

## Motifs de décision

**CanWest Gas Supply Inc.**

**Enserch Development Corporation, au nom  
d'Encogen Northwest, L.P.**

**Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.**

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II,  
L.P., et ATCOR Ltd.**

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II,  
L.P., et Esso Ressources Canada**

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II,  
L.P., et PanCanadian Petroleum Limited**

**New York State Electric & Gas Corporation**

### **GH-1-92**

**Octobre 1992**

---

Volume II

Exportations de gaz

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

RELATIVEMENT À

**AG-ENERGY, L.P.**

**Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.**

**Canadian-Montana Pipe Line Company**

**CanWest Gas Supply Inc.**

**Enserch Development Corporation,  
au nom d'Encogen Northwest, L.P.**

**Husky Oil Operations Ltd.**

**Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.**

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P.,  
et ATCOR Ltd.**

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P.,  
et Esso Ressources Canada**

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P.,  
et PanCanadian Petroleum Limited**

**New York State Electric & Gas Corporation**

**Pétro-Canada**

**TransCanada PipeLines Limited**

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

**Esso Ressources Canada Limitée/Esso Ressources Canada**

**Transco Energy Marketing Company  
/CanStates Gas Marketing**

Demande en vue du transfert d'une licence d'exportation de  
gaz naturel, déposée aux termes de la partie I de la *Loi sur  
l'Office national de l'énergie*

**GH-1-92**

**Octobre 1992**

Volume II  
Exportations de gaz

Ministre des Approvisionnements et des Services,  
Canada 1992

N° du Cat. NE22-1/1992-7-2F  
ISBN 0-662-97852-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles

Exemplaires disponibles auprès du :

Bureau de soutien de la réglementation  
Office national de l'énergie  
311, 6<sup>e</sup> avenue s.-o.  
Calgary (Canada)  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

Imprimé au Canada

Minister of Supply and Services Canada 1992

Cat. NO. NE22-1/1992-7-2E  
ISBN 0-662-20057-8

This report is published separately in both official  
languages

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office  
National Energy Board  
311 - 6th Avenue S.W.  
Calgary, Canada  
T2P 3H2  
(403)292-4800

Printed in Canada

## Table des matières

<b>Exposé et comparutions</b> .....	iv
<b>Liste des tableaux</b> .....	vi
<b>Liste des figures</b> .....	vi
<b>Abréviations</b> .....	vii
<b>Demandes de licences d'exportation de gaz naturel</b> .....	1
1.1 Les demandes .....	1
1.2 Méthode d'examen axée sur les conditions du marché .....	2
1.2.1 Procédure de plainte .....	4
1.2.2 Évaluation des incidences des exportations .....	4
1.2.3 Autres facteurs touchant l'intérêt public .....	4
1.2.3.1 Approvisionnement en gaz .....	5
1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles .....	5
1.3 Clauses de temporisation .....	6
1.4 Examen environnemental .....	7
<b>CanWest Gas Supply Inc.</b> .....	9
2.1 Résumé de la demande .....	9
2.2 Approvisionnement en gaz .....	9
2.2.1 Contrats d'approvisionnement .....	9
2.2.2 Réserves .....	9
2.2.3 Capacité de production .....	11
2.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles .....	11
2.3.1 Marché .....	11
2.3.2 Transport .....	13
2.3.3 Contrat de vente de gaz .....	13
2.3.4 Autorisations officielles .....	13
2.4 Opinion de l'Office .....	14
2.5 Décision .....	14
<b>Enserch Development Corporation au nom d'Encogen Northwest, L.P.</b> .....	15
3.1 Résumé de la demande .....	15
3.2 Approvisionnement en gaz .....	15
3.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles .....	15
3.3.1 Marché .....	15
3.3.2 Transport .....	16
3.3.3 Contrat de vente de gaz .....	16
3.3.4 Entente d'achat d'électricité .....	17
3.3.5 Entente de vente d'énergie thermique .....	17
3.3.6 Autorisations officielles .....	18
3.4 Opinion de l'Office .....	18
3.5 Décision .....	19
<b>Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.</b> .....	20
4.1 Résumé de la demande .....	20
4.2 Approvisionnement en gaz .....	21

4.2.1	Contrats d'approvisionnement	21
4.2.2	Réserves	21
4.2.3	Capacité de production	23
4.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	23
4.3.1	Marché	23
4.3.2	Transport	23
4.3.3	Contrat de vente de gaz	23
4.3.4	Entente d'achat d'électricité	24
4.3.5	Entente de vente d'énergie thermique	26
4.3.6	Autorisations officielles	26
4.4	Opinion de l'Office	27
4.5	Décision	27

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et ATCOR Ltd.** . . . . . 28

5.1.	Résumé de la demande	28
5.2	Approvisionnement en gaz	29
5.2.1	Contrats d'approvisionnement	29
5.2.2	Réserves	29
5.2.3	Capacité de production	32
5.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	32
5.3.1	Marché	32
5.3.2	Transport	32
5.3.3	Contrat de vente de gaz	33
5.3.4	Entente d'achat d'électricité	34
5.3.5	Entente de vente d'énergie thermique	34
5.3.6	Autorisations officielles	34
5.4	Opinion de l'Office	35
5.5	Décision	36

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et Esso Ressources Canada** . . . . . 37

6.1.	Résumé de la demande	37
6.2	Approvisionnement en gaz	38
6.2.1	Contrats d'approvisionnement	38
6.2.2	Réserves	38
6.2.3	Capacité de production	39
6.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	39
6.3.1	Marché	39
6.3.2	Transport	40
6.3.3	Contrat de vente de gaz	40
6.3.4	Autorisations officielles	42
6.4.	Opinion de l'Office	42
6.5	Décision	43

**Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et PanCanadian Petroleum Limited** . . . . . 44

7.1.	Résumé de la demande	44
7.2	Approvisionnement en gaz	45
7.2.1	Contrats d'approvisionnement	45
7.2.2	Réserves	45

7.2.3	Capacité de production	46
7.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	46
7.3.1	Marché	46
7.3.2	Transport	46
7.3.3	Contrat de vente de gaz	46
7.3.4	Autorisations officielles	49
7.4.	Opinion de l'Office	49
7.5	Décision	50
<b>New York State Electric &amp; Gas Corporation</b>		<b>51</b>
8.1.	Résumé de la demande	51
8.2	Approvisionnement en gaz	51
8.2.1	Contrats d'approvisionnement	51
8.2.2	Réserves	52
8.2.3	Capacité de production	53
8.3	Marché, ententes commerciales et autorisations officielles	55
8.3.1	Marché	55
8.3.2	Transport	55
8.3.3	Contrat de vente de gaz	56
8.3.4	Autorisations officielles	56
8.4.	Opinion de l'Office	56
8.5	Décision	57
<b>Dispositif</b>		<b>58</b>
<b>Modalités des licences qui seront délivrées</b>		<b>59</b>

## Objet de l'audience et comparutions

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

**RELATIVEMENT AUX demandes de nouvelles licences d'exportation de gaz naturel déposées par les sociétés, conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*:**

AG-Energy, L.P.; Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.; Canadian Montana Pipe Line Company; CanWest Gas Supply Inc.; Enserch Development Corporation, au nom d'Encogen Northwest, L.P.; Husky Oil Operations Ltd.; Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.; Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et ATCOR Ltd.; Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et Esso Ressources Canada; Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et PanCanadian Petroleum Limited; New York State Electric & Gas Corporation; Petro-Canada; TransCanada PipeLines Limited;

**RELATIVEMENT AUX demandes de nouvelles licences d'exportation de gaz naturel déposées par les sociétés, conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*:**

Esso Ressources Canada Limitée / Esso Ressources Canada / TransCo Energy Marketing Company / CanStates Gas Marketing

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience GH-1-92 et à ses modifications;

ENTENDUE À Calgary (Alberta) les 21, 22 et 23 avril 1992.

DEVANT :

A.B. Gilmour	Président de l'audience
R.B. Horner, c.r.	Membre
R.L. Andrew, c.r.	Membre

COMPARUTIONS :

A.S. Hollingworth C.I. MacLean	AG-Energy, L.P.
P.J. McIntyre R.B. Brander	Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.
A.R. O'Brien	Canadian-Montana Pipe Line Company
L.E. Smith N.M. Gretener	CanWest Gas Supply Inc. et New York State Electric & Gas Corporation
D.W. Rowbotham	Enserch Development Corporation, mandataire de d'Encogen Northwest, L.P.
T.M. Hughes	Esso Ressources Canada Limitée / Esso Ressources Canada / Transco Energy Marketing Company / CanStates Gas Marketing

S. Carscallen	CanStates Gas Marketing
J. Ebert	Transco Energy Marketing Company
D.A. Holgate	Husky Oil Operations Ltd. et Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.
S.R. Miller	Petro-Canada
L.G. Keough	Makowski Selkirk, Inc. mandataire de: Selkirk Cogen Partners II, L.P. et ATCOR Ltd.; Selkirk Cogen Partners II, L.P. et Esso Ressources Canada; Selkirk Cogen Partners II, L.P. et PanCanadian Petroleum Limited
E.P. Varga	TransCanada PipeLines Limited
H.T. Soudek	The Consumers' Gas Company Ltd. et St. Lawrence Gas Company, Inc.
R.R. Argamany	Mobil Oil Canada
K.L. Meyer	Pan-Alberta Gas Ltd.
R.B. Hillary	Paramount Resources Ltd.
J. Kowch	ProGas Limited
E.B. McDougall	Washington Natural Gas Company
G. Britton	Western Gas Marketing Limited
J. Syme P. Noonan	Office national de l'énergie



## Liste des tableaux

1-1	Résumé des licences demandées .....	3
2-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de CanWest avec le volume global demandé .....	10
4-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Kamine avec le volume global demandé .....	21
5-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'ATCOR avec le volume global demandé .....	29
6-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'ERC avec le volume global demandé .....	38
7-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de PanCanadian avec le volume global demandé .....	45
8-1	Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de NYSEG avec le volume global demandé .....	52

## Liste des figures

2-1	Comparaison des estimations de Canwest et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle .....	12
4-1	Comparaison des estimations de Kamine et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle .....	25
5-1	Comparaison des estimations d'ATCOR et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle .....	31
6-1	Comparaison des estimations d'ERC et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle .....	41
7-1	Comparaison des estimations de PanCanadian et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle .....	47
8-1	Comparaison des estimations de NYSEG et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle .....	54

## Abréviations

10 <sup>6</sup> Btu	million de thermies britanniques
10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
AG-Energy	AG-Energy, L.P.
ATCOR	ATCOR Ltd.
BCPC	British Columbia Petroleum Corporation
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
Cascade	Cascade Natural Gas Corporation
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
CHMI	Canadian Hydrocarbons Marketing Inc.
CMPL	Canadian-Montana Pipe Line Company
Codemandeurs	ERCL, ERC, TEMCO et CSGM
Con Ed	Consolidated Edison of New York, Inc.
CSGM	CanStates Gas Marketing
DA	Development Associates Inc.
Décision Hydro-Québec	<i>Le procureur général du Québec c. l'Office national de l'énergie</i> (1991), 132, N.R. 214 (C.A.F.)
Décret PEEE	<i>Décret sur les lignes directrices visant l'examen et l'évaluation en matière d'environnement</i>
DOE/FE	Department of Energy, Office of Fossil Energy (États-Unis)
ÉIE	Évaluation des incidences des exportations
EMA	Energy Management Associates, Inc.
EMRP	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (Colombie-Britannique)

Encogen	Encogen Northwest, L.P.
ERC	Esso Ressources Canada
ERCB	Energy Ressources Conservation Board (Alberta)
ERCL	Esso Ressources Canada Limitée
É.-U.	États-Unis d'Amérique
Évitement	évitement total du réseau d'une société de distribution locale (SDL) aux fins du transport du gaz
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
FSR	frais de stockage de réserves de gaz
GE	compagnie General Electric, Division des plastiques
Georgia-Pacific	Georgia-Pacific Corporation
GJ	gigajoule
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
Husky	Husky Oil Operations Ltd.
IA	installation admissible de cogénération
IGTS	Iroquois Gas Transmission System, L.P.
James River	James River Paper Company, Inc. ou la fabrique de papier James River Paper Company Inc., située à Natural Dam (New York)
Kamine	Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MPC	The Montana Power Company
NCM	North Canadian Marketing Inc.
NCO	North Canadian Oils Limited
Niagara	Niagara Mohawk Power Corporation
North Country	North Country Gas Pipeline Corporation
Northwest	Northwest Pipeline Corporation

Northwest Natural	Northwest Natural Gas Company
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NYPP	New York Power Pool
NYPSC	New York Public Service Commission
NYSEG	New York State Electric and Gas Corporation
Office	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
PanCanadian	PanCanadian Petroleum Limited
ProGas	ProGas Limited
Puget	Puget Sound Power & Light Company
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act (États-Unis)
QAM	quantité annuelle minimale
QCJ	quantité contractuelle journalière
QJA	quantité journalière additionnelle
QJM	quantité journalière maximale
Quantités de niveau 1	quantités jusqu'à concurrence de la quantité annuelle minimale figurant dans les contrats de vente conclus entre Selkirk et ATCOR d'une part, et Selkirk et ERC d'autre part. La composante-produit pour les quantités de niveau 1 varie selon le contrat.
Quantités de niveau 2	quantités supérieures à la quantité annuelle minimale figurant dans les contrats de vente conclus entre Selkirk et ATCOR d'une part, et Selkirk et ERC d'autre part. La composante-produit pour les quantités de niveau 2 varie selon le contrat.
Quantités au prix contractuel	dans le contrat conclu entre Selkirk et PanCanadian, les quantités de gaz que Selkirk peut acheter, jusqu'à concurrence de la QJM, au taux courant de la composante-produit.

(x)

Quantités à prix négocié	dans le contrat conclu entre Selkirk et PanCanadian, les quantités de gaz que Selkirk peut acheter à des prix négociés reflétant la situation du marché du disponible.
Règlement de la partie VI	<i>Règlement de la partie VI de la loi sur l'Office national de l'énergie</i>
Selkirk	Makowski Selkirk, Inc. ou Makowski Selkirk, Inc., mandataire de Selkirk Cogen Partners II, L.P.
Selkirk I	Phase I de l'installation de cogénération que doit construire Makowski Selkirk, Inc. (audience GH-5-89).
Selkirk II	Phase II de l'installation de cogénération que doit construire Makowski Selkirk, Inc. (objet de la présente demande).
SG	service garanti
St. Lawrence Gas	St. Lawrence Gas Company, Inc.
TEMCO	Transco Energy Marketing Corporation
Tenaska	Tenaska Gas Co.
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TransGas	TransGas Limited
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WNG	Washington Natural Gas Company
WUTC	Washington Utilities and Transportation Commission

## **PARTIE VI - Demandes de licences d'exportation de gaz naturel**

---

### **1.1 Les demandes**

Au cours de l'audience GH-1-92, l'Office national de l'énergie (« l'Office ») a étudié 13 demandes de licences d'exportation de gaz naturel et une demande en vue du transfert d'une licence d'exportation de gaz. Celles-ci ont été déposées par les sociétés suivantes :

1. AG-Energy, L.P. (« AG-Energy »);
2. Canadian Hydrocarbons Marketing Inc. (« CHMI »);
3. Canadian-Montana Pipe Line Company (« CMPL »);
4. CanWest Gas Supply Inc. (« CanWest »);
5. Enserch Development Corporation, au nom d'Encogen Northwest, L.P. (« Encogen »);
6. Esso Ressources Canada Limitée (« ERCL »)/Esso Ressources Canada (« ERC »)/Transco Energy Marketing Company (« TEMCO »)/CanStates Gas Marketing (« CSGM ») (appelés collectivement les « codemandeurs ») pour le transfert de la licence GI-136;
7. Husky Oil Operations Ltd. (« Husky »);
8. Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc. (« Kamine »);
9. Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P. (« Selkirk »), et ATCOR Ltd. (« ATCOR »);<sup>1</sup>
10. Selkirk et ERC;<sup>2</sup>
11. Selkirk et PanCanadian Petroleum Limited (« PanCanadian »);
12. New York State Electric & Gas Corporation (« NYSEG »);

---

<sup>1</sup> Pendant l'audience, Selkirk a demandé que ses demandes soient modifiées de sorte que toute licence délivrée le soit au nom, en partie, de Selkirk Cogen Partners, L.P. plutôt qu'au nom, en partie, de Makowski Selkirk, Inc., en tant que mandataire de Selkirk Cogen Partners II, L.P.

<sup>2</sup> Dans leur lettre du 9 juin 1992, Selkirk et ERC ont demandé que leur demande soit modifiée de sorte que toute licence délivrée le soit au nom, en partie, d'Imperial Oil Resources, plutôt qu'au nom, en partie, d'Esso Ressources Canada.

13. Pétro-Canada; et
14. TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada »).

Le tableau 1-1 résume chacune des demandes de licence d'exportation examinées au cours de l'audience GH-1-92.

Les codemandeurs ERC/ERCL/TEMCO/CSGM ont prié l'Office de rendre sa décision dès que possible. Les codemandeurs ont fait cette requête à cause de certaines dispositions contractuelles exigeant que le gouverneur en conseil approuve le transfert de la licence GL-136 avant le 1<sup>er</sup> septembre 1992. L'Office a donc décidé de publier ses motifs de décision GH-1-92 en deux volumes. Le volume I de ses motifs de décision a paru en août 1992; il portait sur les demandes déposées par AG-Energy, CHMI, CMPL, les codemandeurs, Husky, Pétro-Canada et TransCanada.

Les demandes de CanWest, Encogen, Kamine, Selkirk et ATCOR, Selkirk et ERC, Selkirk et PanCanadian, et NYSEG sont traitées dans le présent volume II.

## **1.2 Méthode d'examen 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 sur l'Office national de l'énergie* (« la Loi »), qui l'oblige à prendre en considération tous les facteurs qu'il estime pertinents et surtout à s'assurer que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent de la production, compte tenu des besoins normalement prévisibles au Canada et des perspectives liées aux découvertes de gaz.

Conformément aux dispositions de l'article 118 de la Loi, l'Office examine les demandes eu égard aux conditions du marché. La méthode d'examen décrite ci-dessous a un caractère général et vaut pour toutes les demandes de licence d'exportation entendues durant l'audience GH-1-92.

Suivant la méthode axée sur le marché, l'Office doit examiner :

- les plaintes déposées conformément à la procédure de plainte, le cas échéant;
- l'évaluation des incidences des exportations (ÉIE);
- tout autre facteur que l'Office juge pertinent pour établir si la demande est conforme à l'intérêt public.

Dans le cadre de l'instance GHW-1-91, l'Office a informé les parties intéressées des modifications qu'il est proposé d'apporter à la méthode d'examen axée sur les conditions du marché, modifications qui touchent les modalités d'application de la procédure de plainte et d'autres considérations relatives à l'intérêt public. À ce propos, les parties ont été priées de déposer leurs commentaires au plus tard le 15 octobre 1991, une réponse devant leur être fournie avant le 20 décembre 1991.

Étant donné que l'instance GHW-1-91 n'était pas terminée au moment où l'Office a étudié les 14 demandes entendues au cours de l'audience GH-1-92, l'Office s'est appuyé sur la procédure en vigueur pour évaluer les demandes.

Tableau 1-1

## Résumé des licences demandées

## GH-1-92

Quantités maximales demandées

Demande	Acheteur (type de marché)	Durée	Point d'exportation	Journalière 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )	Annuelle 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	Globale 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
1. AG-Energy	AG-Energy (centrale cogén.)	1 <sup>er</sup> sept. 1993 au 31 oct. 2008	Iroquois (Ontario)	467,0 (16,5)	170,6 (6,0)	2 587,0 (91,3)
2. CHMI	WNG (approv. réseau)	1 <sup>er</sup> nov. 1992 au 31 oct. 2002	Huntingdon (Colombie- Britannique)	273,9 (9,7)	100,0 (3,5)	1 000,3 (35,3)
3. CMPL	MPC (approv. réseau)	1 <sup>er</sup> nov. 1992 au 31 oct. 2006	Aden (Alberta)	1 416,4 (50,0)	283,3 (10,0)	3 966,2 (140,0)
4. CanWest	Northwest (approv. réseau)	12 ans après 1 <sup>ère</sup> livr.	Huntingdon (Colombie- Britannique)	2 606,0 (92,0)	952,0 (34,0)	11 415,0 (403,0)
5. Encogen	Encogen (centrale cogén.)	1 <sup>er</sup> avril 1993 au 31 mars 2008	Huntingdon (Colombie- Britannique)	271,8 (9,6)	99,1 (3,5)	1 441,3 (50,9)
6. ERC/ERCL/ TEMCO/ CSGM	TEMCO (approv. réseau)	1 <sup>er</sup> nov. 1990 au 31 oct. 2002	Niagara Falls (Ontario)	2 125,0 (75,0)	775,6 (27,4)	9 307,5 (328,6)
7. Husky	Tenaska (centrale cogén.)	17,25 ans après 1 <sup>ère</sup> livr.	Huntingdon (Colombie- Britannique)	366,2 (13,0)	133,7 (4,8)	2 306,6 (81,9)
8. Kamine	Kamine (centrale cogén.)	1 <sup>er</sup> nov. 1993 au 31 oct. 2008	Iroquois (Ontario)	339,8 (12,0)	117,8 (4,2)	1 767,1 (62,4)
9. Selkirk & ATCOR	Selkirk (centrale cogén.)	1 <sup>er</sup> juin 1994 au 31 oct. 2009	Iroquois (Ontario)	479,0 (17,0)	176,1 (6,2)	2 712,0 (95,8)
10. Selkirk & ERC	Selkirk (centrale cogén.)	1 <sup>er</sup> juin 1994 au 31 oct. 2009	Iroquois (Ontario)	538,2 (19,0)	196,6 (6,9)	3 031,0 (107,0)
11. Selkirk & PanCanadian	Selkirk (centrale cogén.)	1 <sup>er</sup> juin 1994 au 31 oct. 2009	Iroquois (Ontario)	538,2 (19,0)	196,6 (6,9)	3 031,0 (107,0)
12. NYSEG	NYSEG (approv. réseau)	12 ans après 1 <sup>ère</sup> livr.	Napierville (Quebec)	255,0 (9,0)	93,1 (3,3)	1 117,0 (39,6)
13. Pétro- Canada	Tenaska (centrale cogén.)	17,25 ans après 1 <sup>ère</sup> livr.	Huntingdon (Colombie- Britannique)	409,6 (14,1)	150,0 (5,1)	2 580,9 (91,1)
14. TransCanada	GLGT (gaz combustible)	1 <sup>er</sup> fév. 1992 au 31 oct. 2005	Emerson (Manitoba)	2 785,0 (98,4)	875,0 (30,9)	12 035,0 (424,9)



### **1.2.1 Procédure de plainte**

Toute demande de licence d'exportation déposée auprès de l'Office peut être examinée par les parties intéressées. Les utilisateurs canadiens de gaz naturel ont le droit de s'opposer à la demande s'il leur est impossible d'obtenir par contrat des approvisionnements supplémentaires de gaz à des conditions et à un prix semblables à ceux qui sont proposés dans la demande.

Aucune plainte n'a été déposée relativement aux demandes de licence d'exportation visées par l'audience GH-1-92.

### **1.2.2 Évaluation des incidences des exportations**

L'ÉIE a pour objet d'aider l'Office à déterminer si les exportations proposées risquent d'empêcher les Canadiens de satisfaire leurs futurs besoins énergétiques, au juste prix du marché. Lorsqu'on a d'abord instauré la méthode d'examen axée sur les conditions du marché, chaque demandeur de licence d'exportation devait déposer une évaluation des incidences des exportations prévues sur le plan de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel au pays, et du point de vue de la capacité du marché énergétique canadien de s'adapter facilement aux changements entraînés par le projet.

Après avoir réexaminé les exigences relatives à l'ÉIE à l'automne de 1989, l'Office a décidé de mener lui-même une évaluation générale non rattachée à un projet précis, tout en conservant le volet ÉIE de sa méthode d'examen axée sur les conditions du marché. Ainsi, les demandeurs ont aujourd'hui le choix d'effectuer leur propre évaluation ou de s'appuyer sur l'évaluation la plus récente de l'Office afin d'établir si les exportations qu'ils proposent risquent d'entraîner des problèmes d'adaptation sur le marché énergétique canadien.

Les sept demandeurs visés par le présent volume ont opté pour l'ÉIE effectuée par l'Office.

À cet égard, l'Office considère que les exportations proposées auraient peu d'incidence sur la production, la consommation et le prix du gaz au Canada, et qu'elles n'empêcheraient pas les utilisateurs canadiens de satisfaire à leurs futurs besoins énergétiques. L'Office est aussi d'avis que les acheteurs canadiens de gaz naturel ne devraient pas avoir de réelles difficultés à s'adapter aux fluctuations du marché pouvant résulter de l'approbation des exportations projetées.

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

L'Office a recours à la procédure de plainte et à l'ÉIE pour vérifier si les volumes de gaz proposés pour l'exportation sont vraiment excédentaires, mais il doit également, en vertu de l'article 118 de la Loi, considérer tout autre facteur qu'il juge pertinent pour déterminer si le projet est conforme à l'intérêt public.

En règle générale, ces facteurs se répartissent en deux catégories : a) l'approvisionnement en gaz et b) le marché, les ententes commerciales et les autorisations officielles. Cette liste de facteurs n'est toutefois pas exhaustive, n'étant fournie qu'à titre indicatif, mais l'Office s'appuie fortement sur l'information que lui fournit le demandeur de licence, conformément au *Règlement de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie* (« Règlement de la partie VI ». Cette information sert à déterminer si le projet d'exportation est conforme à l'intérêt public. En effet, il incombe au demandeur, par la documentation qu'il soumet, de démontrer à l'Office le bien-fondé de son projet et de lui prouver également que celui-ci est suffisamment avancé pour justifier la délivrance d'une licence.

#### **1.2.3.1 Approvisionnement en gaz**

Pour mieux déterminer si les exportations de gaz proposées sont conformes à l'intérêt public, l'Office examine les dispositions prises par chaque demandeur en matière d'approvisionnement. Il tient compte des contrats d'approvisionnement, de l'adéquation des réserves et de la capacité de production par rapport aux volumes proposées, de même que des autorisations d'enlèvement provinciales.

Par ailleurs, chaque demandeur fournit une estimation des réserves établies restantes dans des gisements où il compte puiser le gaz nécessaire à son projet d'exportation. Pour sa part, l'Office effectue des analyses géologiques et techniques des disponibilités du demandeur, afin de préparer sa propre estimation de ses réserves commercialisables.

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

L'estimation des réserves effectuée par l'Office de même que les données sur la productibilité de base de chacun des gisements pour lesquels une estimation des réserves a été soumise, servent à établir des prévisions de la capacité de production. Ces dernières sont généralement rajustées pour tenir compte des besoins prévus du demandeur. La capacité de production rajustée correspond à la capacité de production estimée à un moment donné, majorée, pour fins d'utilisation future, 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 de 100 % 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.

### **1.2.3.2 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles**

Pour mieux déterminer si les exportations proposées sont conformes à l'intérêt public, l'Office examine le contexte dans lequel s'inscrit le projet, notamment le marché, les ententes commerciales et les autorisations officielles. Les demandes traitées au cours de l'audience GH-1-92 portaient sur la vente de gaz à deux genres de marchés d'utilisation ultime : les réseaux et les installations de cogénération. Voici donc les points sur lesquels l'Office s'est penché, pour chacun de ces marchés :

- pour les exportations destinées à approvisionner des réseaux, l'Office a pris en considération les besoins actuels et prévus de même que le 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, c'est-à-dire à une centrale qui produit de l'électricité et de l'énergie thermique à des fins commerciales ou industrielles, l'Office a examiné l'ensemble des contrats en cause, depuis le contrat de vente de gaz naturel aux contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique. Il a par ailleurs étudié le financement du projet, le calendrier d'exécution et l'homologation à titre d'installation admissible de cogénération (IA) en vertu de la Public Utility Regulatory Policies Act (« PURPA ») des États-Unis d'Amérique (« É.-U. »).

Pour chaque type de marché ultime, l'Office a notamment pris en considération les facteurs de charge auxquels seront acheminés les volumes à exporter ainsi que l'obtention des autorisations officielles

applicables au Canada et aux États-Unis.

En ce qui concerne les arrangements commerciaux, l'Office a examiné l'information que chaque demandeur était tenu de fournir en vertu du Règlement pris aux termes de la partie VI de la Loi et en réponse aux demandes faites par l'Office au cours de l'audience. Cette information portait sur ce qui suit:

- les arrangements prévus pour le transport du gaz en amont et en aval, y compris tous les contrats de transport, dans leur forme définitive ou sous forme d'ententes préalables;
- les obligations contractuelles liant les vendeurs canadiens et les acheteurs américains, y compris les contrats de vente de gaz déjà conclus;
- tout accord de revente au delà du point de vente sur la frontière internationale, lorsque de tels arrangements influent directement sur l'accord de vente international, y compris la production des contrats en aval;
- dans le cas des installations de cogénération, les obligations contractuelles liant l'entreprise de cogénération et les acheteurs d'électricité et de vapeur.

Au cours de son examen des contrats de vente de gaz intervenus entre vendeurs canadiens et acheteurs américains, l'Office a déterminé si les contrats :

- permettront probablement de recouvrer les frais de transport connexes au Canada, à la fois provinciaux et interprovinciaux;
- prévoient d'éventuels rajustements pour tenir compte de l'évolution du marché pendant la durée du contrat;
- assurent la prise probable des volumes convenus; et
- reçoivent l'appui des producteurs canadiens qui fourniront le gaz à exporter.

Pour ce qui est du deuxième facteur susmentionné, soit la possibilité de rajustements en fonction de l'évolution du marché, l'Office reconnaît que certains contrats peuvent être attrayants pour les parties en cause, malgré un manque de souplesse. En appliquant le critère de la souplesse des contrats, l'Office se fonde sur le principe selon lequel tout contrat négocié librement entre entreprises indépendantes doit respecter autant l'intérêt public que les intérêts privés.

### **1.3 Clauses de temporisation**

Lorsque l'Office délivre une licence d'exportation de gaz, il fixe généralement un délai initial assez bref au cours duquel l'exportation de gaz doit commencer pour que la licence prenne effet 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 commençaient pas dans le délai prescrit. L'insertion d'une clause de temporisation a pour objet de limiter les licences en instance 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 qu'une clause de temporisation soit incorporée à leur licence et, dans tous les cas, les demandeurs ont signifié leur accord.

### **1.4 Examen environnemental**

Le 8 février 1990, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'honorable Jake Epp, a écrit à l'Office pour lui demander de quelle manière il appliquait ou entendait appliquer les dispositions du *Décret sur les lignes directrices visant l'examen et l'évaluation en matière d'environnement* (« décret sur le PEEE ») pour décider de l'à-propos de délivrer des licences d'exportation de gaz naturel. Le président a répondu que, conformément au décret PEEE, l'Office allait instaurer un processus d'examen lui permettant d'évaluer les effets potentiels sur l'environnement de chaque projet d'exportation qui lui serait soumis.

Cet examen environnemental doit permettre à l'Office de trancher un des points visés à l'article 12 du décret sur le PEEE. L'Office a donc procédé à un examen, conformément à l'ordonnance d'audience GH-1-92 (dans sa version modifiée), au cours duquel il a étudié les mémoires de chaque demandeur et des parties intéressées par l'instance.

Le 9 juillet 1991, la Cour d'appel fédérale a rendu son jugement dans l'affaire *Le Procureur général du Québec c. l'Office national de l'énergie* (1991) N.R. 214 (C.A.F.) (« décision Hydro-Québec »). La Cour a statué que la compétence de l'Office en matière d'exportation (l'exportation d'électricité dans ce cas) ne s'étendait pas aux installations de production du produit à exporter. Au nom de la Cour, le juge Marceau a formulé l'opinion suivante (à la page 6) :<sup>1</sup>

« Les facteurs qui peuvent être pertinents dans l'examen d'une demande d'autorisation d'exporter de l'électricité et les conditions auxquelles l'Office peut assujettir son autorisation ne peuvent évidemment se rapporter à autre chose qu'à l'exportation de l'électricité ».

De l'avis de l'Office, la décision rendue dans l'affaire Hydro-Québec s'applique autant à la réglementation des exportations de gaz qu'à celle des exportations d'électricité.

Chaque demandeur a déposé auprès de l'Office de l'information concernant les effets environnementaux possibles, et les conséquences sociales directement reliées à ces derniers, que pourrait entraîner l'envoi de gaz du Canada. Toutes les parties intéressées ont pris connaissance des mémoires soumis.

M. R.E. Wolf a fourni, à l'égard de chaque demande, des témoignages touchant la question de l'intérêt public. Il s'est dit préoccupé par l'éventuelle destruction de la biodiversité des zones touchées, si l'on ne tient pas compte des conséquences environnementales de l'exploration sismique, de la construction de voies d'accès et de puits, et de l'aménagement d'emprises. Il a aussi déclaré qu'il fallait protéger les ressources fauniques et l'habitat, et a exprimé l'inquiétude que les producteurs, en raison des faibles prix du pétrole, pourraient ne pas remettre en état les chantiers de forage ou encore protéger l'eau souterraine, qui risque d'être contaminée par le contenu des pompes de forage.

Dans sa lettre de commentaires déposée en cours d'audience, M. Brian Horejsi, représentant de la "Speak Up For Wildlife Foundation", s'est opposé à ce que l'on octroie des licences d'exportation de gaz jusqu'à ce que les incidences sur la biodiversité, sur la viabilité et la pérennité des écosystèmes et sur la conservation de la faune fassent l'objet d'une évaluation environnementale publique et exhaustive. Selon la lettre de M. Horejsi, cette évaluation doit s'articuler autour d'un énoncé impartial des incidences environnementales qui :

a) tient compte des diverses régions d'extraction du gaz destiné à l'exportation;

---

<sup>1</sup> Le 11 juin 1992, le Grand Conseil des Cris du Québec a été autorisé par la Cour suprême du Canada à interjeter appel de la décision dans l'affaire d'Hydro-Québec.

- b) examine les effets cumulatifs des aménagements énergétiques et autres; et
- c) adopte une approche basée sur les écosystèmes aux fins de l'évaluation.

En outre, l'énoncé des incidences environnementales devrait être soumis à un examen public approfondi, par le biais d'un mécanisme administratif écrit et/ou d'un processus réglementé clairement défini.

NYSEG et CanWest ont soutenu que les préoccupations relatives aux questions environnementales en amont, qui semblent être le souci de MM. Wolf et Horejsi, ne relèvent pas de la compétence de l'Office, mais bien de celle des organismes de réglementation dans chaque province. NYSEG et CanWest ont également fait valoir que l'Office est habilité à examiner les effets environnementaux des installations servant au transport du gaz dans le cadre d'une instance tenue aux termes de la partie III de la Loi, non pas de la partie VI.

L'Office, au moyen d'un examen environnemental mené conformément au décret PEEE, a établi que les demandes de CanWest, d'Encogen et de NYSEG sont assujetties à la Note 3 de la Liste d'exclusion automatique du décret sur le PEEE et n'ont donc plus besoin d'être examinées. Pour ce qui est des autres demandes, l'Office a terminé son examen environnemental et a déterminé que les néfastes nocifs possibles sur l'environnement, et les conséquences sociales s'y rattachant, étaient minimales ou atténuables par l'application de mesures techniques connues.

L'Office a pris note des préoccupations de MM. Wolf et Horejsi concernant les effets sur l'environnement et la faune des aménagements de mise en valeur du gaz naturel. Il souligne cependant que les questions environnementales liées au forage et à l'exploitation des ressources en gaz naturel dans une province donnée ne sont pas de son ressort. En effet, ces questions relèvent des organismes de réglementation provinciaux, en vertu de leur mandat législatif.

# CanWest Gas Supply Inc.

---

## 2.1 Résumé de la demande

Le 12 novembre 1991, la société CanWest a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	- 12 ans à compter du premier jour du premier mois suivant le début des livraisons
Point d'exportation	- près de Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 2 606 x 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (92 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	- 952 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (34 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité totale maximale	- 11 415 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (403 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

Le gaz destiné à l'exportation proviendrait des gisements situés en Colombie-Britannique à l'égard desquels CanWest a conclu des contrats d'achat de gaz. Il serait acheminé par le réseau de la Westcoast Energy Inc. (« Westcoast ») jusqu'à la frontière internationale près de Huntingdon (Colombie-Britannique), en vue de sa livraison à la Northwest Natural Gas Company (« Northwest Natural »). De là, il serait expédié par le réseau de la Northwest Pipeline Corporation (« Northwest ») pour approvisionner les clients de Northwest Natural.

## 2.2 Approvisionnement en gaz

### 2.2.1 Contrats d'approvisionnement

CanWest obtiendra le gaz à exporter de sources d'approvisionnement assurés par quelque 155 producteurs avec lesquels elle a conclu des contrats d'achat fondés sur des réserves spécifiquement affectés à ses besoins. La plupart de ces contrats prévoient un taux de prise de 1:3650 pendant une période de dix ans, mais certains contrats plus anciens de CanWest visent des périodes de 15 à 20 ans avec un taux de prise de 1:5750.

Tableau 2-1

**Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel  
de CanWest par rapport volume global demandé**

10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>)

CanWest	ONÉ <sup>2</sup>	Volume demandé <sup>3</sup>
67 049 (2 368)	65 179 (2 302)	11 415 (403)

1. À compter du 1<sup>er</sup> novembre 1991.
2. À compter du 31 décembre 1990. L'estimation par l'Office des réserves restantes serait d'environ 3 700 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (131 x 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>) de moins que le volume indiqué s'il était tenu compte des 10 premiers mois de production de CanWest en 1991. L'estimation de l'Office serait alors de 8 % inférieure à celle de CanWest, mais de 30 % supérieure à ses besoins globaux.
3. Cela représente environ 24 % des besoins globaux de CanWest, qui se chiffrent à 47 307 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (1 671 x 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>).

### 2.2.2 Réserves

On voit au tableau 2-1 que l'estimation par l'Office des réserves commercialisables restantes auxquelles CanWest a accès par contrat est inférieure de 3 % à celle de la société. Par contre, l'estimation par l'Office de l'approvisionnement total en gaz de CanWest dépasse de 38 % les besoins globaux de celle-ci, quantités à exporter comprises.

Dans son analyse des approvisionnements gaziers de CanWest, l'Office a relevé 284 réservoirs dans l'ensemble du nord-est de la Colombie-Britannique. Dix-huit d'entre eux avaient initialement des réserves commercialisables de plus de 3 000 x 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (106 x 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>), représentant 64 % des réserves totales. L'un de ces réservoirs, le Yoyo Pine Point A, contient des réserves restantes nettes de 9 390 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> (332 x 10<sup>9</sup> pi<sup>3</sup>), ou 14 % de l'ensemble des réserves restantes de CanWest.

Pour ce qui est des réservoirs de CanWest, 92 % sont en exploitation et les 18 réservoirs les plus importants produisent depuis plus de 15 ans. Sproule Associates Limited, un cabinet indépendant d'experts-conseils, a préparé les estimations des réserves présentées par CanWest. Étant donné que la maturité de beaucoup des réservoir en cause, l'Office et la Sproule Associates Limited ont eu recours principalement à des analyses du déclin de la production et du bilan matière (graphe P/Z) pour évaluer les réserves de la société.

En résumé, l'estimation de l'Office est analogue à celle de CanWest et les volumes estimés dans les deux cas sont supérieurs à la quantité demandée. De légères différences dans la définition des caractéristiques des réservoirs et dans l'interprétation des déclins de la production et du bilan matière expliquent le faible écart entre les deux estimations.

### 2.2.3 Capacité de production

La figure 2-1 présente une comparaison entre les prévisions de la capacité de production, établies par l'Office et CanWest, et les besoins globaux de CanWest. Ces derniers comprennent les volumes que la société propose d'exporter à Northwest Natural et Encogen. Ce dernier fait l'objet de la demande traitée au chapitre 3 du présent document.

Les prévisions de la capacité de production faites par l'Office, rajustées pour refléter une production correspondant aux besoins illustrés à la figure 2-1, indiquent que CanWest disposera d'un approvisionnement suffisant pendant toute la durée de la licence d'exportation. Les prévisions de CanWest, qui prennent pour hypothèse l'exploitation annuelle de toutes les sources d'approvisionnement disponibles, révèlent que l'approvisionnement en gaz sera suffisant jusqu'en 1999. En posant cette hypothèse, CanWest a voulu fournir des estimations prudentes de sa capacité de production.

CanWest a déclaré qu'elle parerait à tout manque d'approvisionnement en augmentant le taux de prise dans le cadre de certains de ses contrats avec d'autres producteurs, ou en achetant des réserves supplémentaires.

## **2.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles**

### **2.3.1 Marché**

Northwest Natural est un distributeur local qui dessert une clientèle dans le nord-ouest de l'Orégon et le sud-ouest de l'État de Washington. La société approvisionne quelque 320 000 clients et vend annuellement plus de  $2\,832 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $100\,109 \text{ pi}^3$ ) de gaz naturel. Dans le territoire qu'elle dessert, Northwest Natural offre des services de vente et de transport à une clientèle diversifiée.

Depuis toujours, Northwest Natural achète environ les deux tiers de son approvisionnement annuel en gaz au Canada. CanWest exporte du gaz destiné à Northwest Natural depuis janvier 1989, en vertu d'autorisations à court terme, avec un facteur de charge moyen d'environ 69 %. CanWest a exporté  $660 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $23,3 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz en 1989-1990 et  $453 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $16,0 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz en 1990-91. Entre 1989 et 1990, Northwest Natural a vu augmenter la demande globale de son marché à un rythme annuel de 5,2 %, et sa clientèle au taux annuel de 3,7 %. Elle s'attend à ce que le taux de croissance de la demande globale diminue, mais prévoit, en revanche, que son marché captif connaîtra une croissance plus marquée, notamment pour les raisons suivantes :

- le faible taux de saturation des clients résidentiels;
- le prix bien inférieur du gaz par rapport aux autres sources d'énergie;
- les préoccupations du public en matière d'environnement; et
- l'accroissement de la demande de gaz à des fins de cogénération.

Northwest Natural a présenté des prévisions de son chiffre d'affaires pour une période de 20 ans, à compter de 1991; elle a estimé que ses ventes augmenteront à un taux moyen de 2 % pendant les dix premières années.

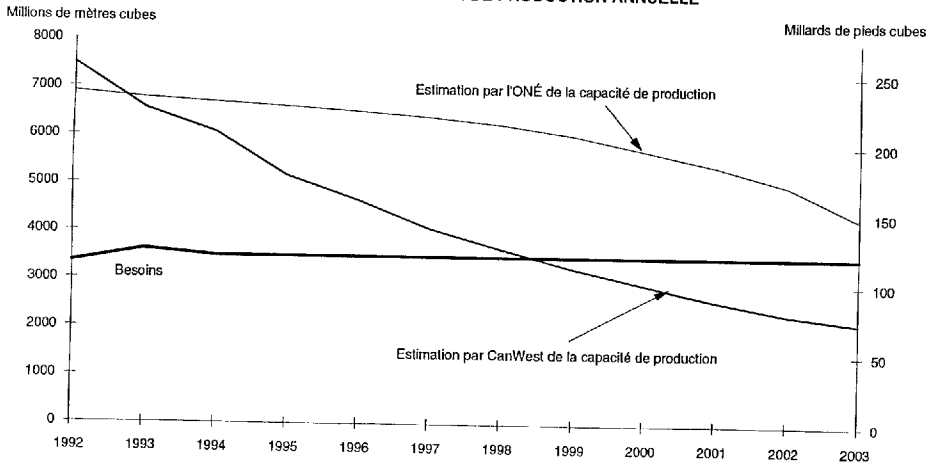
D'après les prévisions fournies, il n'y a pas lieu de prévoir une croissance de la demande des consommateurs industriels et le marché industriel devrait se stabiliser pour ce qui est de la transition des clients d'un service de vente à un service de transport. La demande prévue du marché captif comptera pour environ 85 % de la demande annuelle totale au cours des cinq premières années, ce qui correspond à l'expérience passée de Northwest Natural.

Northwest Natural a déclaré que les exportations se feraient pendant la durée du contrat suivant un facteur



Figure 2-1

### COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE CANWEST ET DE L'ONÉ RELATIVES A LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE



de charge moyen d'environ 70 %. Les volumes exportés représenteraient quelque 34 % de l'approvisionnement annuel total de Northwest Natural.

### **2.3.2 Transport**

Le 19 avril 1991, CanWest a conclu avec Westcoast une entente de service garanti (« SG »), renouvelable chaque année. Une entente de service de transport intervenue entre Northwest Natural et Northwest expirera en 2013. Aucune nouvelle installation n'est nécessaire pour assurer l'exportation du gaz.

CanWest doit payer les frais liés à la demande sur le réseau de Westcoast, mais ceux-ci lui sont remboursés par Northwest Natural aux termes du contrat de vente de gaz.

### **2.3.3 Contrat de vente de gaz**

Le 1<sup>er</sup> janvier 1989, Northwest Natural et CanWest ont passé un contrat de vente de gaz en date du 1<sup>er</sup> janvier 1989 (modifié depuis). Le contrat a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 1989 et se terminera le 1<sup>er</sup> novembre 2003. Il prévoit une quantité journalière maximale (« QJM ») de  $2\,606 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $92 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ).

Aux termes du contrat, Northwest Natural peut commander du gaz jusqu'à concurrence de la QJM et prendre au minimum 53 % de la QJM; le contrat comprend une clause de rattrapage pour les quantités de gaz qui ont été payées par Northwest Natural, mais non enlevées.

Le contrat prévoit une tarification en deux parties, comprenant une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande correspond aux droits liés à la demande et au produit que Westcoast exige suivant son barème des tarifs du service garanti. La composante-produit a été fixée par contrat jusqu'en 1993-1994 à 1,28 \$ É-S/GJ (1,35 \$ É-S/ $10^6$  Btu) pour le gaz en réseau et à 0,85 \$ É-S/GJ (0,90 \$ É-S/ $10^6$  Btu) pour le gaz stocké. Le prix fixé pour la composante-produit sera concurrentiel par rapport à celui des autres sources d'énergie et sources d'approvisionnement en gaz dans le secteur du marché que Northwest Natural dessert; il sera aussi comparable aux revenus nets des producteurs qui approvisionnent CanWest suivant des modalités analogues. Le contrat prévoit une renégociation des prix au plus tard le 1<sup>er</sup> août de chaque année visée par le contrat. Si les parties ne parviennent pas à s'entendre, elles pourront recourir à l'arbitrage.

Le prix estimatif qui aurait eu cours à la frontière de la Colombie-Britannique au 1<sup>er</sup> janvier 1992, aux termes du présent contrat, se serait établi à 2,09 \$/GJ (2,20 \$/ $10^6$  Btu).

### **2.3.4 Autorisations officielles**

Le 3 décembre 1991, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique a accordé à CanWest un permis d'enlèvement d'une durée de 12 ("EMPR") ou ("EMRP") ans, pour un volume total de  $11,3 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $400 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ). Le 24 septembre 1991, CanWest a obtenu une attestation d'appui des producteurs de la British Columbia Petroleum Corporation (« BCPC »).

Le 18 mai 1990, Northwest Natural a obtenu une autorisation d'importation du Department of Energy, Office of Fossil Energy des États-Unis (« DOE/FE »), qui échoit le 1<sup>er</sup> novembre 2003.

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

Selon l'estimation de l'Office, les réserves de CanWest sont supérieures à l'ensemble des engagements qu'elle a pris à l'égard de ses approvisionnements. De même, les prévisions établies par l'Office quant

à la capacité de production de CanWest indiquent que celle-ci peut répondre à ses besoins pendant la durée visée par la demande. L'Office est donc convaincu que CanWest dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant.

L'Office constate que les arrangements en matière de transport sont garantis sur tous les gazoducs nécessaires. De plus, il est convaincu que tous les frais fixes relatifs au transport au Canada des volumes exportés seront recouverts.

L'Office convient que le marché est favorable au projet d'exportation et remarque que des exportations ont déjà eu lieu en vertu d'autorisations à court terme. L'Office est d'avis que les dispositions contractuelles touchant le rattrapage des volumes non enlevés, les frais liés à la demande et la prise minimum de gaz garantissent des niveaux de prise suffisants aux termes du contrat de vente de gaz. Il constate que le prix contractuel peut être revu chaque année en fonction de l'évolution du marché et que le contrat durera vraisemblablement toute la période demandée.

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

L'Office remarque que toutes les autorisations officielles ont été obtenues. L'accord des producteurs a été démontré par l'attestation d'appui des producteurs délivrée à CanWest.

En ce qui a trait à la durée de la licence, l'Office souligne que le contrat de vente de gaz prend fin le 1<sup>er</sup> novembre 2003, alors que la licence demandée n'expirerait qu'en automne 2004. L'Office n'est pas convaincu qu'il puisse recommander l'octroi d'une licence dont l'échéance dépasserait celle du contrat de vente.

## **2.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à CanWest, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe 1 contient l'énoncé des modalités de la licence, y compris une clause portant que la licence entrera en vigueur à la date de son approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, sauf si les exportations autorisées aux termes de la licence commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 1<sup>er</sup> novembre 2003.

# Enserch Development Corporation, au nom d'Encogen Northwest, L.P.

---

## 3.1 Résumé de la demande

Le 29 novembre 1991, Enserch a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes :

Période	- 15 ans, à compter du 1 <sup>er</sup> avril 1993 ou de la date de la première livraison, la plus tardive des deux dates étant retenue
Point d'exportation	- près de Huntingdon (Colombie-Britannique)
Quantité journalière maximale	- 271,8 x 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (9,6 x 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	- 99,1 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (3,5 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	- 1 441 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (50,9 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par année

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de gisements situés en Colombie-Britannique à l'égard desquels CanWest a conclu des contrats d'achat. Le gaz serait livré à la frontière internationale près de Huntingdon (Colombie-Britannique) par le réseau de Westcoast. Il serait alors expédié aux États-Unis pour être livré à l'installation de cogénération située à Bellingham, dans l'État de Washington. L'énergie électrique produite par cette centrale serait vendue à la société Puget Sound Power & Light Company (« Puget »), tandis que l'énergie thermique serait vendue à la société Georgia-Pacific Corporation (« Georgia-Pacific »).

## 3.2. Approvisionnement en gaz

CanWest a conclu avec Encogen un contrat de vente de gaz d'une durée de 15 ans, qui peut être prorogé chaque année. Le gaz fourni à Encogen sera puisé dans l'ensemble des réservoirs accessibles à CanWest en Colombie-Britannique. En conséquence, aucune réserve n'est précisément affectée au contrat de vente de gaz. Les sources d'approvisionnement de CanWest sont traitées plus en détail à la section 2.2 du présent document.

## 3.3. Marché, ententes commerciales et autorisations officielles

### 3.3.1 Marché

Le gaz qu'il est proposé d'exporter ferait partie de l'approvisionnement destiné à alimenter une centrale de cogénération au gaz naturel de 160 MW. L'installation de cogénération serait située sur une propriété achetée de Georgia-Pacific. Cette dernière, qui achèterait l'énergie thermique, utiliserait la vapeur et l'eau

chaude provenant de la centrale pour les besoins de son usine de pâte et papier et de produits chimiques. Puget, l'acheteur d'électricité, achèterait une quantité cible de 18 978 GW.h d'énergie de la centrale au cours de la période de 15 ans prévue à l'entente d'achat d'électricité. Cette quantité cible correspond en moyenne à un facteur de capacité de 90 % pendant la durée de l'entente d'achat d'électricité.

L'installation a été homologuée comme IA en vertu de la législation américaine. Elle utilisera le gaz naturel comme principal combustible, et du mazout comme source d'appoint.

La construction de la centrale a débuté grâce à un financement à court terme. Le demandeur s'attendait que le financement sans recours soit établi en mai 1992. Il a déclaré que le fait d'obtenir une licence d'exportation avant d'engager des dépenses importantes l'aiderait à conclure des modalités de financement rapidement. La centrale cogénératrice devrait entrer en production commerciale le 1<sup>er</sup> juillet 1993.

### **3.3.2 Transport**

Le 19 avril 1991, CanWest a conclu avec Westcoast une entente (modifié depuis) lui assurant un service de transport garanti pour les quantités et la durée demandées dans la licence. Aucune nouvelle installation n'est requise sur le réseau de Westcoast pour effectuer le transport proposé.

Conformément à une entente de services de gaz naturel qui a été conclue le 1<sup>er</sup> avril 1991 entre Encogen et la Development Associates Inc. (« DA ») et modifiée depuis, DA achètera le gaz d'Encogen à Sumas, dans l'État de Washington. DA en assurera le transport garanti par le réseau de Northwest et livrera le gaz à la Cascade Natural Gas Corporation (« Cascade »). Encogen rachètera alors le gaz, moins les pertes, de la société DA. Cette dernière est aussi tenue de fournir certains services de gestion, d'administration et autres aux termes de l'entente. Encogen a déclaré que l'arrangement précité était indispensable, car au moment de la négociation des modalités de transport, Northwest ne pouvait pas offrir directement un service de transport garanti pour les quantités demandées. Il a donc fallu conclure un contrat avec une tierce partie, DA, détenant de tels droits.

Northwest a besoin de nouvelles installations pour être en mesure d'assurer le transport de  $73,7 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $2,6 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) du volume de gaz proposé pour l'exportation, soit  $271,8 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $9,6 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ). La Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis a déjà autorisé ces nouvelles installations, sous réserve de la production d'un énoncé définitif des incidences environnementales, qui est censé être déposé en avril 1992.

Le transport sur le réseau de Cascade des quantités prévues par la licence, pour la durée stipulée par cette dernière, a été négocié aux termes d'une entente conclue le 14 novembre 1991 entre Cascade et Encogen. Le 27 novembre 1991, une demande a été déposée auprès de la Washington Utilities and Transportation Commission (« WUTC ») en vue d'obtenir l'autorisation de construire les installations nécessaires pour fournir le service prévu à Encogen. Une décision à cet égard était attendue au printemps 1992 et les installations devaient être prêtes à la date projetée d'entrée en exploitation commerciale de la centrale.'

### **3.3.3 Contrat de vente de gaz**

Le 16 octobre 1991, CanWest et Encogen ont signé un contrat de vente de gaz pour un maximum de 8 835 GJ ( $9\,300 \times 10^6 \text{ Btu}$ ) par jour. Le contrat, qui porte sur 15 ans, prendra effet à la date de mise en service de la centrale et sera maintenu d'année en année jusqu'à ce que l'une ou l'autre des parties y mette fin. Le contrat est assujéti à deux conditions, notamment l'obtention d'un financement sans recours pour le projet et la mise en service de la centrale au plus tard le 31 octobre 1993. Encogen prendra livraison du gaz à l'interconnexion des réseaux de Westcoast et de Northwest, près de Huntingdon (Colombie-

Britannique).

Le prix du gaz livré avant le 1<sup>er</sup> octobre 1993 ou avant la date d'entrée en exploitation de la centrale (selon la date qui survient la première) doit être négocié. Le prix du gaz livré pendant la première année suivant la date retenue ci-dessus est fixé à 1,75 \$ É-S/GJ (1,84 \$ É-S/10<sup>6</sup> Btu), et sera majoré de 5 % par année pendant la durée du contrat.

Encogen est tenue de commander une quantité annuelle minimale équivalant au produit obtenu en multipliant un volume de livraisons journalières d'environ 7 950 GJ (8 370 10<sup>6</sup> Btu) par le nombre de jours dans l'année où la centrale ne fera pas l'objet d'une maintenance de routine. Si Encogen ne commande pas cette quantité dans une année donnée, elle doit alors payer des frais de stockage de réserves de gaz (FSR) égaux au volume manquant multiplié par 30 % du prix qui serait autrement payable en vertu du contrat. Encogen doit aussi payer les FSR si les livraisons prévues au contrat ne commencent pas avant le 1<sup>er</sup> octobre 1993.

Selon Encogen, le prix contractuel estimatif qui aurait eu cours à la frontière de la Colombie-Britannique au 1<sup>er</sup> janvier 1992, aux termes du présent contrat, se serait établi à 2,01 \$/GJ (2,12 \$/10<sup>6</sup> Btu).

### **3.3.4 Entente d'achat d'électricité**

La vente d'électricité proposée serait conforme à l'entente conclue le 26 septembre 1990 telle que modifiée entre Georgia-Pacific et Puget. L'entente, qui a été sanctionnée par la WUTC, demeurera en vigueur pendant 15 ans, à compter de la date de mise en exploitation commerciale de l'installation.

La centrale de cogénération étant une installation à charge de base, Puget serait tenue d'en acheter toute la production nette d'électricité. Le prix sera fixé suivant un taux négocié chaque année. Si, à la fin de la période d'exploitation, la quantité cible qu'il était prévu d'acheter devait dépasser la quantité d'énergie livrée, le prix d'achat des livraisons serait de 67,5 mils/kW.h, tarif rajusté selon l'indice des prix à la consommation. Puget peut réduire ses achats auprès de la centrale en mai et juin de chaque année de la période d'exploitation, lorsque la production hydroélectrique augmente par suite du dégel du printemps et du déversement d'eau pour faciliter la migration du saumon. La réduction des achats doit se faire d'un commun accord, et l'acheteur de la vapeur ne doit pas en être affecté. Tant que le transfert d'énergie thermique à Georgia-Pacific n'est pas interrompu, la centrale conserve le statut d'installation admissible. Il s'agit d'une installation à trois turbines, dont deux au moins doivent fonctionner pour générer le maximum de vapeur prévu au contrat.

Puget peut obliger Encogen à rectifier tout écart ou manquement. Si Encogen ne le fait pas, Puget peut recouvrer auprès de cette dernière toutes les dépenses qu'elle subit à cet égard. Puget a la possibilité d'acheter l'installation pour un dollar dans les 120 jours suivant l'expiration de la période d'exploitation.

### **3.3.5 Entente de vente d'énergie thermique**

Les ventes proposées d'énergie thermique se feraient suivant l'entente de vente de vapeur conclue le 18 juillet 1991 entre Georgia-Pacific et Encogen. L'entente demeurera en vigueur pendant 15 ans, à compter de l'entrée en exploitation commerciale de la centrale. Si l'entente de vente d'électricité est prorogée, l'accord de vente d'énergie thermique le sera aussi pour la même période. Georgia-Pacific est tenue d'acheter une quantité suffisante d'eau chaude et de vapeur pour permettre à la centrale de cogénération de conserver sa classification d'installation admissible et elle sera pénalisée dans le cas contraire. Si Encogen ne respecte pas son contrat, elle doit payer à Georgia-Pacific un million de dollars américains pour chaque année qu'il reste au contrat.

Encogen doit assurer la disponibilité de vapeur, sur une moyenne de 12 mois consécutifs, à 99 % du temps pour les premières 150 000 livres/heure et à 97 % du temps pour la quantité de vapeur dépassant 150 000 livres/heure. L'eau chaude sera fournie gratuitement. En ce qui a trait aux besoins en vapeur dépassant la quantité annuelle maximale prévue au contrat, Georgia-Pacific paiera ce qu'il en coûte pour lui procurer la vapeur. Ce coût comprendrait les recettes que la centrale aurait perdues à défaut de fournir de l'électricité à Puget.

### **3.3.6 Autorisations officielles**

Le 9 décembre 1991, CanWest a demandé un certificat d'enlèvement d'énergie au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. Une décision à cet égard était censée être rendue à l'été de 1992. L'attestation d'appui des producteurs pour le contrat CanWest-Encogen a été délivrée par la BCPC le 20 novembre 1991.

Le 23 décembre 1991, Encogen a déposé auprès du DOE/FE une demande d'autorisation d'importation. La décision était prévue à l'été 1992. Comme on l'a vu à la section 3.3.2, les autorisations des autorités fédérales américaines et de l'État concernant la construction d'installations supplémentaires aux États-Unis étaient attendues au printemps 1992. La centrale a été homologuée comme installation admissible.'

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

Ainsi qu'on l'a vu à la section 2.2 du présent document, les estimations de l'Office indiquent que les réserves de CanWest dépassent les engagements globaux que cette dernière a contractés à l'égard de ses approvisionnements. De même, les prévisions établies par l'Office quant à la capacité de production de CanWest laissent prévoir que la société pourra satisfaire à ses besoins pendant la durée prévue du contrat. Par conséquent, l'Office convient que CanWest dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant.

L'Office a établi à sa satisfaction que les dispositions contractuelles entre CanWest et Encogen ont été négociées entre entreprises indépendantes. L'Office note que le prix stipulé au contrat ne comprend pas expressément une composante-demande, mais il convient que le coût fixe intégral du transport par le réseau de Westcoast pourra être recouvert grâce au prix contractuel et aux frais de stockage de réserves de gaz.

Le contrat prévoit l'indexation annuelle du prix à un taux fixe de 5 %. L'Office juge que cela permettra vraisemblablement de faire des ajustements en fonction de l'évolution du marché, étant donné qu'il existe des liens contractuels directs entre le contrat de vente de gaz et les autres arrangements commerciaux associés au projet.

Selon l'Office, la disposition concernant les frais de stockage de réserves devrait garantir un taux élevé de prise. Encogen a estimé que le facteur de charge se situerait autour de 95 %, prévision que l'Office juge raisonnable.

Le 20 novembre 1991, la BCPC a délivré une attestation d'appui des producteurs.

En ce qui concerne les dernières autorisations officielles, l'Office est convaincu que l'examen des demandes progressent bien et il ne prévoit aucune difficulté à cet égard.

## **3.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Encogen, sous réserve de l'approbation

du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I, y compris une clause portant que la licence entrera en vigueur au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 1993 ou à la date de la première livraison, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, sauf si les exportations commencent au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 1995, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après la date de son entrée en vigueur.



## Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.

---

### 4.1. Résumé de la demande

Le 30 décembre 1991, Kamine a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	- du 1 <sup>er</sup> novembre 1993 au 31 octobre 2008
Point d'exportation	- près d'Iroquois (Ontario)
Quantité journalière maximale	- $340 \times 10^3 \text{ m}^3$ ( $12 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ) <sup>1</sup>
Quantité annuelle maximale	- $117.8 \times 10^6 \text{ m}^3$ ( $4,2 \times 10^9 \text{ pi}^3$ )
Quantité globale maximale	- $1\,767 \times 10^6 \text{ m}^3$ ( $62,4 \times 10^9 \text{ pi}^3$ )
Écart admissible	- 10 % par jour  - Toute quantité autorisée dont l'exportation ne survient pas au cours d'une année donnée peut être exportée pendant le reste de la période visée par la licence. <sup>2</sup>

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de gisements situés en Saskatchewan et en Alberta qui sont réservés par contrat à la North Canadian Marketing Inc. (« NCM ») et à sa société mère, la North Canadian Oil Limited (« NCO »), ou contrôlés par ces dernières. Le gaz serait transporté par le réseau de la NOVA Corporation of Alberta (« NOVA ») et livré au réseau de TransCanada près d'Empress (Alberta). Le gaz provenant de la Saskatchewan serait livré aux interconnexions de TransCanada/TransGas Limited ("TransGas").

Le gaz serait acheminé par TransCanada jusqu'à la frontière internationale près d'Iroquois (Ontario), puis transporté par le réseau de l'Iroquois Gas Transmission System, L.P. (« IGTS ») et le réseau de la St. Lawrence Gas Company Inc. (« St. Lawrence Gas »), pour être finalement livré à la centrale de cogénération projetée de Kamine.

La centrale sera située sur le terrain de la fabrique de papier James River Paper Company, Inc. (« James River »), à Natural Dam, New York. L'électricité et la vapeur produites par la centrale seraient vendues à la Niagara Mohawk Power Corporation (« Niagara ») et à James River, respectivement.

---

<sup>1</sup> Par une lettre datée du 11 septembre 1992, Kamine a demandé que la quantité journalière indiquée dans sa demande soit portée à  $348,4 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $12,3 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ). Cette augmentation a été demandée à titre de combustible d'aval.

<sup>2</sup> Kamine a retiré sa demande visant cet écart admissible dans une lettre datée du 14 avril 1992.

## 4.2 Approvisionnement en gaz

### 4.2.1 Contrats d'approvisionnement

Kamine a conclu avec NCM une entente d'achat de gaz portant sur 15 ans qui prévoit la fourniture de  $340 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $12 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ) de gaz par jour. NCM puisera dans ses propres sources d'approvisionnement le gaz nécessaire au projet d'exportation. En conséquence, aucun réservoir en particulier n'est réservé par contrat aux ventes proposées. Aux termes de l'entente, NCM garantit de livrer le gaz commandé par Kamine. Si NCM ne respecte pas ses engagements de livraison, elle devra indemniser Kamine de tous frais supplémentaires encourus pour remplacer le combustible en question. De surcroît, la société mère de NCM, NCO, s'est portée garante de certaines des obligations que NCM a contractées aux termes de l'entente d'achat de gaz.

Les sources d'approvisionnement de NCM sont constituées de réserves qui lui appartiennent en propre et de gaz obtenu par contrat auprès de sept autres producteurs. Ces contrats représentent environ 65 % de l'approvisionnement dont NCM a fait état.

### 4.2.2 Réserves

Comme l'indique le tableau 4-1, l'estimation faite par l'Office des réserves restantes dont Kamine dispose par contrat est de 10 % inférieure à celle de Kamine, mais quatre fois supérieure à la quantité prévue dans la demande.

Kamine a déposé des estimations des réserves des producteurs qui fourniraient du gaz pour le projet à partir de l'Alberta et de la Saskatchewan. Ces estimations comprennent à la fois les réserves prouvées et les réserves probables. Trois des producteurs ont soumis des estimations de leurs réserves probables, lesquelles comptent pour moins de 2 % de l'approvisionnement global de Kamine.

Tableau 4-1

#### Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de Kamine par rapport au volume global demandé

	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )	
Kamine <sup>1</sup>	ONÉ <sup>2</sup>	Volume demandé
8 643 (305,2)	7 819 (276,2)	1 767 (62,4)

1. Au 1<sup>er</sup> novembre 1993.
2. Au 31 décembre 1990. L'estimation par l'Office des réserves restantes serait d'au moins  $616 \times 10^6 \text{ m}^3$  de moins que la quantité indiquée s'il était également tenu compte de la production estimative de janvier 1991 au 1<sup>er</sup> novembre 1993. L'estimation de l'Office serait alors de 17 % inférieure à celle de Kamine, mais quand même quatre fois supérieure à la quantité demandée. L'estimation faite par l'Office des réserves de Kamine tient compte des réserves prouvées et des réserves probables; ces dernières représentent 1 % de l'estimation de l'Office.

L'écart entre ces estimations tient surtout à des différences dans l'interprétation des études de taux, dans l'estimation des zones, du rendement net, de la porosité, de la saturation en gaz et des facteurs de récupération, et dans la détermination de la participation directe de Kamine à titre de concessionnaire.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz de Kamine, l'Office a reconnu 130 réservoirs en Alberta et 41 en Saskatchewan; seulement 28 des 171 réservoirs sont actuellement exploités. Les réservoirs en Alberta représentent 64 % des réserves globales, tandis que ceux de la Saskatchewan comptent pour le reste. La plupart des réservoirs avaient des réserves commercialisables initiales de moins de  $100 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $3,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ), 35 réservoirs contenaient au départ entre  $100 \times 10^6 \text{ m}^3$  à  $1\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $3,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$  -  $35 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz, et seulement six réservoirs présentaient initialement des réserves supérieures à  $1\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $35 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ). Ces six grands réservoirs se trouvent dans des sables du Crétacé. Les estimations de l'Office et des producteurs diffèrent de plus de  $20 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $0,7 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) dans le cas de 18 réservoirs. Sont examinés ci-après les gisements qui ont donné lieu aux divergences les plus marquées dans les estimations.

Le réservoir Viking A de Medicine Lodge (Alberta), de la société NCO, représente à lui seul 37 % de la différence entre les réserves estimatives. NCO a fondé ses estimations sur une analyse p/z. L'Office trouve qu'il est trop tôt pour employer un graphe p/z, puisque moins de 10 % des réserves estimatives du réservoir ont été produites. L'Office a donc fait une estimation volumétrique des réserves de ce réservoir.

En outre, l'Office n'accepte pas les calculs concernant la participation économique de NCO. Les terres que la société dit détenir représentent une participation de 50 % dans seulement une section du réservoir Viking A de Medicine Lodge. Or, le réservoir cartographié tant par NCO que par l'Office couvre au moins 14 sections suivant une répartition zonale, si bien que le terrain de NCO correspondrait en fait à une participation de 3,6 %. NCO a calculé que son puits aurait la plus grande partie des réserves, car elle a supposé qu'aucun autre puits ne serait foré dans le réservoir en question et que toute production future proviendrait des trois puits actuellement en exploitation. L'Office croit que le forage de nouveaux puits ou la compétition de puits en cours de préparation rendront inopérante l'hypothèse de NCO. En conséquence, l'Office a attribué à NCO seulement 10 % des réserves, compte tenu du drainage prévu des zones adjacentes qui n'ont pas encore été forées.

L'écart entre les estimations des réserves de NCO dans le réservoir Halfway de Knopcik en Alberta compte pour 24 % de la différence totale. Il découle de différences dans les estimations de la superficie, de la porosité et du facteur de récupération, et de la désignation (par l'Office) de certaines réserves comme étant probables. La différence de superficie est due au contour net de la zone productrice de NCO. L'Office a déterminé une porosité moyenne et un facteur de récupération inférieurs à ceux qu'a retenus NCO. En outre, l'Office a considéré comme probables les réserves cartographiées au sud de la section 36-72-11W6M, étant donné qu'il n'y a pas, à l'heure actuelle, de puits capables de produire dans cette zone.

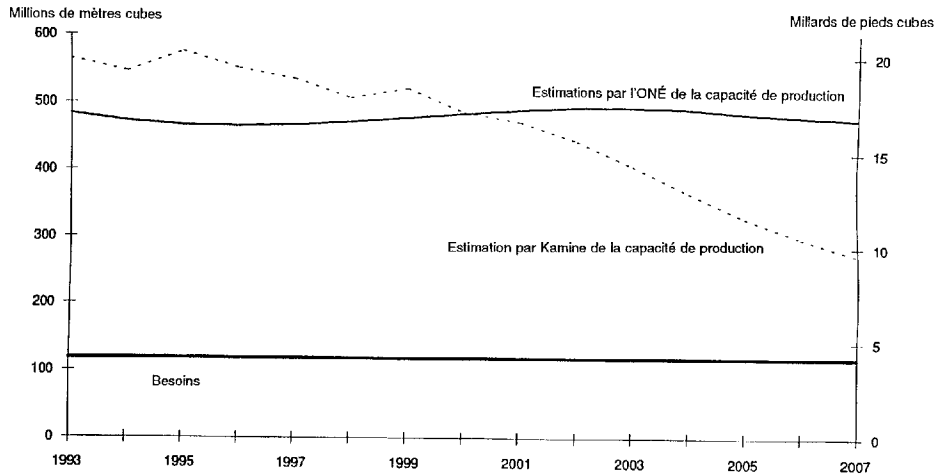
En résumé, l'estimation que l'Office a faite des réserves de Kamine est inférieure à celle de la société, mais bien supérieure aux volumes globaux prévus dans sa demande. Les écarts dans les estimations des réserves sont attribuables à des différences dans l'interprétation des études de taux, des caractéristiques des réservoirs et de la participation nette. L'Office reconnaît aussi que NCO a assorti sa demande d'une garantie générale de la société.

### **4.2.3 Capacité de production**

La figure 4-1 présente une comparaison entre les prévisions de l'Office et de Kamine concernant la capacité de production et les quantités prévues dans la demande. Kamine entend se procurer son propre

Figure 4-1

### Comparaison des estimations de Kamine et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle



gaz combustible mais, suivant les dispositions du contrat de vente, elle pourra aussi obtenir du gaz auprès de NCM si elle a commandé un volume inférieur à la quantité journalière maximale (« QJM »).

Les évaluations de l'Office et de Kamine de la capacité de production laissent entrevoir que l'approvisionnement en gaz sera suffisant pendant toute la durée du projet d'exportation. L'Office a ajusté ses prévisions de la capacité de production en fonction du taux annuel de production prévu dans la demande. Cela explique pourquoi la courbe représentant les prévisions de l'Office est relativement plane, alors que celle de Kamine fléchit graduellement tout au long du projet. L'évaluation de la capacité de production au début de la période est plus élevée dans le cas de Kamine, parce qu'elle repose sur une estimation plus généreuse des réserves.

### **4.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles**

#### **4.3.1 Marché**

Le gaz dont l'exportation est prévue servirait à alimenter une centrale de cogénération à cycle combiné de 58 MW. Cette centrale est en voie de construction et devrait être terminée en juin 1993. James River, l'acheteur de vapeur, fabrique et commercialise des produits de consommation, des denrées alimentaires, des emballages et des documents d'information connexes. Niagara, l'acheteur d'électricité, est un service public de l'État de New York qui compte à son actif une bonne expérience des centrales de cogénération.

La FERC a accredité la centrale comme installation de cogénération admissible, statut que lui reconnaît l'article 2.2-a de la loi sur les services publics de l'État de New York. Le financement du projet était déjà établi au moment de l'audience.

La centrale utilisera le gaz naturel comme principal combustible, et le mazout comme combustible d'appoint. Elle devrait fonctionner à 92 % de sa capacité tout au long de la période visée par l'investissement.

#### **4.3.2 Transport**

Kamine a signé des ententes préalables ou des contrats de service garanti avec TransCanada, IGTS et St. Lawrence Gas pour des périodes de 15 à 25 ans. Les nouvelles installations nécessaires au projet d'exportation sont prévues dans la demande de TransCanada relative à ses installations de 1993-1994 et dans le plan de construction de 1993 de St. Lawrence Gas.

Kamine est directement responsable de tous les frais de transport sur le réseau de TransCanada. NCM assume les frais sur le réseau de NOVA, mais il recouvre ces derniers en vertu du contrat de vente de gaz.

#### **4.3.3 Contrat de vente de gaz**

Le 30 juillet 1991, NCM et Kamine ont conclu un contrat de vente de gaz qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1993 et se terminera le 1<sup>er</sup> novembre 2008. Le contrat stipule une QJM de  $289 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $10,2 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ) et une quantité journalière additionnelle (« QJA ») de  $51 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $1,8 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ). Le contrat est sujet à la prise des arrangements nécessaires concernant le transport et le financement, et à l'obtention des autorisations officielles voulues avant le 1<sup>er</sup> novembre 1993. Kamine a déclaré que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes, et aucune disposition n'en prévoit la renégociation.

Kamine est tenue d'enlever 80 % de la QJM pour ne pas avoir à payer de frais de stockage de réserves (FSR). Ces derniers ont été fixés à 0,38 \$ É-S/GJ (0,40 \$ É-S/10<sup>6</sup> Btu) et ils s'appliquent à la différence

entre les volumes commandés et les enlèvements convenus. Après 1994, les FSR seraient majorés d'un taux égal à l'augmentation de l'indice des prix des producteurs pour le nord-est des États-Unis. En outre, Kamine est obligée d'acheter auprès de NCM tout le gaz nécessaire à l'approvisionnement de la centrale.

La QJM peut être réduite d'un commun accord après le 1<sup>er</sup> novembre 1994. Le contrat prévoit aussi des ventes à des tiers, telles que l'entente de nivellement que Kamine a conclue avec la société The Consumers' Gas Company Ltd. en vue de maximiser son utilisation du réseau de TransCanada.

Le contrat prévoit une tarification en deux parties, comprenant une composante-demande et une composante-produit. Pour les ventes jusqu'à concurrence de la QJM, la composante-produit a été fixée à 1,48 \$ É-S/GJ (1,56 \$ É-S/10<sup>6</sup> Btu) en 1992, et passe à 5,26 \$ É-S/GJ (5,54 \$ É-S/10<sup>6</sup> Btu) en 2008. Pour les QJA, le prix serait de 1,26 \$/GJ (1,33 \$ US/10<sup>6</sup> Btu) en 1993 et serait rajusté par la suite d'un facteur basé sur le tarif des services de Niagara. Kamine a déclaré que le barème des prix liés au produit reflète une évaluation raisonnable par les parties des futures conditions du marché du gaz, et tient compte les prix à long terme de l'électricité et des ventes d'énergie électrique à Niagara.

La composante-demande équivaut à 120 % de la composante-demande mensuelle de NOVA, indépendamment des enlèvements réels, modifiée par une fraction donnée. Le numérateur de la fraction est la différence entre le volume contractuel mensuel et la somme des quantités réellement livrées, des quantités commandées mais non livrées et des quantités non assujetties à la composante-demande de NOVA. Le dénominateur est le volume contractuel mensuel.

Pour les volumes jusqu'à concurrence de la QJM, le prix estimatif qui aurait eu cours au point de livraison au 1<sup>er</sup> janvier 1992, aux termes du contrat, aurait été de 1,70 \$/GJ (1,80 \$/10<sup>6</sup> Btu). Pour les ventes de QJA, le prix se serait établi à 1,53 \$/GJ (1,61 \$/10<sup>6</sup> Btu).

#### **4.3.4 Entente d'achat d'électricité**

La vente proposée d'électricité à partir de la centrale de cogénération Natural Dam serait conforme à l'entente d'achat conclue le 4 décembre 1987 entre Kamine et Niagara telle que modifiée. Le contrat de vente d'électricité demeurera en vigueur pendant 25 ans, à compter de la date de mise en exploitation de la centrale, puis il sera renouvelé d'année en année jusqu'à ce qu'une des parties y mette fin. La New York Public Service Commission (« NYPSC ») a approuvé l'entente d'achat ainsi que deux modificatifs ultérieurs. Une troisième modification à l'entente a été déposée auprès de la NYPSC, mais celle-ci n'approuve plus des modifications de nature précise. Ces dernières doivent dorénavant être traitées au cours d'examen de surveillance locale, de la même manière que toute décision concernant un service public.

Niagara prendra livraison de toute l'électricité produite par la centrale à la jonction de la ligne de transport de la centrale de cogénération et de son propre réseau de transport à 115kV. Le prix de l'électricité variera en fonction de trois périodes d'achat. Pendant la première période, le prix sera de 6 cents le kilowattheure; durant les deuxième et troisième périodes, il sera respectivement de 95 et de 90 % du coût éladé de Niagara, tel qu'approuvé par la NYPSC. Advenant que la NYPSC n'accepte plus le calcul du coût éladé, celui-ci devra être déterminé conformément au contrat d'achat d'électricité. Les frais contractuels comprennent les coûts éladés sur le plan de la production, de la capacité et du transport. Les coûts éladés prévus comprendraient aussi les pertes en ligne.

Si la centrale devait perdre le statut d'installation de cogénération admissible en vertu de la PURPA, Niagara continuerait d'acheter l'électricité, mais à un prix correspondant à 85 % de ses coûts éladés.

Niagara n'est pas tenue d'acheter l'électricité lorsque les prix qu'on lui demande sont supérieurs à ce qu'elle paierait si elle s'approvisionnait ailleurs qu'à la centrale Natural Dam. Toutefois, avant de pouvoir réduire ses achats, elle doit signifier à la NYPSC que de telles conditions d'exploitation se produiront. Niagara doit obtenir l'autorisation écrite de la NYPSC avant de pouvoir diminuer ses achats. Si Niagara ne se plie pas aux exigences de la NYPSC, elle sera tenue de payer à Natural Dam le même montant que si elle n'avait pas réduit ses achats.

#### **4.3.5 Entente de vente d'énergie thermique**

La vente proposée d'énergie thermique en provenance de la centrale de cogénération Natural Dam se ferait suivant les modalités de l'entente intervenue le 29 novembre 1991 entre Kamine et James River. L'entente demeurera en vigueur pendant 25 ans, à compter de la date de mise en exploitation commerciale de la centrale, et pourra être prorogée de deux périodes de cinq ans. L'entente déposée avec la demande n'est pas présentée dans sa version complète, car le demandeur estime que la publication des modalités commerciales, y compris le prix, pourrait être préjudiciable à ses négociations avec des acheteurs de vapeur dans le cadre d'autres projets.

Le contrat stipule que l'acheteur de vapeur doit prendre et utiliser la quantité annuelle minimale d'énergie thermique nécessaire pour que la centrale puisse conserver sa qualité d'installation admissible conformément à la PURPA. La James River Corporation, société mère de James River, a garanti l'exécution de l'obligation que James River a contractée, en vertu de l'entente de services énergétiques, de prendre et d'utiliser la quantité annuelle minimale d'énergie thermique stipulée. Si James River ne respecte pas son contrat, la James River Corporation remplira ou fera remplir les obligations en question.

#### **4.3.6 Autorisations officielles**

Le 28 février 1992, NCM a demandé des permis d'enlèvement à l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta (« ERCB ») et au ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan pour une durée correspondant à celle dont il est question dans la demande.

En ce qui concerne les autorisations des organismes fédéraux américains, le 29 août 1991, la FERC a accredité la centrale proposée comme IA. Kamine attend une décision du DOE concernant sa demande d'autorisation d'importation par octobre 1992.

La seule approbation qu'il reste à obtenir est celle de la NYPSC visant le gazoduc destiné à relier la centrale au réseau de St. Lawrence Gas. Kamine prévoit qu'une décision à cet égard sera rendue sous peu.

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

Les estimations de l'Office et de Kamine indiquent que les réserves dépassent les quantités visées dans la demande. De même, les prévisions de la capacité de production établies par l'Office et Kamine ne laissent prévoir aucune insuffisance potentielle. L'Office est donc convaincu que Kamine dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant.

L'Office constate que des dispositions concernant le transport ont été prises à l'égard de tous les gazoducs intéressés par le projet, qu'ils soient déjà en place ou prévus. De surcroît, l'Office convient que tous les frais fixes associés au transport au Canada des exportations proposées seront recouverts.

L'Office est convaincu que les marchés sont propices au projet d'exportation. Il note que l'acheteur d'électricité, Niagara, a vu augmenter depuis quelques années la demande d'électricité sur le territoire

qu'elle dessert. De plus, la centrale a été homologuée comme IA.

Selon l'Office, les dispositions contractuelles concernant les paiements pour volumes non enlevés, la composante-demande et la position de NCM à titre de fournisseur exclusif en gaz de la centrale garantissent des niveaux de prise suffisants aux termes du contrat de vente. L'Office constate que le contrat renferme un barème de prix fixes valant pour toute la période stipulée, mais il juge que le contrat a toutes les chances de durer en raison de marchés assurés.

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

L'Office remarque qu'il reste à obtenir les permis d'enlèvement provinciaux, l'autorisation d'importation du DOE/FE et l'approbation de la NYPSC à l'égard du gazoduc prévu de St. Lawrence Gas. Il reconnaît toutefois que les formalités relatives à ces demandes progressent bien et n'envisage aucune difficulté à cet égard.

L'accord des producteurs a été démontré par le contrat de vente de gaz conclu entre NCM et Kamine.

## **4.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Kamine, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I et comprennent notamment une clause portant que la licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1993 et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, sauf si les exportations commencent au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 1995, auquel cas la licence prendrait fin le 31 octobre 2008.



## Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et ATCOR Ltd.

---

### 5.1. Résumé de la demande

Le 23 octobre 1991, Selkirk et ATCOR ont déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande conjointe en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	- à compter du 1 <sup>er</sup> juin 1994 ou de la date à partir de laquelle un service de transport garanti sera assuré par les réseaux pipeliniers de NOVA, TransCanada, IGTS et Tennessee (selon l'éventualité qui surviendra la dernière), pour une période de 15 ans, en plus de l'intervalle écoulé entre la date de début des livraisons et le premier jour du mois de novembre suivant
Point d'exportation	- près d'Iroquois (Ontario)
Quantité journalière maximale	- 479 x 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (17 x 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	- 176 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (6,21 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	- 2 712 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (95,75 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par an

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de réserves existantes situées principalement en Alberta, qui appartiennent déjà à la société ou qui seront achetées par cette dernière aux termes de contrats avec d'autres producteurs. Une partie du gaz proviendrait aussi de la Saskatchewan. PanCanadian et ERC seraient aussi des fournisseurs de la centrale de cogénération.

Le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'à la frontière internationale, près d'Iroquois (Ontario). Aux États-Unis, IGTS et Tennessee transporteront le gaz jusqu'à la centrale de cogénération située à Selkirk (New York).

La centrale dont il est question ici (« Selkirk II ») représenterait une expansion importante de celle qui est en construction (« Selkirk I ») et pour laquelle une licence d'exportation de gaz a été délivrée à la suite de l'audience GH-5-89. L'électricité provenant de la nouvelle installation serait vendue à la Consolidated Edison of New York, Inc. (« Con Ed »), le transit étant assuré aux termes d'une entente avec Niagara. La Compagnie Générale Électrique (« GE »), division des Plastiques, achèterait la

vapeur.

Tableau 5-1

**Comparaison des estimations des réserves établies de gaz d'ATCOR par rapport au volume global demandé**

$10^6 \text{ m}^3$  ( $10^9 \text{ pi}^3$ )

ATCOR <sup>1</sup>	ONÉ <sup>2</sup>	Volume demandé <sup>3</sup>
12 248 (432)	11 128 (394)	2 712 (96)

1. Au 1<sup>er</sup> juin 1991.
2. Au 31 décembre 1990.
3. Les besoins totaux du marché d'ATCOR s'élèvent à  $11\,240,9 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $397 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ).

## 5.2 Approvisionnement en gaz

### 5.2.1 Contrats d'approvisionnement

Selkirk a conclu avec ATCOR un contrat de vente de gaz d'une durée de 15 ans qui prévoit la fourniture de  $479 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $17 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ) de gaz par jour. Le gaz qu'il a proposé d'exporter proviendra des sources d'approvisionnement d'ATCOR; par conséquent, aucun réservoir précis n'a été réservé par contrat pour les besoins du projet. Selon les clauses du contrat, ATCOR garantit la livraison du gaz commandé par Selkirk. Si ATCOR était dans l'impossibilité de livrer le gaz, elle devrait indemniser Selkirk de tout coût additionnel de remplacement du combustible.

ATCOR a aussi conclu des contrats d'achat de gaz de diverses durées avec neuf producteurs. Ces contrats représentent environ 55 % de l'ensemble de ses approvisionnements.

### 5.2.2 Réserves

Comme l'indique le tableau 5-1, l'estimation faite par l'Office des réserves d'ATCOR est d'environ 9 % inférieure à celle de la compagnie et correspond à peu près aux besoins globaux de celle-ci, soit  $11\,240,9 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $397 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ), volumes à exporter compris. L'estimation des réserves déposée par ATCOR a été préparée par McDaniels and Associates, en son nom et en celui des neuf autres producteurs concernés, sauf Shaman Energy Corporation qui a établi ses propres estimations des réserves. Les pourcentages de participation directe ont été fournis de sorte que l'on puisse calculer les réserves restantes nettes de tous les réservoirs.

L'écart entre les estimations des réserves établies par ATCOR et l'Office est dû principalement à des différences dans les estimations visant plusieurs gros réservoirs. La divergence la plus importante tient aux approvisionnements d'ATCOR, notamment aux réservoirs Turner Valley du gisement Herronton et aux réservoirs Beaverhill Lake A du gisement Caroline.

L'estimation par ATCOR des réserves du gisement Herronton est bien supérieure à celle de l'Office à cause de la différence d'interprétation de la production nette et de la saturation en gaz. L'estimation faite par ATCOR des réserves probables d'Herronton est également un facteur. Même si l'Office n'a pas attribué de réserves probables à tous les réservoirs, il n'en est pas moins convaincu que son évaluation des réserves prouvées est plausible. Qui plus est, l'Office n'a pas pu juger de certaines données sur les puits à cause de leur caractère confidentiel. L'écart entre les deux estimations des réserves d'Herronton représente plus de 35 % de la différence globale.

Un autre écart de 14 % est attribuable à des divergences entre les estimations du réservoirs de Caroline. En effet, ATCOR a attribué une plus grande superficie à celui-ci que ne l'a fait l'Office. Cela tient à une interprétation différente de la cartographie.

L'écart entre les estimations des réserves du réservoirs Murray F du champ Duncan, dont font partie les réserves de la Logan Resources Ltd., compte pour 14 % de la différence globale. Il est dû principalement au fait que l'estimation d'ATCOR est fondée sur des études volumétriques de chaque puits, alors que celle de l'Office repose sur une analyse P/Z du déclin de la production pour l'ensemble du réservoirs. On constate une légère variation dans les estimations des réserves de chacun des autres producteurs.

ATCOR et ses producteurs ont aussi fourni une estimation des réserves probables de nombreux réservoirs, ce qui a ajouté environ  $1\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$  aux réserves prouvées d'ATCOR (approximativement 10 % du total). La plupart des réserves évaluées par l'Office sont des réserves prouvées, mais celui-ci admet qu'une certaine valorisation peut intervenir.

La différence restante tient surtout à l'effet cumulatif de légers écarts du point de vue de l'interprétation des caractéristiques des réservoirs, y compris la superficie et la porosité des réservoirs. La production nette et les facteurs de récupération interviennent dans une moindre mesure dans cet écart.

L'approvisionnement d'ATCOR provient de 441 réservoirs, dont la plupart sont situés en Alberta. Ils se trouvent un peu partout dans la province, surtout dans des formations du Crétacé inférieur dans le centre-est de l'Alberta et dans les horizons du Dévonien dans le piedmont. Soixante-cinq pour cent des réservoirs d'ATCOR contenaient des réserves commercialisables initiales de moins de  $100 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $3,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ). Quarante-huit pour cent des réserves nettes restantes se trouvent dans 20 réservoirs ayant des réserves initiales supérieures à  $3\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $106 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ).

En résumé, l'estimation faite par l'Office des réserves d'ATCOR est légèrement inférieure à celle de la société, surtout à cause de différences dans l'évaluation de quelques gros réservoirs. Toutefois, l'estimation de l'Office est comparable aux besoins globaux du marché.

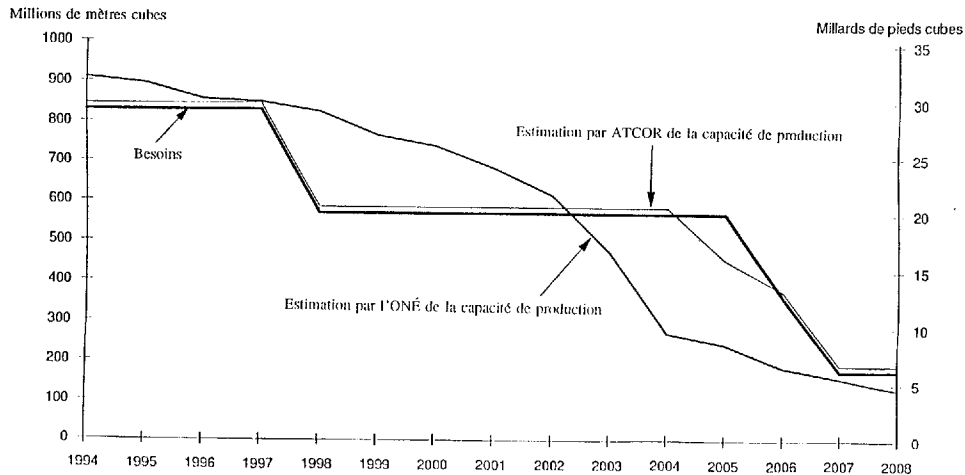
### **5.2.3 Capacité de production**

La figure 5-1 compare les prévisions de la capacité de production, établies par l'Office et ATCOR, et les besoins globaux d'ATCOR.

Selon l'analyse d'ATCOR, la société pourrait répondre aux besoins en gaz pendant toute la durée du projet d'exportation, sauf pour un léger manque en 2006. Selon l'évaluation de l'Office, la capacité de production d'ATCOR serait insuffisante à compter de 2003 jusqu'à la fin de la période d'exportation projetée. ATCOR a déclaré que tout manque serait compensé par la mise en valeur ou l'achat de sources d'approvisionnement supplémentaires.

Figure 5-1

Comparaison des estimations d'ATCOR et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle



## **5.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles**

### **5.3.1 Marché**

Selkirk serait le propriétaire et l'exploitant de la centrale de cogénération à cycle combiné de 277 MW qui serait construite à l'usine de GE.

Le gaz que les sociétés ATCOR, PanCanadian et ERC se proposent d'exporter servirait à alimenter la centrale Selkirk II adjacente à la centrale Selkirk I, à laquelle elle serait intégrée. L'exploitation intégrée des deux installations fournirait une puissance totale d'environ 357 MW.

Au moment où l'audience s'est tenue, Selkirk discutait du financement du projet avec la Chase Manhattan Bank, l'établissement de crédit pour Selkirk I. Ces négociations devaient se terminer dans le courant de l'été 1992, et la construction devait débuter avant le 30 septembre 1992. L'installation était censée entrer en exploitation commerciale au plus tard en juin 1994.

La centrale serait alimentée principalement au gaz, mais pourrait utiliser un distillat n° 2 faible en soufre comme combustible d'appoint. Le gaz d'ATCOR, de PanCanadian et d'ERC représenterait à toutes fins pratiques tout l'approvisionnement de gaz garanti à long terme de la centrale.

Comme pour le projet Selkirk I, Selkirk a retenu les services de la firme Energy Management Associates, Inc. (« EMA ») pour examiner les modalités de répartition de la charge prévues au contrat avec Con Ed. EMA a employé la méthode dite PROMOD III pour simuler le New York Power Pool (« NYPP »). À partir de cette analyse, EMA a déterminé que Selkirk II pourrait faire partie de la charge de base du NYPP et que la centrale fonctionnerait généralement à un taux de capacité d'environ 90 %.

### **5.3.2 Transport**

Le 1<sup>er</sup> novembre 1991, ATCOR a conclu avec NOVA une entente préalable qui prévoyait la fourniture d'un service de transport garanti, à long terme, pour la livraison à Empress des volumes qu'il était prévu d'exporter. Selkirk a conclu, le 5 mars 1992, une entente préalable avec TransCanada. Aux termes de l'entente d'achat de gaz, ATCOR a convenu de produire une lettre de crédit pour le compte de Selkirk afin de répondre aux exigences de TransCanada en matière de garanties financières. Selkirk doit rembourser à ATCOR les frais d'obtention et de maintien de la lettre de crédit.

Aux États-Unis, Selkirk a signé une entente préalable avec IGTS le 12 août 1991. Les installations du réseau d'IGTS nécessiteraient des ajouts. Le 14 août 1991, Selkirk a conclu une entente préalable avec Tennessee qui devrait, elle aussi, agrandir son réseau. À partir du point de vente de Tennessee, le gaz serait livré à la centrale par une canalisation de 3,4 kilomètres (2,1 milles) de longueur dont Selkirk est le propriétaire et l'exploitant. La conduite, approuvée antérieurement par la NYPSC, est déjà construite.

### **5.3.3 Contrat de vente de gaz**

Le 13 août 1991, Selkirk a conclu avec ATCOR un contrat de vente de gaz portant sur une période de 15 ans, en plus de l'intervalle écoulé entre la date de début des livraisons et le premier jour du mois de novembre suivant. Sous réserve des autorisations officielles, la durée du contrat peut être prorogée de cinq autres années. Les livraisons devraient commencer le 1<sup>er</sup> juin 1994.

Le contrat stipule des livraisons journalières maximales de  $479 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $17 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ) de gaz à Empress ou à tout autre point convenu par les parties. La quantité annuelle minimale (« QAM ») pour toute année visée par le contrat est définie comme étant 75 % de la somme des QJM. Les volumes jusqu'à concurrence de la QAM sont dits « de premier niveau », alors que les quantités dépassant la QAM sont dites de « deuxième niveau ». Si Selkirk ne prend pas livraison de toute la QAM dans une année donnée, elle peut rattraper les volumes manquants dans les deux années suivantes, à défaut de quoi ATCOR a le droit de réduire la QJM sur un préavis de 60 jours. De même, si ATCOR ne livre pas au moins 97 % des quantités journalières commandées pendant un hiver, Selkirk a le droit de réduire la QJM.

Aux termes de l'entente, Selkirk peut commander pour une journée jusqu'à concurrence de la QJM de gaz, au taux de la composante-produit s'appliquant aux volumes de niveau 2<sup>1</sup>. Si, au cours d'une année contractuelle, Selkirk ne commande pas la totalité des quantités de niveau 1, mais qu'elle achète des volumes de niveau 2, il lui faut payer à ATCOR la différence entre les composantes-produit de niveaux 1 et 2 sur les quantités de gaz de niveau 2 reçues jusqu'à concurrence de la QAM.

Le contrat prévoit une tarification en deux parties comprenant une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande mensuelle se décompose en deux éléments :

- le produit de la QJM moyenne calculée pour le mois et du taux de la composante-demande unitaire mensuelle payée par ATCOR pour les livraisons effectuées par NOVA à Empress pendant le mois en question;
- un montant mensuel fixe équivalant au produit obtenu en multipliant la QAM, divisée par douze, par un droit de réservation de gaz fixé à 0,14 \$ US/GJ (0,15 \$ US/10<sup>6</sup> Btu).

La composante-produit dépendra de la quantité livrée au cours d'un mois donné. Pour les volumes de niveau 1, elle sera calculée à partir d'un prix initial de 1,49 \$ US/GJ (1,60 \$ US/10<sup>6</sup> Btu), moins les frais de réservation de 0,14 \$ US/GJ (0,15 \$ US/10<sup>6</sup> Btu). Ce prix initial sera rajusté mensuellement suivant un indice conçu pour refléter le prix livré des principaux produits énergétiques concurrents dans l'État de New York. À cette fin, on tiendra compte des prix du mazout N° 2, du mazout N° 6 et du gaz naturel.

La composante-produit des volumes de niveau 2 sera négociée chaque mois. À défaut d'entente, on retiendra le prix initial rajusté dont il est question ci-dessus.

Selkirk a affirmé que le prix à la frontière albertaine qui aurait eu cours au 1<sup>er</sup> janvier 1992 en vertu du contrat se serait établi à 1,83 \$ /GJ (1,93/10<sup>6</sup> Btu).

La composante-demande mensuelle n'est pas sujette à négociation. L'entente prévoit la renégociation de la composante-produit de niveau 1 et précise comment elle sera rajustée après la cinquième, la huitième et la onzième année du contrat. Si la renégociation n'aboutit pas, l'une des parties peut demander le recours à l'arbitrage exécutoire. Ce processus viserait à déterminer un prix du gaz livré comparable à celui des autres grands produits énergétiques concurrents dans l'État de New York.

---

<sup>1</sup> Comme on le voit ci-après, le contrat prévoit une composante-produit à deux niveaux : la composante-produit pour les quantités de niveau 1, qui reflète les prix des principales sources d'approvisionnement concurrents, et la composante-produit de niveau 2, visant les quantités dont le prix est négocié.

### **5.3.4 Entente d'achat d'électricité**

La vente proposée d'électricité en provenance de la centrale de cogénération se fera conformément à l'entente du 14 avril 1989, telle que modifiée intervenue entre Selkirk et Con Ed. Cette entente porte sur une période de 20 ans commençant à la date d'entrée en exploitation commerciale de l'installation. Le transit entre la centrale et le réseau de Con Ed sera assuré conformément à une entente conclue le 13 décembre 1990 entre Niagara et Selkirk.

L'exploitation de la centrale de cogénération se ferait sous la direction de Con Ed, compte tenu des impératifs d'économie, de sécurité et de fiabilité. Aux fins de la répartition de la charge, la centrale serait exploitée soit à pleine soit à demi-capacité, selon les instructions de Con Ed. D'après les études effectuées, elle pourrait fonctionner à une capacité d'environ 90 %. En vertu de l'entente, les parties ont abandonné le droit à un prix minimum et ont négocié un prix de l'électricité qui comprend les frais mensuels relatifs à la capacité, à l'exploitation et l'entretien, au mazout et au transit de l'électricité. Au cas où la centrale perdrait son accréditation IA, de nouveaux taux correspondant à 90 % des taux initiaux entreraient en vigueur.

### **5.3.5 Entente de vente d'énergie thermique**

La vente proposée de vapeur se ferait conformément à l'entente intervenue le 15 février 1990 telle que modifiée entre Selkirk et GE. L'entente porte sur 20 ans, entrant en vigueur à la date de mise en exploitation commerciale de la centrale. Une quantité de base est tarifée à 100 % du coût éladé. GE est tenue de prendre la quantité minimale de vapeur nécessaire pour que la centrale conserve sa classification IA. Comme le stipule l'entente sur Selkirk I, Selkirk va acheter les installations de production de vapeur actuelles de GE pour générer de la vapeur selon les besoins, et se servir des rebuts consommables de GE pour produire de la vapeur à partir des installations ainsi acquises. Les installations actuelles de GE n'ont pas suffi à répondre à tous ses besoins en énergie thermique.

### **5.3.6 Autorisations officielles**

Le 19 décembre 1991, ATCOR a demandé un permis d'enlèvement à l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta (« ERCB »). Elle a aussi demandé qu'un permis d'enlèvement détenu par un de ses producteurs en Saskatchewan soit transféré à son nom à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1992.

La Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta (« CCPA ») a délivré un avis attestant l'appui de producteurs en janvier 1990.

Selkirk a demandé à la FERC d'homologuer la centrale comme IA en vertu de la PURPA et a sollicité une autorisation d'importation auprès du DOE/FE. Ces autorisations devaient être délivrées en été 1992.

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

Les estimations de l'Office indiquent que les sources d'approvisionnement d'ATCOR sont à peu près équivalentes à ses besoins globaux. Toutefois, les prévisions établies par l'Office de la capacité de production laissent entrevoir des insuffisances possibles par rapport aux besoins au cours de la seconde moitié de la période visée par la licence. L'Office remarque qu'ATCOR a fourni une garantie de la société concernant la livraison des quantités commandées par Selkirk. Par conséquent, l'Office est persuadé qu'ATCOR remédierait à toute insuffisance de ses approvisionnements en mettant en valeur ou en achetant des réserves supplémentaires. L'Office est donc convaincu que l'approvisionnement en

gaz d'ATCOR est suffisant.

L'Office constate que les dispositions relatives au financement du projet devaient être arrêtées au cours de l'été 1992 et que des demandes ont été déposées pour obtenir une autorisation d'importation auprès du DOE/FE et l'accréditation d'IA par la FERC. L'Office estime que les démarches relatives à ces demandes vont bon train et ne prévoit aucune difficulté à cet égard.

L'Office convient que les dispositions nécessaires ont été prises quant au transport sur tous les gazoducs voulus. Il est aussi convaincu que tous les frais fixes de transport au Canada seront recouverts. La composante-demande prévue dans l'entente d'achat de gaz naturel intervenue entre Selkirk et ATCOR assure notamment que les frais liés à la demande exigés sur le réseau de NOVA seront recouverts. Puisque Selkirk est l'expéditeur du gaz sur le réseau de TransCanada, elle sera responsable de la composante-demande.

La composante-produit de niveau I du prix à l'exportation est indexée en fonction du prix des mazouts concurrents dans l'État de New York. L'Office est donc d'avis que les clauses concernant l'établissement des prix contenues dans l'entente d'achat permettront d'ajuster le prix à l'exportation en fonction des conditions changeantes du marché. L'Office reconnaît aussi que l'inclusion des modalités de renégociation et d'arbitrage pour la composante-produit de niveau I donne une certaine souplesse à l'entente.

L'Office remarque qu'ATCOR et les autres fournisseurs canadiens, soit PanCanadian et ERC, sont les principaux fournisseurs de gaz garanti et à long terme de Selkirk II. Le contrat prévoit aussi la perception de frais mensuels fixes de 0,14 \$ US/Gj (0,15 \$ US/10<sup>6</sup> Btu) sur les volumes jusqu'à concurrence de la QAM. L'Office remarque aussi que la production de la centrale est censée faire partie de la charge de base du NYPP. L'ensemble de ces facteurs devrait garantir que la centrale de cogénération sera exploitée à un facteur de charge élevé et fournira des niveaux de prise convenables.

L'Office est convaincu que les marchés en aval de l'électricité et de la vapeur produites par la centrale de cogénération sont assurés et que l'installation fonctionnera à un facteur de charge élevé.

L'Office a examiné les modalités de l'entente d'achat de gaz et remarque qu'elle a été négociée entre entreprises indépendantes. L'Office note qu'ATCOR a reçu de la CCPA en janvier 1990 une attestation d'appui des producteurs en vertu de la *Loi sur la commercialisation du gaz naturel*.

L'Office est d'avis que la durée de la licence demandée est appropriée, compte tenu de l'approvisionnement disponible et des autres modalités contractuelles.

## **5.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz conjointe à Selkirk et à ATCOR, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I et comprennent une clause portant que la licence prendra effet à la plus tardive des deux dates suivantes : le 1<sup>er</sup> juin 1994 ou la date à compter de laquelle un service de transport garanti sera assuré sur les réseaux de NOVA, de TransCanada, d'IGTS et de Tennessee, et qu'elle expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin 15 ans après le 1<sup>er</sup> novembre suivant la date d'entrée en vigueur de la licence.



## Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et Esso Ressources Canada

---

### 6.1. Résumé de la demande

Le 23 octobre 1991, Selkirk et ERC ont déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande conjointe en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	- à compter du 1 <sup>er</sup> juin 1994 ou de la date à partir de laquelle un service de transport garanti sera assuré par les réseaux pipeliniers de NOVA, TransCanada, IGTS et Tennessee (selon l'éventualité qui surviendra la dernière), pour une période de 15 ans en plus de l'intervalle écoulé entre le début des livraisons et le premier jour du mois de novembre suivant
Point d'exportation	- près d'Iroquois (Ontario)
Quantité journalière maximale	- 538,2 x 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (19 x 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	- 196,6 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (6,94 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	- 3 031 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (107 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par an

Le gaz qu'il est proposé d'exporter serait produit en Alberta à partir de réserves existantes appartenant à ERC et de réserves faisant l'objet de contrats avec d'autres producteurs albertains. PanCanadian et ATCOR seraient aussi des fournisseurs de la centrale de cogénération Selkirk II.

Au Canada, le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'à la frontière internationale, près d'Iroquois (Ontario). Aux États-Unis, IGTS et Tennessee transporteront le gaz jusqu'à la centrale de cogénération située à Selkirk (New York).

La centrale, propriété de Selkirk, représenterait une expansion importante de celle qui est en construction et pour laquelle une licence d'exportation de gaz a été délivrée à la suite de l'audience GH-5-89. L'électricité provenant de la nouvelle installation serait vendue à la Consolidated Edison of New York, Inc. (« Con Ed »), le transit étant assuré aux termes d'une entente avec Niagara. La Compagnie Générale Électrique (« GE »), division des Plastiques, achèterait la vapeur.

## 6.2 Approvisionnement en gaz

### 6.2.1 Contrats d'approvisionnement

Selkirk a conclu avec ERC un contrat de vente de gaz d'une durée de 15 ans qui prévoit la fourniture de  $538 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $19 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ) de gaz par jour. Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendra des approvisionnements non engagés dont ERC dispose en Alberta; par conséquent, aucun réservoir précis n'a été réservé par contrat pour les besoins du projet. Selon les clauses du contrat, ERC garantit la livraison du gaz commandé par Selkirk. Si ERC était dans l'impossibilité de livrer le gaz, elle devrait indemniser Selkirk de tout coût additionnel de remplacement du combustible.

Outre qu'elle utilisera son propre gaz, ERC a conclu quatre contrats d'approvisionnement de durées diverses avec les six producteurs suivants : Hillcrest Resources Ltd., Novalta Resources Inc., Petrorep (Canada) Ltd., et un groupe composé de la Shunda Energy Corporation, la Northern Development Company Limited et la Wintershall Oil of Canada Ltd. Ces contrats comptent pour environ 7 % de l'ensemble des approvisionnements non engagés d'ERC.

### 6.2.2 Réserves

ERC a déposé les estimations établies par l'ERCB des réserves contenues dans ses propres réservoirs. Dans les cas où ERC ne détenait pas une participation à 100 % dans un réservoir, les pourcentages de participation appropriés ont été appliqués aux estimations de l'ERCB pour calculer les réserves nettes. Le tableau 6-1 indique que l'estimation préparée par l'Office est de 6 % inférieure à celle qu'a présentée ERC, mais qu'elle dépasse de 61 % les besoins globaux de la société, quantités à exporter comprises.

L'écart entre les réserves estimatives est attribuable principalement à des différences entre les estimations de l'Office et de l'ERCB (déposées par ERC) concernant plusieurs réservoirs Viking dans le nord-est de l'Alberta, le réservoir Mannville J de Chigwell et le réservoir Bonnie Glen D-3 A.

Tableau 6-1

#### Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel d'ERC par rapport au volume global demandé

$10^6 \text{ m}^3$  ( $10^9 \text{ pi}^3$ )

ERC <sup>1</sup>	ONÉ <sup>2</sup>	Volume demandé <sup>3</sup>
32 370 (1 143)	30 400 (1 073)	3031 (107)

1. Au 1<sup>er</sup> juin 1991.
2. Au 31 décembre 1990.
3. Ceci représente 16 % des besoins globaux d'ERC, qui se chiffrent à  $18\,919 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $668 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ).

Les estimations de l'Office concernant les réserves des réservoirs Viking sont généralement fondées sur une analyse volumétrique, mais elles reflètent également le rendement du réservoir et le drainage

des puits, le cas échéant. Il ressort de ces analyses que les réserves des réservoirs Viking, dans les réservoirs Redwater et Craighend, sont inférieures aux estimations déposées par ERC. L'écart est principalement dû à des estimations plus modestes du facteur de récupération pour la zone Viking.

L'estimation produite par l'Office à l'égard des réserves de Chigwell est d'environ 30 % inférieure à celle d'ERC, surtout à cause de la valeur moindre retenue au chapitre de la production nette.

L'Office a examiné les réserves de gaz dissous de Bonnie Glen D et a déterminé que son estimation est inférieure à celle de l'ERCB, qui a été déposée par ERC. L'Office a fondé son estimation sur le rendement du réservoir, et non pas sur une analyse volumétrique.

L'Office a reconnu 982 réservoirs, tous en Alberta, parmi les approvisionnements non engagés dont ERC a fait état. Ces réservoirs sont situés un peu partout dans la province, et englobent la plupart des grandes zones productrices, même si la majorité des réservoirs se trouvent dans des strates du Crétacé. L'Office a estimé que 66 % des réservoirs contenaient à l'origine moins de  $100 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $3,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz commercialisable. Toutefois, 40 % des réserves restantes nettes se trouvent dans des réservoirs de plus de  $3\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $106 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ).

En résumé, l'estimation faite par l'Office des réserves non engagées d'ERC est d'environ 6 % inférieure à celle qu'a soumise la société, mais elle dépasse les besoins globaux de cette dernière, quantités à exporter comprises.

### **6.2.3 Capacité de production**

La figure 6-1 compare les prévisions de la capacité de production, établies par l'Office et par ERC, et les besoins globaux d'ERC, quantités demandées comprises. Selkirk a pris des dispositions concernant le combustible de transmission et les pertes pendant le transport par le réseau de TransCanada, et ces quantités ont donc été exclues des prévisions de la capacité de production d'ERC. Les engagements dont ERC a fait état comprennent les volumes de TEMCO qui ont été transférés à la CanStates Gas Marketing par suite de la décision rendue par l'Office dans le volume I des Motifs de décision GH-1-92.

Les analyses effectuées autant par l'Office que par ERC indiquent que la capacité de production suffira pour répondre aux besoins globaux de la compagnie pendant la durée prévue du projet d'exportation. Ces besoins comprennent les volumes destinés à Selkirk II et le gaz autorisé dans sa licence d'exportation GL-151, qui prendra fin en 2007.

ERC a aussi déposé le bilan offre/demande de la société. Ce bilan indique des approvisionnements suffisants pendant toute la période visée. ERC a déclaré qu'elle pourrait remédier à tout manque en réduisant une partie de ses propres besoins internes, qui sont importants.

## **6.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles**

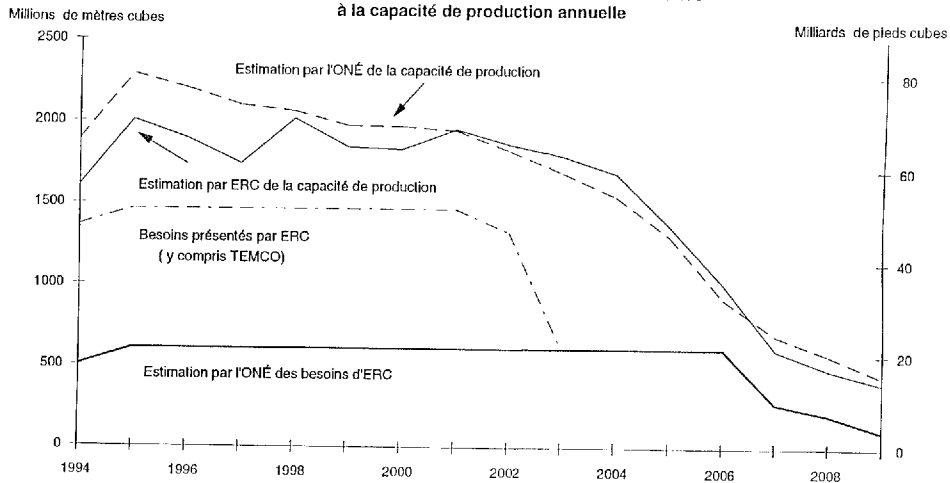
### **6.3.1 Marché**

Le marché de Selkirk II, l'entente d'achat d'électricité et l'entente de vente d'énergie thermique sont examinés dans les sections 5.3.1, 5.3.4 et 5.3.5 des présents Motifs de décision.

### **6.3.2 Transport**

Figure 6-1

### Comparaison des estimations d'ERC et de l'ONÉ relative à la capacité de production annuelle



Le 1<sup>er</sup> novembre 1991, ERC a conclu avec NOVA une entente préalable qui prévoyait la fourniture d'un service de transport garanti, à long terme, pour la livraison à Empress (Alberta) des volumes qu'il était prévu d'exporter. On trouvera à la section 5.3.2 du présent document les arrangements pris en aval d'Empress pour le transport du gaz naturel.

### 6.3.3 Contrat de vente de gaz

Le 12 août 1991, Selkirk a conclu avec ERC un contrat de vente de gaz d'une durée de 15 ans. Le contrat prendra effet à la fin de la première année contractuelle, qui va de la date du début des livraisons au 1<sup>er</sup> novembre suivant. Sous réserve des autorisations officielles, la durée initiale du contrat peut être prorogée de cinq autres années. Les livraisons devraient commencer le 1<sup>er</sup> juin 1994.

Le contrat prévoit des livraisons journalières maximales de  $538 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $19 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ) à Empress. La quantité annuelle minimale (« QAM ») pour toute année visée par le contrat est définie comme étant 75 % de la somme des QJM au cours de l'année en question. Si Selkirk ne prend pas livraison de toute la QAM dans une année donnée, elle peut rattraper les volumes manquants au cours de l'année suivante, à défaut de quoi ERC a le droit de réduire la QJM sur un préavis de 90 jours. De même, si ERC ne livre pas au moins 97 % des quantités journalières commandées pendant un hiver, Selkirk a le droit de réduire la QJM.

Les volumes devant être pris sont fonction du niveau de la composante-produit en vigueur dans un mois donné. L'entente prévoit une composante-produit à deux niveaux : le niveau 1 reflète le prix des principaux approvisionnements énergétiques concurrents; le niveau 2 s'applique aux quantités achetées au prix du disponible. Pendant tout mois où la composante-produit de niveau 2 est en vigueur, Selkirk est tenue de prendre d'ERC une quantité de gaz équivalant à au moins 95 % de la part proportionnelle que représentent les fournitures d'ERC sur l'ensemble du combustible utilisé par la centrale. Si Selkirk choisit d'acheter du gaz d'un tiers sur le marché du disponible pendant un mois où la composante-produit de niveau 2 est en vigueur, elle doit alors acheter 80 % du gaz requis pour le mois auprès de ses fournisseurs canadiens, au prix de la composante-produit de niveau 1.

Le contrat prévoit une tarification en deux parties comportant une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande mensuelle se décompose en deux éléments :

- le produit de la QJM moyenne calculée pour le mois et du taux de la composante-demande unitaire mensuelle payée par ERC pour les livraisons effectuées par NOVA à Empress pendant le mois en question;
- un montant mensuel fixe équivalant au produit obtenu en multipliant la QAM, divisée par douze, par un droit de réservation de gaz fixé à 0,28 \$ US/GJ (0,30 \$ US/10<sup>6</sup> Btu).

La composante-produit dépendra de la quantité livrée au cours d'un mois donné. Pour les volumes de niveau 1, elle sera calculée à partir d'un prix initial de 1,58 \$ US/GJ (1,70 \$ US/10<sup>6</sup> Btu), moins les frais de réservation de 0,28 \$ US/GJ (0,30 \$ US/10<sup>6</sup> Btu). Ce prix initial sera rajusté mensuellement suivant un indice conçu pour refléter le prix livré des principaux produits énergétiques concurrents dans l'État de New York. À cette fin, on tiendra compte des prix du mazout N° 2, du mazout N° 6 et du gaz naturel.

La composante-produit des volumes de niveau 2 sera négociée chaque mois. À l'encontre des dispositions contractuelles entre Selkirk et ATCOR (voir la section 5.3.3.), si, pour une année où il est convenu d'avoir une composante-produit de niveau 2, Selkirk et ERC ne parviennent pas à s'entendre

sur le montant à payer, celui-ci sera déterminé selon une formule qui traduit à toutes fins pratiques le prix du disponible sur le marché du gaz naturel canadien à Empress.

La composante-demande mensuelle n'est pas sujette à négociation. L'entente prévoit la renégociation de la composante-produit de niveau 1, dont elle précise la méthode de rajustement, et la renégociation des frais de réservation de l'approvisionnement; ces montants pourront être renégociés à des intervalles de trois ans après la fin de la première année contractuelle. Si la renégociation n'aboutit pas, l'une des parties peut demander le recours à l'arbitrage exécutoire. Ce processus viserait à déterminer un prix du gaz livré comparable à celui des autres produits énergétiques concurrents dans l'État de New York. La composante-produit de niveau 2 peut faire l'objet d'une renégociation, mais elle ne peut pas être soumise à l'arbitrage. À partir du début de la première année contractuelle complète, si les parties ne s'entendent pas sur la méthode de calcul de la composante-produit de niveau 2, aucune ne sera alors en vigueur.

Selkirk a affirmé que le prix à la frontière albertaine qui aurait eu cours en vertu du contrat au 1<sup>er</sup> janvier 1992 se serait établi à 1,95 \$ /GJ (2,06/10<sup>6</sup> Btu).

#### **6.3.4 Autorisations officielles**

Le 15 avril 1992, ERC a demandé un permis d'enlèvement à l'ERCB.

Selkirk a demandé à la FERC d'homologuer la centrale comme IA et a sollicité une autorisation d'importation auprès du DOE/FE. Ces autorisations devaient être délivrées en été 1992.

#### **6.4. Opinion de l'Office**

Les estimations des réserves faites par l'Office sont comparables à celles qui ont été préparées par l'ERCB et déposées par ERC. Dans les deux cas, les estimations dépassent de beaucoup l'ensemble des engagements contractés à l'égard des approvisionnements d'ERC. Les prévisions de la capacité de production faites par l'Office et par ERC n'indiquent aucune insuffisance d'approvisionnement potentielle. L'Office a donc établi à sa satisfaction qu'ERC dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant.

L'Office constate que les dispositions relatives au financement du projet devaient être arrêtées au cours de l'été 1992 et que des demandes ont été déposées en vue d'obtenir une autorisation d'importation auprès du DOE/FE et l'accréditation d'IA par la FERC.

L'Office reconnaît que des dispositions nécessaires ont été prises quant au transport par tous les réseaux de gazoducs en cause. Il est aussi convaincu que tous les frais fixes de transport au Canada seront recouverts. En particulier, la composante-demande prévue dans l'entente d'achat de gaz naturel intervenue entre Selkirk et ERC assure que les frais liés à la demande exigés sur le réseau de NOVA seront recouverts. Puisque Selkirk est l'expéditeur du gaz sur le réseau de TransCanada, elle sera responsable de la composante-demande.

La composante-produit de niveau 1 du prix à l'exportation est indexée sur le prix des mazouts concurrents dans l'État de New York. L'Office est donc d'avis que les clauses concernant l'établissement des prix contenues dans l'entente d'achat permettront d'ajuster le prix à l'exportation en fonction des conditions changeantes du marché. L'Office note aussi que l'inclusion des modalités de renégociation et d'arbitrage pour la composante-produit de niveau 1 donne une certaine souplesse à l'entente.

L'Office remarque qu'ERC et les autres fournisseurs canadiens, soit PanCanadian et ATCOR, sont les principaux fournisseurs de gaz garanti et à long terme de Selkirk II. Le contrat prévoit aussi la perception de frais mensuel fixe de 0,28 \$ US/GJ (0,30 10<sup>6</sup> Btu) sur les volumes jusqu'à concurrence de la QAM. L'Office remarque également que les marchés en aval pour l'électricité et la vapeur produites par la centrale sont assurés. L'Office note en particulier que la production de la centrale est censée faire partie de la charge de base du NYPP. L'ensemble de ces facteurs devrait garantir que la centrale de cogénération sera exploitée à un facteur de charge élevé et fournira des niveaux de prise suffisants.

L'Office a examiné les modalités de l'entente d'achat de gaz et est convaincu qu'elle a été négociée entre entreprises indépendantes.

L'Office a établi à sa satisfaction que la durée de la licence demandée est appropriée, étant donnée les approvisionnements en gaz et les arrangements contractuels s'y rapportant.

Puisque le gaz dont l'exportation est proposée proviendrait de réserves qui appartiennent à ERC ou que celle-ci achète sous contrat, il n'y avait pas lieu d'obtenir une attestation d'appui des producteurs.

## **6.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz conjointe à Selkirk et à Imperial Oil Resources, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I et comprennent une clause portant que la licence prendra effet à la plus tardive des deux dates suivantes : le 1<sup>er</sup> juin 1994 ou la date à compter de laquelle un service de transport garanti sera assuré sur les réseaux de NOVA, de TransCanada, d'IGTS et de Tennessee, et qu'elle expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin 15 ans après le 1<sup>er</sup> novembre suivant la date d'entrée en vigueur de la licence.

## **Makowski Selkirk, Inc., au nom de Selkirk Cogen Partners II, L.P., et PanCanadian Petroleum Limited**

---

### **7.1. Résumé de la demande**

Le 23 octobre 1991, Selkirk et PanCanadian ont déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande conjointe en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	- à compter du 1 <sup>er</sup> juin 1994 ou de la date à partir de laquelle un service de transport garanti sera assuré par les réseaux pipeliniers de NOVA, TransCanada, IGTS et Tennessee (selon l'éventualité qui surviendra la dernière), pour une période de 15 ans, en plus de l'intervalle écoulé entre la date de début des livraisons et le premier jour du mois de novembre suivant
Point d'exportation	- près d'Iroquois (Ontario)
Quantité journalière maximale	- 538,2 x 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (19 x 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	- 196,6 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (6,94 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	- 3 031 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (107 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par an

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de réserves existantes situées en Alberta qui appartiennent à PanCanadian. ERC et ATCOR seraient aussi des fournisseurs de la centrale de cogénération Selkirk II.

Au Canada, le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'à la frontière internationale, près d'Iroquois (Ontario). Aux États-Unis, IGTS et Tennessee transporteraient le gaz jusqu'à la centrale de cogénération située à Selkirk (New York).

La centrale de cogénération représenterait une expansion importante de celle qui est en construction et pour laquelle une licence d'exportation de gaz a été délivrée à la suite de l'audience GH-5-89. L'électricité provenant de la nouvelle installation serait vendue à Con Ed, le transit étant assuré aux termes d'une entente avec Niagara. La Compagnie Générale Électrique (« GE ») achèterait la vapeur.

### **7.2 Approvisionnement en gaz**



## 7.2.1 Contrats d'approvisionnement

Selkirk a conclu avec PanCanadian un contrat de vente de gaz d'une durée de 15 ans qui prévoit la fourniture de  $538,2 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $19 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ). PanCanadian puisera le gaz dans les réserves de la société. Ainsi, aucun réservoir précis n'a été réservé par contrat pour les besoins du projet. Selon les clauses du contrat, PanCanadian garantit la livraison du gaz commandé par Selkirk. Si PanCanadian était dans l'impossibilité de livrer le gaz, elle devrait indemniser Selkirk de tout coût additionnel de remplacement du combustible.

## 7.2.2 Réserves

PanCanadian a déposé les estimations faites par l'ERCB des réserves contenues dans ses réservoirs. Dans les cas où PanCanadian ne détenait pas une participation à 100 % dans un réservoir, l'ERCB a appliqué les pourcentages de participation appropriés pour calculer les réserves nettes. Le tableau 7-1 indique que l'estimation préparée par l'Office est d'environ 5 % supérieure à celle qu'a présentée PanCanadian, et près du double des besoins globaux de la société, quantités à exporter comprises.

L'écart entre les réserves estimatives est attribuable principalement à l'effet cumulatif de petites différences entre les caractéristiques des réservoirs. Les estimations présentées par PanCanadian reposent sur une évaluation de chaque réservoir, section par section, tandis que celles de l'Office consistaient à évaluer les réservoirs individuellement à les calculer au prorata de l'intérêt économique direct de la compagnie.

Tableau 7-1

### Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de PanCanadian par rapport au volume global demandé

$10^6 \text{ m}^3$  ( $10^9 \text{ pi}^3$ )

PanCanadian <sup>1</sup>	ONÉ <sup>2</sup>	Volume demandé <sup>3</sup>
9 737 (343,7)	10 218 (360,7)	3 031 (107)

1. Au 22 mai 1991.
2. Au 31 décembre 1990.
3. Les besoins actuels du marché de PanCanadian, en plus du volume prévu dans la demande, se chiffrent à  $5 430 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $191,7 \times 10^9 \text{ pi}^3$ )

L'approvisionnement en gaz de PanCanadian est contenu dans environ 342 réservoirs. Ces derniers sont répartis un peu partout en Alberta et comprennent de nombreuses zones très productives, dont la majorité se trouve dans le Crétacé. La plupart des réservoirs de PanCanadian contenaient à l'origine moins de  $100 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $3,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz commercialisable (net pour PanCanadian). Plusieurs de ces réservoirs font partie de gros gisements à réservoirs multiples dans lesquels PanCanadian ne détient que de petites propriétés. Environ 11 % des réserves nettes restantes se trouvent dans des réservoirs ayant des réserves commercialisables initiales supérieures à  $1 000 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $35,3 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ).

(li)

En résumé, l'estimation des réserves faites par l'Office est comparable à celle de PanCanadian, et les deux estimations indiquent des réserves près de trois fois supérieures aux quantités visées dans la demande. La différence entre les estimations des réserves est surtout attribuable à l'effet cumulatif de petits écarts dans plusieurs réservoirs.

### **7.2.3 Capacité de production**

La figure 7-1 compare les prévisions de l'Office et de PanCanadian concernant la capacité de production, et les besoins globaux de PanCanadian. Les prévisions de PanCanadian laissent entrevoir une capacité de production suffisante, sauf pour de légers manques dans les quatre années suivant 2006. D'après les prévisions de l'Office, PanCanadian pourra répondre à ses besoins pendant la durée du projet. L'écart tient principalement au fait que l'Office a rajusté ses prévisions de la capacité de production en fonction des niveaux de production attendus.

PanCanadian a déclaré qu'elle pourrait remédier à tout manque éventuel en puisant dans d'autres réserves qu'elle possède ou en adaptant l'exploitation de ses réservoirs en fonction des exigences de ses contrats de vente.

## **7.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles**

### **7.3.1 Marché**

Le marché de Selkirk II, l'entente d'achat d'électricité et l'entente de vente d'énergie thermique sont traités respectivement dans les sections 5.3.1, 5.3.4 et 5.3.5 des présents Motifs de décision.

### **7.3.2 Transport**

En janvier 1992, PanCanadian a conclu une entente préalable avec NOVA. La question des arrangements touchant le transport en aval d'Empress, en Alberta, est examinée à la section 5.3.2 du présent document.

### **7.3.3 Contrat de vente de gaz**

Le 12 août 1991, Selkirk a conclu avec PanCanadian un contrat de vente de gaz portant sur une période de 15 ans, en plus de l'intervalle écoulé entre la date de la première livraison et le 1<sup>er</sup> novembre suivant. Sous réserve des autorisations officielles, la durée du contrat peut être prorogée de cinq autres années. Les livraisons devraient commencer au plus tard le 1<sup>er</sup> juin 1994.

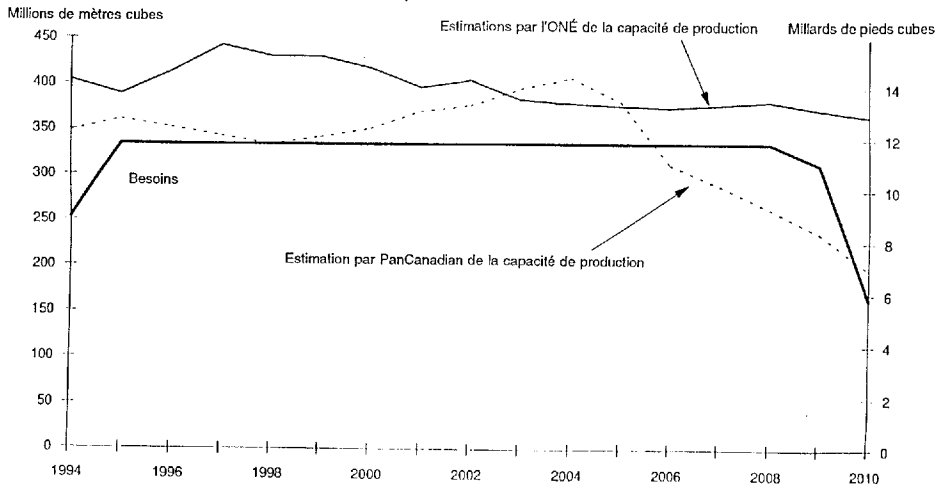
Le contrat stipule des livraisons journalières maximales de  $538 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $19 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ) de gaz à Empress. La quantité annuelle minimale (« QAM ») est définie comme étant 75 % de la somme des QJM.

Aux termes du contrat, Selkirk peut acheter au taux courant de la composante-produit une quantité de gaz jusqu'à concurrence de la QJM. Il s'agirait alors de quantités vendues au prix contractuel. En outre, Selkirk et PanCanadian discuteront chaque mois du gaz pouvant être acheté à des prix négociés reflétant la situation du marché du disponible, gaz qui est désigné dans le contrat par l'expression « quantités à prix négocié ». Si les parties ne parviennent pas à s'entendre, ni l'une ni l'autre n'est tenue de vendre ou d'acheter les quantités à prix négocié.

Selkirk a le droit de commander des quantités à prix négocié jusqu'à concurrence de la QJM, à

Figure 7-1

### Comparaison des estimations de PanCanadian et de l'ONÉ relatives à la capacité de production annuelle



(lii)

condition que celles-ci ne dépassent pas, au cours d'une année contractuelle donnée, 25 % de la somme des QJM. Si Selkirk commande du gaz au prix contractuel dans une quantité moindre que la QAM et qu'elle achète des quantités à des prix négociés au cours de l'année, elle doit payer à PanCanadian une somme égale à la différence entre la composante- produit et le prix négocié sur toute quantité à prix négocié reçue, jusqu'à concurrence de la QAM. Les volumes au prix contractuel et les volumes à prix négocié sont analogues aux quantités de niveau 1 et 2 dont il était question dans les contrats de vente examinés aux deux chapitres précédents.

Si Selkirk ne commande pas des volumes au prix contractuel égaux à la QAM dans une année donnée, elle disposera de deux ans pour compenser les quantités manquantes. Si Selkirk ne compense pas les manques, PanCanadian aura le droit de réduire la QJM sur un préavis de 60 jours. De même, si PanCanadian ne livre pas au moins 95 % des quantités journalières commandées pendant une année contractuelle, Selkirk a le droit de réduire la QJM.

Le contrat prévoit une tarification en deux parties comprenant une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande mensuelle se décompose en deux éléments :

- le produit de la QJM moyenne calculée pour le mois et du taux de la composante-demande unitaire mensuelle payée par PanCanadian pour les livraisons effectuées par NOVA à Empress pendant le mois en question;
- un montant mensuel fixe équivalant au produit obtenu en multipliant la plus élevée des deux valeurs suivantes : QAM ou volumes achetés au prix contractuel, divisée par douze, par un montant de 0,28 \$ US/GJ (0,30 \$ US/10<sup>6</sup> Btu).

La composante-produit sera calculée à partir d'un prix initial de 1,58 \$ US/GJ (1,70 \$ US/10<sup>6</sup> Btu), moins les frais fixes de 0,28 \$ US/GJ (0,30 \$ US/10<sup>6</sup> Btu). Ce prix initial sera rajusté mensuellement suivant un indice conçu pour refléter le prix livré des principaux approvisionnements énergétiques concurrents dans l'État de New York. À cette fin, on tiendra compte des prix du mazout N° 2, du mazout N° 6 et du gaz naturel.

La composante-demande mensuelle n'est pas sujette à la renégociation. L'entente prévoit la renégociation de la composante-produit, y compris sa méthode de rajustement, à des intervalles de trois ans suivant le deuxième anniversaire du début des livraisons garanties. Si la renégociation n'aboutit pas, l'une des parties peut demander le recours à l'arbitrage exécutoire. Ce processus viserait à déterminer un prix du gaz livré comparable à celui des autres grands produits énergétiques concurrents dans l'État de New York.

Selkirk a affirmé que le prix à la frontière albertaine qui aurait en cours au 1<sup>er</sup> janvier 1992 en vertu du contrat se serait établi à 1,95 \$ /GJ (2,06/10<sup>6</sup> Btu).

#### **7.3.4 Autorisations officielles**

Le 28 février 1992, PanCanadian a demandé un permis d'enlèvement à l'ERCB.

Selkirk a demandé à la FERC d'homologuer la centrale comme 1A en vertu de la PURPA et a sollicité une autorisation d'importation auprès du DOE/FE. Ces autorisations devaient être délivrées en été 1992.

#### **7.4. Opinion de l'Office**

Les estimations de l'Office concordent avec celles de l'ERCB qu'a déposées PanCanadian. Dans les deux cas, elles dépassent de beaucoup l'ensemble des engagements de la société. Les prévisions de la capacité de production faites par l'Office n'indiquent aucune insuffisance d'approvisionnement potentielle. L'Office a donc établi à sa satisfaction que PanCanadian dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant.

L'Office est convaincu que les marchés en aval pour l'électricité et la vapeur provenant de la centrale de cogénération sont assurés et que l'installation fonctionnerait à un facteur de charge élevé.

L'Office constate que les dispositions relatives au financement du projet devaient être arrêtées dans le courant de l'été 1992 et que des demandes ont été déposées en vue d'obtenir une autorisation d'importation auprès du DOE/FE et l'accréditation d'IA par la FERC.

L'Office reconnaît que le transport par tous les réseaux de gazoducs nécessaires a été prévu. Il est aussi convaincu que tous les frais fixes de transport au Canada seront recouverts. En particulier, la composante-demande prévue dans l'entente d'achat de gaz naturel intervenue entre Selkirk et PanCanadian assure que les frais liés à la demande exigés sur le réseau de NOVA seront recouverts. Puisque Selkirk est l'expéditeur du gaz sur le réseau de TransCanada, elle sera responsable de la composante-demande.

La composante-produit du prix à l'exportation est indexée sur le prix des mazouts concurrents dans l'État de New York. L'Office est donc d'avis que les dispositions concernant la fixation des prix contenues dans l'entente d'achat permettront d'ajuster le prix à l'exportation en fonction des conditions changeantes du marché. L'Office reconnaît aussi que l'entente est dotée d'une certaine souplesse en raison de l'inclusion des modalités de renégociation et d'arbitrage de la composante-produit.

L'Office remarque que PanCanadian et les autres fournisseurs canadiens, soit ERC et ATCOR, sont les principaux fournisseurs de gaz garanti et à long terme de Selkirk II. Le contrat prévoit aussi la perception de frais mensuels fixes de 0,28 \$ US/GJ (0,30 10<sup>6</sup> Btu) sur les volumes jusqu'à concurrence de la QAM. L'Office note également que la production de la centrale est censée faire partie de la charge de base du NYPP. L'ensemble de ces facteurs devrait garantir que la centrale de cogénération sera exploitée à un facteur de charge élevé et fournira des niveaux de prise suffisants.

L'Office a examiné les modalités de l'entente d'achat de gaz et est convaincu qu'elle a été négociée entre entreprises indépendantes.

Puisque le gaz dont l'exportation est proposée proviendrait des réserves de PanCanadian, il n'a pas été nécessaire d'obtenir une attestation d'appui des producteurs.

## **7.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz conjointe à Selkirk et à PanCanadian, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I et comprennent une clause portant que la licence prendra effet à la plus tardive des deux dates suivantes : le 1<sup>er</sup> juin 1994 ou la date à compter de laquelle un service de transport garanti sera assuré sur les réseaux de NOVA, de TransCanada, d'IGTS et de Tennessee, et qu'elle expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après le 1<sup>er</sup> novembre suivant sa date d'entrée en vigueur.

# New York State Electric & Gas Corporation

---

## 8.1. Résumé de la demande

Le 21 janvier 1992, NYSEG a déposé, conformément à la partie VI de la Loi, une demande en vue d'obtenir une licence d'exportation de gaz naturel dont les modalités sont les suivantes :

Période	- à compter de la date de début des livraisons, pour une période de 12 ans
Point d'exportation	- près de Napierville (Québec) et de Niagara Falls, Iroquois et Chippewa (Ontario)
Quantité journalière maximale	- 255 x 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (9 x 10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité annuelle maximale	- 93 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (3,3 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Quantité globale maximale	- 1 117 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (39,6 x 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> )
Écarts admissibles	- 10 % par jour et 2 % par an  - Toute quantité autorisée dont l'exportation ne survient pas au cours d'une année donnée peut être exportée pendant le reste de la période visée par la licence, sous réserve du maximum fixé pour la quantité journalière et des écarts admissibles.

Le gaz qu'il est proposé d'exporter proviendrait de gisements situés en Alberta et en Colombie-Britannique qui font l'objet de contrats conclus avec ProGas Limited (« ProGas »). Il serait acheminé par le réseau de NOVA pour être livré au point d'admission du réseau de TransCanada près d'Empress, en Alberta. TransCanada se chargerait ensuite de le transporter jusqu'à la frontière internationale, près de Napierville (Québec). Il serait alors acheminé par le gazoduc proposé de la North Country Pipeline Corporation (« North Country ») pour être livré au marché de Clinton County.

## 8.2 Approvisionnement en gaz

### 8.2.1 Contrats d'approvisionnement

NYSEG a conclu avec ProGas un contrat de vente d'une durée de 12 ans stipulant la fourniture de 255 x 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> (9 x 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>) de gaz par jour. Le contrat prévoit notamment un test de garantie de l'approvisionnement en deux parties. Tout d'abord, ProGas est tenue de maintenir ses réserves établies restantes à un niveau supérieur à ses ventes. Ensuite, elle doit s'assurer que sa productibilité suffit pour satisfaire à ses obligations de vente. Ces dernières sont établies à partir de prévisions de facteurs

de charge vraisemblables pour une période de cinq ans. Au cas où l'essai de garantie de l'approvisionnement n'était pas concluant, ProGas devrait se procurer des réserves supplémentaires, réduire toutes ses ventes interruptibles et se garder de conclure de nouveaux contrats de vente à long terme.

ProGas puisera le gaz qu'il est proposé d'exporter dans les approvisionnements qui lui sont assurés par contrat. Ces sources d'approvisionnement comprennent quelque 600 contrats d'achat conclus avec environ 180 producteurs. ProGas vient de signer des contrats avec 13 sociétés de l'Alberta et de la Colombie-Britannique pour se procurer des approvisionnements supplémentaires. Ces nouveaux contrats représentent environ 14 % de ses réserves restantes.

## 8.2.2 Réserves

ProGas a déposé une estimation des réserves établies restantes dont elle dispose aux termes de contrat et dont elle se servira pour répondre à ses obligations actuelles et assurer les exportations destinées à NYSEG. Le tableau 8-1 montre que l'estimation produite par l'Office est de 14 % inférieure à celle qu'a présentée ProGas, mais qu'elle dépasse de 22 % les besoins globaux de la société.

Tableau 8-1

### Comparaison des estimations des réserves établies de gaz naturel de NYSEG par rapport au volume global demandé

$10^6 \text{ m}^3$ ( $10^9 \text{ pi}^3$ )		
NYSEG <sup>1</sup>	ONÉ <sup>2</sup>	Volume demandé <sup>3</sup>
112 900 (3 985)	96 818 (3 418)	1 117 (39)

1. Au 31 décembre 1991.
2. Au 31 décembre 1990. L'estimation par l'Office des réserves restantes serait d'environ  $3\,350 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $118 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de moins que le total indiqué s'il était tenu compte de la production estimative de ProGas en 1991. L'estimation de l'Office serait alors de 17 % inférieure à celle de ProGas, mais dépasserait de 18 % les besoins globaux de la compagnie.
3. Ceci représente environ 1 % des besoins totaux de ProGas, qui se chiffrent à  $79\,153 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $2\,794 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ).

Environ 90 % de l'approvisionnement de ProGas vient de l'Alberta, le reste se trouvant en Colombie-Britannique. Selon l'estimation de l'Office, les réserves de ProGas en Alberta s'élèvent à  $84\,115 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $2\,969 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ), soit environ 17 % de moins que l'estimation de ProGas. L'écart entre ces estimations tient à des différences du point de vue de l'évaluation géologique et technique des réserves contenues dans des réservoirs précis. Voici les réservoirs pour lesquels les différences sont les plus marquées : Benjamin Rundle, Botha Debolt, Crossfield East Wabamun, Ferrier North Shunda, Joarcam Viking, Liege Grosmont, Little Bow Glauconitic 15-20, Pine Creek Bluesky et Wembley Halfway B. L'estimation inférieure à laquelle l'Office est parvenue dans le cas d'un certain nombre de réservoirs de grande ou de moyenne superficie est due en partie au fait que les données relatives au rendement ne corroborent pas l'estimation fournie par ProGas, laquelle était fondée sur des analyses volumétriques.

Selon l'Office, les réserves de ProGas en Colombie-Britannique dépassent de  $12\,703 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $448 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) ce que ProGas a fourni comme estimation, soit un écart de quelque 10 %.

Dans son examen de l'approvisionnement en gaz de ProGas, l'Office a reconnu environ 1 400 réservoirs répartis un peu partout en Alberta et en Colombie-Britannique. Ces réservoirs représentent toutes les grandes zones productrices du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, la majorité des réservoirs étant situés dans les strates du Crétacé. Environ 33 % de ces réservoirs sont en production. Quarante-cinq pour cent des réserves de ProGas se trouvent dans environ 94 grands réservoirs ayant chacun des réserves initiales établies de plus de  $1\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $35 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ).

En résumé, l'estimation par l'Office des réserves établies de la société est inférieure à celle que ProGas a fournie, mais dépasse ses besoins globaux, quantités à exporter comprises.

### **8.2.3 Capacité de production**

La figure 8-1 présente une comparaison entre les prévisions de l'Office et de ProGas concernant la capacité de production et les besoins globaux de ProGas, ce qui comprend le combustible requis pour l'exploitation et les pertes. ProGas a estimé ses besoins annuels en fonction d'un facteur de charge de 90 %.

Les prévisions de l'Office tout comme celles de ProGas révèlent que la société dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant pour répondre aux besoins à raison d'un facteur de charge de 90 % pendant toute la période visée par la licence. La prévision de l'Office est moins élevée principalement parce qu'elle repose sur une estimation plus modeste des réserves.

ProGas a mis en place un programme de négociation de contrats en vue de remplacer ses réservoirs en déclin. La société peut parer à l'insuffisance de ses capacités de livraison grâce à des contrats « du meilleur effort » conclus avec des agents d'approvisionnement et des fournisseurs individuels qui sont prêts à lui fournir des quantités additionnelles sur demande.

## **8.3 Marché, ententes commerciales et autorisations officielles**

### **8.3.1 Marché**

NYSEG est un service public réglementé de gaz et d'électricité établie dans l'État de New York. Elle approvisionne en gaz quelque 220 000 clients et vend annuellement au delà de  $1\,416 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $50 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) de gaz naturel. Elle a l'intention de s'implanter sur le marché de Clinton County, car elle a obtenu la franchise pour cette région. Aucun gazoduc ne relie cette zone d'environ 85 000 habitants au reste de la région que dessert NYSEG.

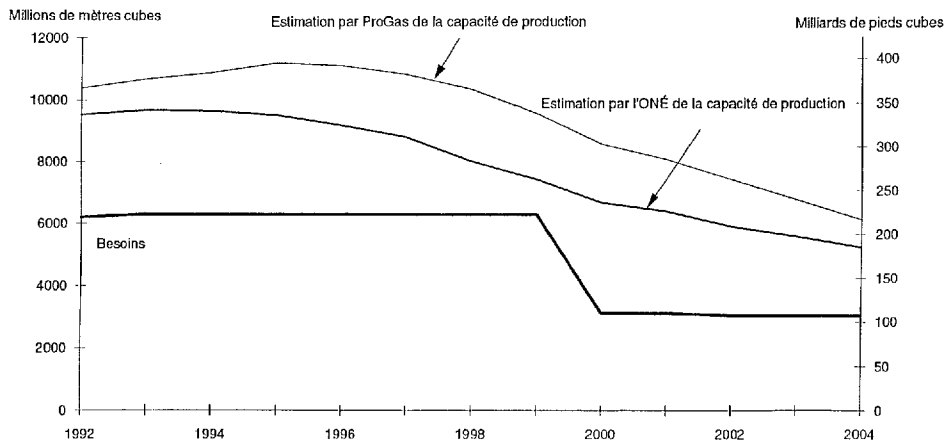
À partir d'études de ses marchés captifs potentiels, résidentiel, commercial et industriel, NYSEG a produit des prévisions de la demande pour une période de cinq ans. Elle a déclaré que ses prévisions prenaient pour acquis un taux de croissance démographique de 2,5 % pendant la période visée. Au cours de la première année sur laquelle portent les prévisions, la demande industrielle représenterait environ 92 % de l'ensemble de la demande projetée. Dans la quatrième année, la part que représentent les clients industriels devrait baisser à 81 %.

Le marché industriel est formée de six gros clients. NYSEG a formulé des préoccupations au sujet de la perte possible de ces clients s'ils évitent d'employer son réseau pour le transport du gaz qui leur est destiné. NYSEG a déclaré cependant qu'il faudrait obtenir l'autorisation de la NYPSC pour passer



Figure 8-1

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



autre à son réseau. Ainsi, elle estime qu'il n'y a pas de réel danger d'évitement pour le moment.

Pour s'implanter avec succès sur le nouveau marché, NYSEG a demandé l'approbation de trois autres points d'exportation qui lui permettraient d'acheminer le gaz exporté en vertu du contrat jusqu'à ses marchés actuels. NYSEG a fait valoir que si le coût du nouveau service était réparti sur l'ensemble de ses marchés, la clientèle de Clinton County pourrait obtenir le service à un coût comparable à celui des marchés existants. NYSEG a déclaré que les points d'exportation supplémentaires étaient essentiels à la réussite du projet.

Ainsi qu'on l'a vu, le gazoduc proposé de North Country livrerait le gaz aux marchés captifs de NYSEG et à une centrale de cogénération située à Plattsburgh (New York). NYSEG a déclaré que la capacité du gazoduc prévu serait suffisante pour répondre aux besoins de pointe des deux projets. NYSEG s'est montrée prête à construire elle-même le gazoduc au cas où North Country décidait de ne pas le faire.

NYSEG prévoit un facteur de charge annuel moyen de 70 % pendant la durée du contrat.

### **8.3.2 Transport**

ProGas détient actuellement suffisamment de capacité sur le réseau de NOVA pour transporter le volume de gaz prévu au contrat.

NYSEG a conclu avec TransCanada et North Country des ententes préalables de 12 et de 15 ans respectivement en vue du transport des quantités qu'elle prévoit exporter. TransCanada tenu compte des installations nécessaires à cette exportation dans sa demande relatives à ses installations de 1993-1994. Le gazoduc projeté par North Country devrait être terminé d'ici le 1<sup>er</sup> novembre 1993.

NYSEG est directement responsable de tous les frais de transport par les réseaux de TransCanada et de North Country. ProGas se charge des frais de transport sur le réseau de NOVA, mais elle les recouvre de NYSEG aux termes du contrat de vente.

### **8.3.3 Contrat de vente de gaz**

Le 21 avril 1992, ProGas a conclu avec NYSEG un contrat de vente de gaz d'une durée de 12 ans qui entrera en vigueur à la date de début des livraisons garanties. Ces livraisons devraient commencer entre le 1<sup>er</sup> novembre 1993 et le 1<sup>er</sup> novembre 1994. Le contrat prévoit la fourniture de quantités journalières maximales de  $255 \times 10^3 \text{ m}^3$  ( $9 \times 10^6 \text{ pi}^3$ ); son entrée en vigueur dépend de la mise en place de tous les arrangements contractuels voulus et de l'obtention des autorisations officielles requises avant le 31 décembre 1993. NYSEG a déclaré que le contrat a été négocié entre entreprises indépendantes.

NYSEG est tenue de commander une quantité journalière de gaz jusqu'à concurrence de la QJM et d'acheter exclusivement auprès de ProGas tout le gaz dont elle a besoin pour desservir sa région en franchise pendant la durée du contrat. Si NYSEG commandait un volume de gaz inférieur à la QJM pendant les trois premières années du contrat, ProGas aurait alors le droit de réduire la QJM pour n'importe quelle année visée par le contrat. ProGas peut aussi se servir de la portion inutilisée des droits de transport de NYSEG. Après la troisième année du contrat, NYSEG est tenue de prendre en moyenne par année 65 % de la QJM. Le contrat comprend également une clause de rattrapage des volumes de gaz convenus, mais non enlevés par NYSEG.

Le prix contractuel comprend la composante-demande et la composante-produit applicables sur le réseau de NOVA, de même qu'une composante-produit axée sur les conditions du marché. Les frais de NOVA seraient établis en fonction du coût du service de ProGas et du tarif SG de NOVA, tel que déterminé par la CCPA. La composante-produit est calculée à partir d'un prix de base de 1,25 \$/GJ (1,32 \$/10<sup>6</sup> Btu). Ce prix initial est majoré au moyen d'un indice composé du prix du mazout n° 6 et du mazout de chauffage n° 2, auxquels on attribue des poids de 90 % et de 10 % respectivement. Un escompte de 10 % est prévu pour les quantités dépassant 80 % de la QJM.

Le contrat prévoit la renégociation et l'arbitrage des clauses concernant le prix et le volume, après la troisième année du projet, afin de tenir compte des conditions changeantes du marché.

Au 1<sup>er</sup> janvier 1992, le prix estimatif qui aurait eu cours à la frontière albertaine en vertu du contrat se serait établi à 1,77 \$/GJ (1,86 \$/10<sup>6</sup> Btu) pour un taux de charge de 70 %.

### **8.3.4 Autorisations officielles**

Le 30 octobre 1991, NYSEG a demandé à l'ERCB un permis d'enlèvement valable pour 12 ans en vue de l'acheminement d'un volume quotidien de 255 x 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> (9 x 10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup>). L'ERCB a délivré à ProGas un avis attestant de l'appui de producteurs, le 16 octobre 1991.

Le 8 avril 1992, NYSEG a déposé une demande d'autorisation d'importation auprès du DOE/FE. Le 17 janvier 1992, elle a demandé à la NYPSC l'autorisation de construire des installations et de fournir le service prévu.

Les approbations susmentionnées étaient encore en suspens au moment de l'audience.

## **8.4. Opinion de l'Office**

Selon les estimations de l'Office, les réserves établies de ProGas sont supérieures à ses besoins globaux et rien ne laisse prévoir une insuffisance potentielle de sa capacité de production. L'Office a donc établi à sa satisfaction que ProGas dispose d'un approvisionnement en gaz suffisant.

L'Office reconnaît que des arrangements relatifs au transport ont été pris sur tous les réseaux de gazoducs voulus, qu'ils soient déjà en place ou à l'état de projet. Il est aussi convaincu que tous les frais fixes de transport au Canada seront recouverts.

L'Office entretient quelques réserves concernant le marché sur lequel s'appuie le projet d'exportation. Il partage l'inquiétude de NYSEG au sujet du coût élevé du nouveau service et de son effet sur la viabilité commerciale du projet. Comme NYSEG, il s'inquiète de la possibilité que les clients industrielles évitent le réseau de la compagnie, une fois les nouvelles installations pipelinières en place. Toutefois, l'Office trouve que les points d'exportation supplémentaires devraient réduire les frais de desserte du nouveau marché et garantir un facteur de charge assez élevé pendant l'exécution du contrat.

L'Office a examiné les modalités de l'entente d'achat de gaz et est convaincu qu'elle a été négociée entre entreprises indépendantes.

Selon l'Office, les dispositions contractuelles assurent des niveaux de prise suffisants aux termes du contrat de vente de gaz. Il remarque en particulier les dispositions concernant le rattrapage des quantités manquantes, le paiement de frais liés à la demande, l'exclusivité dont jouit ProGas à titre de

fournisseur du gaz, l'aptitude de ProGas à réduire ses engagements de livraison et la possibilité qu'elle a d'utiliser les droits de transport dont NYSEG ne se sert pas. L'Office constate que les dispositions concernant les prix permettent aux parties de réagir face aux conditions du marché, ce qui lui laisse croire que le contrat a de bonnes chances de durer jusqu'à la fin de la période demandée.

L'Office constate que le permis d'enlèvement demandé en Alberta, l'autorisation d'importation du DOE/FE et les autorisations de construction et de prestation de services de la NYPSC sont en instance, et ne prévoit aucune difficulté à ce chapitre. Enfin, l'Office note que la CCPA a délivré à ProGas, le 16 octobre 1991, une attestation d'appui des producteurs.

L'Office constate que NYSEG a demandé à bénéficier d'un écart admissible en vertu duquel toute quantité autorisée qui n'est pas exportée au cours d'une année donnée peut l'être pendant le reste de la période visée par la licence, sous réserve des limites et de l'écart admissible stipulés quant à la quantité journalière. De plus, l'Office n'est pas convaincu, à la lumière de la preuve déposée par NYSEG, qu'une telle souplesse est vraiment nécessaire.

## **8.5 Décision**

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à NYSEG, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. Les modalités de la licence sont énoncées à l'annexe I et comprennent une clause portant que la licence prendra effet à la date de début des livraisons et qu'elle expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendrait fin 12 ans après la date d'entrée en vigueur de la licence.

## Dispositif

---

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision et notre décision concernant les demandes que l'Office a entendues au cours de l'audience GH-1-92 et qui font partie du présent document.

A.B. Gilmour  
Président de l'audience

R.B. Horner, c.r.  
Membre

R.L. Andrew, c.r.  
Membre

Calgary, Canada

Octobre 1992

## Modalités des licences qui seront délivrées

---

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

1. La licence entrera en vigueur à la date de son approbation par le gouverneur en conseil et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1994, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1994 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 1<sup>er</sup> novembre 2003.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 2 606 000 mètres cubes par jour;
  - b) 952 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 11 415 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3.
  - a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 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 condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

### Modalités de la licence qui sera délivrée Encogen Northwest, L.P.

1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 1993 ou à la date de la première livraison, la dernière des deux dates étant retenue, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après sa date d'entrée en vigueur.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 271 800 mètres cubes par jour;
  - b) 99 100 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

- c) 1 441 300 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
- 3. a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 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 condition 2.
- 4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Huntingdon (Colombie-Britannique).

**Modalités de la licence qui sera délivrée à Kamine Natural Dam Cogen Co., Inc.**

- 1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 1993 et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin le 31 octobre 2008.
- 2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 348 400 mètres cubes par jour;
  - b) 117 800 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 1 767 100 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
- 3. Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 2.
- 4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

**Modalités de la licence qui sera délivrée à Selkirk Cogen Partners, L.P. et ATCOR Ltd.**

- 1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 1994 ou à la date à partir de laquelle un service de transport garanti sera assuré par les réseaux pipeliniers de NOVA, TransCanada, IGTS et Tennessee, selon l'éventualité qui surviendra la dernière, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après le premier de novembre suivant la date de son entrée en vigueur.
- 2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :

- a) 479 000 mètres cubes par jour;
  - b) 176 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 2 712 000 000 mètres cubes pendant la période visée par la licence.
- 3.
- a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 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 condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

**Modalités de la licence qui sera délivrée à Selkirk Cogen Partners, L.P. et Imperial Oil Resources.**

1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 1994 ou à la date à partir de laquelle un service de transport garanti sera assuré par les réseaux pipeliniers de NOVA, TransCanada, IGTS et Tennessee, selon l'éventualité qui surviendra la dernière, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après le premier de novembre suivant la date de son entrée en vigueur.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 538 200 mètres cubes par jour;
  - b) 196 600 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 3 031 000 000 de mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3.
  - a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 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 condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).



**Modalités de la licence qui sera délivrée à Selkirk Cogen Partners, L.P. et PanCanadian Petroleum Limited.**

1. La licence entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 1994 ou à la date à partir de laquelle un service de transport garanti sera assuré par les réseaux pipeliniers de NOVA, TransCanada, IGTS et Tennessee, selon l'éventualité qui surviendra la dernière, et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin 15 ans après le premier de novembre suivant la date de son entrée en vigueur.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 538 200 mètres cubes par jour;
  - b) 196 600 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 3 031 000 000 de mètres cubes pendant la période visée par la licence.
3.
  - a) Pour ce qui est de l'écart admissible, la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 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 condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

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

1. La licence entrera en vigueur à la date de la première livraison et expirera le 1<sup>er</sup> novembre 1995, à moins que les exportations ne commencent le 1<sup>er</sup> novembre 1995 ou avant, auquel cas la licence prendra fin 12 ans après sa date d'entrée en vigueur.
2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser :
  - a) 255 000 mètres cubes par jour;
  - b) 93 100 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou
  - c) 1 117 000 000 de 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

(lxv)

période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité limite journalière prévue à la condition 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 condition 2.
4. Le gaz exporté aux termes de la présente licence doit être livré au point d'exportation près de Napierville (Québec) et de Niagara Falls, Iroquois et Chippewa (Ontario).