGas, les exportations se feraient selon un facteur de charge de plus de 90 %.

Pour l'instant, l'approvisionnement en gaz de Consumers Power provient d'achats auprès de la Trunkline Gas Company, du marché au comptant du gaz, de fournisseurs de l'État et d'autres fournisseurs canadiens. En 1992, ses achats ont totalisé $6\,600\,10^6\text{ m}^3$ ($233\,10^9\text{ pi}^3$). Les achats effectués directement auprès de fournisseurs canadiens représentaient environ 10 % de ce total. L'exportation que propose ProGas pourrait augmenter la part du marché canadien de Consumers Power à 20 %.

3.5 Contrat de vente de gaz

Le 22 mars 1993, ProGas U.S.A. et Consumers Power ont conclu un contrat de vente de gaz s'échelonnant sur une période de 10,5 ans à partir du 1^{er} avril 1993. En vertu de ce contrat, la QCJ s'élèvera à $2\,125\,10^3\text{ m}^3$ ($75\,10^6\text{ pi}^3$). L'une des deux parties peut résilier ce contrat à moins que toutes les approbations réglementaires soient reçues et que les contrats de transports soient signés d'ici le 1^{er} novembre 1994.

Pendant les six premiers mois du contrat, soit du 1^{er} avril au 31 octobre 1993, Consumers Power doit acheter 100 % de la QCJ. Ensuite, à partir du 1^{er} novembre 1993 et jusqu'à la fin du contrat, Consumers Power doit acheter une quantité mensuelle minimale correspondant à 50 % de la QCJ, multipliée par le nombre de jours du mois. Annuellement, Consumers Power doit acheter une quantité minimale d'au moins 70 % de la QCJ multipliée par le nombre de jours dans l'année.

Advenant qu'elle n'achète pas la quantité annuelle minimale, Consumers Power devra verser des frais de couverture de déficit correspondant à 15 % des frais mensuels liés au produit pendant le dernier mois de l'année contractuelle, multipliés par le volume déficient et la moyenne pondérée de la valeur du chauffage. Cependant, au cours de l'année contractuelle suivante, Consumers Power aura le choix d'acheter le volume déficient de l'année précédente au taux de 85 % des frais mensuels liés au produit en vigueur à ce moment-là.

Quant aux obligations de livraison, advenant que ProGas ne livre pas les quantités commandées, jusqu'à concurrence de la QCJ, Consumers Power sera alors libérée des frais liés à la demande de la quantité non livrée. De plus, advenant que ProGas ne livre pas jusqu'à 98 % des volumes commandés, Consumers Power sera indemnisée des frais liés au gaz de remplacement. Par ailleurs, si un taux de livraison de 85 % n'est pas respecté pendant 180 jours consécutifs, Consumers Power aura le droit de réduire la QCJ selon une quantité correspondante.

Dans le cas des ventes survenues du 1^{er} avril 1993 au 31 octobre 1993, le prix a été établi à 1,63 \$ US/GJ (1,72 \$ US/10⁶ BTU). Pour ce qui est des ventes du reste de la période, Consumers Power devra verser des frais liés à la demande et au produit. Les frais mensuels liés à la demande correspondent à 0,70 \$ US/GJ (0,74 \$ US/10⁶ BTU) multipliés par la QJM et le nombre de jour du mois. Ce prix n'est pas négociable dans le cas du réseau de GLGT et des pipelines canadiens en amont. Les frais mensuels liés au produit correspondent aux frais annuels liés au produit («FALP»), rajustés annuellement, multipliés par le facteur de rajustement mensuel. Pour commencer, les FALP se chiffrent à 1,47 \$ US/GJ (1,55 \$ US/10⁶ BTU) et seraient rajustés annuellement selon la variation du pourcentage du coût moyen pondéré du gaz. Les frais liés au produit ainsi que le rajustement des frais liés au produit ne peuvent être renégociés plus qu'une fois tous les deux ans.

Selon le contrat, advenant que ProGas et Consumers Power ne puissent s'entendre sur les frais, elles auront droit à un arbitrage exécutoire à propos des frais liés au produit une fois tous les trois ans. Cet arbitrage permettrait d'en arriver à des frais liés au produit comparables aux autres frais liés au produit dans le cas d'approvisionnements à long terme sur des marchés auxquels les deux parties ont accès. L'arbitrage serait effectué conformément aux règlements du British Columbia International Commercial Arbitration Centre.

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

ProGas a déclaré qu'en vertu des modalités du contrat, le prix à la frontière de l'Alberta se serait élevé à 2,12 \$ CAN/GJ (2,23 \$ CAN/10⁶ BTU) le 1^{er} janvier 1993.

3.6 État des autorisations réglementaires

Le 15 juin 1993, ProGas a fait une demande de modification à l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta («ERCB») afin d'augmenter les volumes autorisés en vertu du permis d'enlèvement actuel. Par ailleurs, ProGas U.S.A. prévoit de faire une demande auprès du DOE/FE en vue d'obtenir une autorisation d'importation.

ProGas a reçu une attestation d'appui des producteurs de l'Alberta Petroleum Marketing Commission («APMC»).

3.7 Opinion de l'Office

L'Office constate que Consumers Power doit commander au moins 50 % de la QJC afin de ne pas payer de pénalité et de faire en sorte que le prix du gaz qu'elle achète n'augmente pas. L'Office reconnaît que le marché du gaz sera vraisemblablement à long terme et stable. Par conséquent, l'Office est convaincu qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les volumes faisant l'objet de la licence soient commandés.

L'Office constate que l'approche choisie pour déterminer le prix du produit annuellement se fait en fonction du marché, y compris l'arbitrage exécutoire. Par conséquent, l'Office est convaincu que le contrat de vente de gaz continuera d'intéresser les deux parties pendant la période proposée et qu'il est donc durable.

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

L'Office remarque que ProGas a reçu une attestation d'appui des producteurs de la part de l'APMC.

L'Office constate que le prix du contrat comprend des frais liés à la demande non négociables correspondant aux obligations des frais liés à la demande de ProGas pour tous les pipelines en amont. L'Office est donc convaincu que le contrat de vente de gaz comporte des modalités pour le paiement des frais de transport connexes par les pipelines canadiens pendant la période visée par le contrat de vente de gaz.

L'estimation des réserves de ProGas faite par l'Office excède d'environ 18 % les besoins globaux de ProGas. Par ailleurs, l'estimation de l'Office de la capacité de production démontre que ProGas peut répondre à ses besoins pendant la période du projet d'exportation. L'Office constate qu'une demande a été déposée auprès de l'ERCB et qu'une demande sera déposée auprès du DOE/FE. Toutes les autorisations réglementaires ont été obtenues, à l'exception de l'approbation de la FERC concernant le contrat de prolongement de service entre GLGT et ProGas U.S.A. L'Office reconnaît que des dispositions ont été prises pour le transport par tous les pipelines nécessaires. Les modalités de ces autorisations, des dispositions de transport et du contrat de vente de gaz cadrent avec les modalités de la période proposée dans la licence. Par conséquent, l'Office est convaincu que la période de la licence demandée est appropriée.

ProGas a fait une demande afin d'obtenir un écart admissible annuel de 5 % dans le but d'avoir plus de souplesse et d'avoir la possibilité de vendre de plus grandes quantités lorsque les approvisionnements sont minces. À la requête des demandeurs, l'Office donne depuis longtemps les écarts admissibles annuels et journaliers afin de combler les divergences attribuables aux variations d'exploitation et d'évaluation. Les écarts admissibles ne servent pas à vendre des quantités de gaz supplémentaires. L'Office est d'avis qu'au besoin, ces ventes pourraient être complétées en vertu d'autorisations à court terme. Pour cette raison l'écart admissible annuel demandé n'est pas nécessaire. L'Office préfère autoriser un écart admissible annuel de 2 % au lieu de l'écart demandé. L'Office remarque que ProGas juge un tel écart acceptable.

3.8 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à ProGas et de modifier la licence GL-98, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence et des modifications à la licence GL-98 sont énoncées à l'annexe I.

Chapitre 4 Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos décisions et nos motifs de décision concernant les demandes que l'office a instruites au cours de l'audience GH-3-93.

J.-G. Fredette
Membre président

R.B. Horner, c.r.
Membre

A.B. Gilmour
Membre

Calgary (Alberta)
Juillet 1993

Modalités des licences qui seront délivrées

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

1. (a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur à la date des premières livraisons et prendra fin 20 ans plus tard.

(b) La licence arrivera à échéance le 1^{er} juillet 1997 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz que CanWest peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
 - (a) 300 520 mètres cubes par jour;
 - (b) 109 690 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 2 194 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière limite prévue à la modalité 2.

(b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

Modalités de la licence qui sera délivrée à ProGas Limited

1. (a) Sous réserve de la modalité 1(b), la licence entrera en vigueur le 1^{er} novembre 1993 et prendra fin le 31 octobre 2003.

(b) La licence arrivera à échéance le 1^{er} novembre 1995 à moins que les exportations ne commencent à cette date ou avant.
2. Sous réserve de la modalité 3, la quantité de gaz que ProGas peut exporter en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
 - (a) 2 124 600 mètres cubes par jour;

- (b) 775 500 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
 - (c) 7 755 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3. (a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière limite prévue à la modalité 2.
- (b) Quant à l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité limite annuelle prévue à la modalité 2.
4. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être livré au point d'exportation situé près d'Emerson (Manitoba).

Modifications aux modalités de la licence GL-98 dont ProGas Limited est le titulaire

Les modalités 2(c), 2(d) et 6 sont abrogées et remplacées par ce qui suit :

2. (c) pour la période commençant le 1^{er} novembre 1987 et se terminant le 31 octobre 1993, 9 440 900 mètres cubes par jour ou 3 100 000 000 mètres cubes pendant toute période consécutive de 12 mois se terminant le 31 octobre; ou
- (d) pour la période commençant le 1^{er} novembre 1993 et se terminant le 31 octobre 2000, 7 316 300 mètres cubes par jour ou 2 325 000 000 mètres cubes pendant toute période consécutive de 12 mois se terminant le 31 octobre; ou
- (e) pendant la période visée par la présente, 36 796 500 000 mètres cubes moins la quantité totale de gaz exporté en vertu de la licence GL-56 jusqu'à la date d'abrogation.
6. La quantité de gaz pouvant être exportée à Monchy, en Saskatchewan, ne doit pas excéder 2 124 600 mètres cubes par jour.