CANADA

Office national de l'énergie

Motifs de décision

TransCanada PipeLines Limited

GH-5-89

Avril 1991

Volume 3

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

TransCanada PipeLines Limited

Volume 3
Installations, exportations de gaz et demandes déposées en vertu de l’article 71

GH-5-89

Avril 1991

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1991

Nº du cat. NE 22-1/1991-3F
ISBN 0-662-96642-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Tableaux . . . . . (x)

Figures . . . . . (xii)

Annexes . . . . . (xiv)

Abréviations . . . . . (xv)

Exposé et comparutions . . . . . (xxiii)

Aperçu . . . . . (xxviii)

1. Introduction 1
1.1 Ordre des événements 1
1.2 Sommaire des demandes d'installations, de licences d'exportation et en vertu de l'article 71 2
1.3 Examen environnemental 4
1.4 Structure des Motifs de décision 4

2. Demandes de licence d'exportation en vertu de la partie VI 7
2.1 Demandes 7
2.2 Méthode axée sur les conditions du marché 8
2.2.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes 8
2.2.2 Évaluation de l'incidence de l'exportation 10
2.2.3 Autres facteurs d'intérêt public 11
2.2.3.1 Approvisionnement en gaz 12
2.2.3.2 Marché, dispositions commerciales et situation réglementaire 12
2.2.4 Opinions des intervenants 13
2.2.5 Opinion de l'Office 15
2.3 Dispositions de temporisation 16

3. Brymore Energy Ltd. à titre de mandataire de la société de personnes Pawtucket Power Associates Limited 17
3.1 Résumé de la demande 17
3.2 Approvisionnement en gaz 17
3.2.1 Contrats d'approvisionnement 17
3.2.2 Réserves 18
3.2.3 Capacité de production 18
3.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires 19
3.3.1 Marché 19
3.3.2 Transport 22
3.3.3 Contrats de vente de gaz 22
3.3.3.1 Columbia Gas Development of Canada Ltd. 23
3.3.3.2 Opinac Exploration Ltd. 23
3.3.4 Contrat de vente d'électricité 24

3.3.5 Contrat de vente d'Énergie thermique 24
3.3.6 Approbations réglementaires 24
3.4 Opinions des intervenants 25
3.5 Opinion de l'Office 25
3.6 Décision 27

4. Canadian Occidental Petroleum Limited 28
4.1 Résumé de la demande 28
4.2 Approvisionnement en gaz 28
4.2.1 Contrats d'approvisionnement 28
4.2.2 Réserves 28
4.2.3 Capacité de production 29
4.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires 30
4.3.1 Marché 30
4.3.2 Transport 30
4.3.3 Contrat de vente de gaz 32
4.3.4 Contrat de vente d'électricité 33
4.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique 33
4.3.6 Approbations réglementaires 33
4.4 Opinion de l'Office 33
4.5 Décision 34

5. Encogen Four Partners, L.P. 35
5.1 Résumé de la demande 35
5.2 Approvisionnement en gaz 35
5.2.1 Contrats d'approvisionnement 35
5.2.2 Réserves 36
5.2.2.1 Approvisionnement garanti général net 36
5.2.2.2 Approvisionnement affecté 38
5.2.3 Capacité de production 39
5.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires 39
5.3.1 Marché 39
5.3.2 Transport 42
5.3.3 Contrat de vente de gaz 42
5.3.4 Contrat de vente d'électricité 43
5.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique 44
5.3.6 Approbations réglementaires 44
5.4 Opinion de l'Office 45
5.5 Décision 46

6. Esso Resources Canada Limited 47
6.1 Résumé de la demande 47
6.2 Approvisionnement en gaz 47
6.2.1 Contrats d'approvisionnement 47
6.2.2 Réserves 47
6.2.3 Capacité de production 48
6.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires 49
6.3.1 Marché 49
6.3.2 Transport 51
6.3.3 Contrat de vente de gaz 52

6.3.4 Approbations réglementaires . . . 53
6.4 Opinion de l'Office . . . 53
6.5 Décision . . . 53

7. FSC Resources Limited . . . 55
7.1 Résumé de la demande . . . 55
7.2 Approvisionnement en gaz . . . 55
7.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 55
7.2.2 Réserves et capacité de production . . . 56
7.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 56
7.3.1 Marché . . . 56
7.3.2 Transport . . . 57
7.3.3 Contrat de vente de gaz . . . 57
7.3.4 Contrat de vente d'électricité . . . 59
7.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique . . . 59
7.3.6 Approbations réglementaires . . . 59
7.4 Opinions des intervenants . . . 59
7.5 Opinion de l'Office . . . 61
7.6 Décision . . . 62

8. Fulton Cogeneration Associates . . . 63
8.1 Résumé de la demande . . . 63
8.2 Approvisionnement en gaz . . . 63
8.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 63
8.2.2 Réserves . . . 64
8.2.3 Capacité de production . . . 65
8.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 65
8.3.1 Marché . . . 65
8.3.2 Transport . . . 67
8.3.3 Contrats de vente de gaz . . . 68
8.3.3.1 OMV (Canada) Ltd. . . . 68
8.3.3.2 Star Oil and Gas Ltd. . . . 68
8.3.4 Contrat de vente d'électricité . . . 69
8.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique . . . 69
8.3.6 Approbations réglementaires . . . 70
8.4 Opinions des intervenants . . . 70
8.5 Opinion de l'Office . . . 70
8.6 Décision . . . 71

9. Indeck Gas Supply Corporation - Indeck Corinth . . . 72
9.1 Résumé de la demande . . . 72
9.2 Approvisionnement en gaz . . . 72
9.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 72
9.2.2 Réserves . . . 73
9.2.3 Capacité de production . . . 74
9.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 75
9.3.1 Marché . . . 75
9.3.2 Transport . . . 75
9.3.3 Contrats de vente de gaz . . . 77
9.3.4 Contrat de vente d'électricité . . . 79

9.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique . . . 79
9.3.6 Approbations réglementaires . . . 79
9.4 Opinions des intervenants . . . 80
9.5 Opinion de l'Office . . . 82
9.6 Décision . . . 82

10. Indeck Gas Supply Corporation - Indeck-Illion . . . 83
10.1 Résumé de la demande . . . 83
10.2 Approvisionnement en gaz . . . 83
10.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 83
10.2.2 Réserves . . . 84
10.2.3 Capacité de production . . . 85
10.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 87
10.3.1 Marché . . . 87
10.3.2 Transport . . . 87
10.3.3 Contrat de vente de gaz . . . 87
10.3.4 Contrat de vente d'électricité . . . 88
10.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique . . . 89
10.3.6 Approbations réglementaires . . . 89
10.4 Opinions des intervenants . . . 89
10.5 Opinion de l'Office . . . 90
10.6 Décision . . . 91

11. JMC Selkirk, Inc. . . . 92
11.1 Résumé de la demande . . . 92
11.2 Approvisionnement en gaz . . . 92
11.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 92
11.2.2 Réserves . . . 93
11.2.3 Capacité de production . . . 95
11.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 95
11.3.1 Marché . . . 95
11.3.2 Transport . . . 98
11.3.3 Contrat de vente de gaz . . . 98
11.3.4 Contrat de vente d'électricité . . . 99
11.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique . . . 99
11.3.6 Approbations réglementaires . . . 100
11.4 Opinion de l'Office . . . 100
11.5 Décision . . . 101

12. Kamine Carthage Cogen. Co., Inc. et Beta Carthage Inc. . . . 102
12.1 Résumé de la demande . . . 102
12.2 Approvisionnement en gaz . . . 102
12.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 102
12.2.2 Réserves . . . 103
12.2.3 Capacité de production . . . 104
12.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 104
12.3.1 Marché . . . 104
12.3.2 Transport . . . 106
12.3.3 Contrat de vente de gaz . . . 107
12.3.4 Contrat de vente d'électricité . . . 108

12.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique . . . 108
12.3.6 Approbations réglementaires . . . 108
12.4 Opinions des intervenants . . . 109
12.5 Opinion de l'Office . . . 109
12.6 Décision . . . 110

13. Kamine South Glens Falls Cogeneration Co., Inc. et Beta South Glens Falls Inc. . . . 111
13.1 Résumé de la demande . . . 111
13.2 Approvisionnement en gaz . . . 111
13.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 111
13.3.1 Marché . . . 111
13.3.2 Transport . . . 111
13.3.3 Contrat de vente de gaz . . . 112
13.3.4 Contrat de vente d'électricité . . . 112
13.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique . . . 112
13.3.6 Approbations réglementaires . . . 112
13.4 Opinion de l'Office . . . 113
13.5 Décision . . . 113

14. New England Power Company . . . 114
14.1 Résumé de la demande . . . 114
14.2 Approvisionnement en gaz . . . 114
14.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 114
14.2.2 Réserves . . . 115
14.2.3 Capacité de production . . . 117
14.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 118
14.3.1 Marché . . . 118
14.3.2 Transport . . . 120
14.3.3 Contrats de vente de gaz . . . 121
14.3.3.1 BP Resources Canada Limited . . . 121
14.3.3.2 Renaissance Energy Ltd. . . . 122
14.3.3.3 Sceptre Resources Limited . . . 122
14.3.3.4 Triton Canada Resources Limited . . . 123
14.3.4 Approbations réglementaires . . . 123
14.4 Opinions des intervenants . . . 124
14.5 Opinion de l'Office . . . 124
14.6 Décision . . . 125

15. ProGas Limited . . . 127
15.1 Résumé de la demande . . . 127
15.2 Approvisionnement en gaz . . . 128
15.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 128
15.2.2 Réserves et capacité de production . . . 128
15.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 128
15.3.1 Marché . . . 128
15.3.2 Transport . . . 129

15.3.3 Contrat de vente de gaz . . . 129
15.3.4 Contrat de vente d'électricité . . . 130
15.3.4.1 Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company . . 130
15.3.4.2 Boston Edison Company . . . 131
15.3.4.3 Commonwealth Edison Company . . . 131
15.3.4.4 Western Massachusetts Electric Company . . . 131
15.3.5 Contrat de service de transmission . . . 131
15.3.6 Contrat de vente d'énergie thermique . . . 131
15.3.7 Approbations réglementaires . . . 132
15.4 Opinion de l'Office . . . 132
15.5 Décision . . . 133

16. Unigas Corporation . . . 134
16.1 Résumé de la demande . . . 134
16.2 Approvisionnement en gaz . . . 134
16.2.1 Contrats d'approvisionnement . . . 134
16.2.2 Réserves . . . 134
16.2.3 Capacité de production . . . 135
16.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 136
16.3.1 Marché . . . 136
16.3.2 Transport . . . 139
16.3.3 Contrat de vente de gaz . . . 140
16.3.4 Approbations réglementaires . . . 141
16.4 Opinions des intervenants . . . 141
16.5 Opinion de l'Office . . . 141
16.6 Décision . . . 142

17. Western Gas Marketing Limited . . . 143
17.1 Résumé de la demande . . . 143
17.2 Approvisionnement en gaz . . . 143
17.2.1 Réserves et contrats d'approvisionnement . . . 143
17.2.2 Capacité de production . . . 150
17.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires . . . 156
17.3.1 Marché . . . 156
17.3.2 Transport . . . 156
17.3.3 Contrat de vente de gaz . . . 157
17.3.4 Approbations réglementaires . . . 159
17.4 Opinions des intervenants . . . 159
17.5 Opinion de l'Office . . . 160
17.6 Décision . . . 161

18. Demande de TransCanada visant des installations . . . 163

19. Approvisionnements . . . 164
19.1 Approvisionnement associé à des services de transport particuliers . . . 164
19.2 Approvisionnement global . . . 164

20. Besoins . . . 173
20.1 Demande totale en gaz naturel au Québec, en Ontario et au Manitoba . . . 173
20.2 Demande totale en gaz naturel dans le Nord-est américain . . . 175

20.3 Services de transport particuliers . . . 181
20.3.1 Marchés canadiens desservis par contrat de service garanti . . . 182
20.3.2 Marchés d'exportation . . . 182
20.3.2.1 Services d'exportation actuels . . . 183
20.3.2.2 Nouveaux services demandés en vertu de la partie VI dans la présente audience . . . 183
20.3.2.3 Nouveaux services à l'égard de projets déjà visés par une licence . . . 183
20.3.2.4 Nouveaux services pour FSC - Plattsburgh et Power City Partners . . . 185
20.3.3 Autres demandes de service non incluses dans la demande d'installations de TransCanada . . . 185
20.3.4 Opinions des parties . . . 186
20.3.5 Opinion de l'Office . . . 187

21. Contrats et répartition des risques . . . 189
21.1 Introduction . . . 189
21.2 Mesure réglementaire d'état et force majeure . . . 189
21.3 Garanties financières . . . 191
21.4 Affectation des frais liés à la demande non recouvrés . . . 192
21.5 Opinion de l'Office . . . 194

22. Installations . . . 196
22.1 Conception des installations . . . 196
22.2 Installations particulières . . . 199
22.2.1 Tronçon de l'ouest . . . 199
22.2.2 Tronçon central . . . 201
22.2.3 Raccourci de North Bay/canalisation de Montréal . . . 202
22.2.4 Prolongement d'Iroquois . . . 203
22.2.5 Canalisation de Kirkwall/Niagara . . . 203
22.2.6 Opinion de l'Office . . . 203
22.3 Installations partielles . . . 204
22.4 Partage du débit entre le réseau Great Lakes et le tronçon central . . . 204
22.5 Capacité de réserve . . . 206
22.6 Protection contre les pertes de compression . . . 207
22.7 Coût estimatif de construction . . . 208

23. Utilisation des terres et questions environnementales . . . 210
23.1 Exigences de l'Office . . . 210
23.1.1 Programme d'information publique . . . 210
23.1.2 Exigences de la Loi quant au choix du tracé des nouvelles installations pipelinières . . . 210
23.2 Utilisation des terres . . . 211
23.2.1 Choix du tracé . . . 211
23.2.1.1 Installations situées sur des servitudes existantes . . . 211
23.2.1.2 Installations situées sur des servitudes adjacentes . . . 211
23.2.1.3 Installations situées sur des servitudes adjacentes avec des déviations mineures . . . 212
23.2.2 Besoins en terrains, chantiers temporaires et avis d'acquisition . . . 216

23.2.3 Exemptions de l'application des alinéas 31 c) et 31 d) et de l'article 33 de la Loi 217
23.3 Questions environnementales 217
23.3.1 Rapports d'évaluation environnementale 217
23.3.2 Agriculture 218
23.3.3 Croisements de cours d'eau 218
23.3.4 Hydrologie et migration des lixiviats 218
23.3.5 Marécage de Stewartville 219
23.3.6 Ressources du patrimoine 219
23.3.7 Inspection environnementale 220
23.3.8 Opinion de l'Office 220

24. Faisabilité économique de l'expansion proposée 222
24.1 Introduction 222
24.2 Déposition de TransCanada 222
24.2.1 Approvisionnement en gaz à long terme 222
24.2.2 Perspectives du marché à long terme 223
24.2.3 Possibilité de concurrence 223
24.2.4 Contrats de gaz à l'exportation 224
24.2.5 Risque lié aux nouvelles ventes de gaz 225
24.2.6 Hausse des droits et réduction de la demande 225
24.3 Opinions des intervenants 225
24.4 Opinion de l'Office 226

25. Décision concernant les installations 230

26. Demandes en vertu de l'article 71 232
26.1 Résumé des demandes 232
26.1.1 Indeck Gas Supply Corporation 232
26.1.2 Rochester Gas and Electric Corporation 234
26.2 Opinions de TransCanada 236
26.3 Opinions des Intervenants 237
26.4 Opinion de l'Office 237
26.5 Décision 238

27. Traitement tarifaire des dépassements de coûts 239

28. Traitement comptable de la réforme de compresseurs 241

29. Dispositif 242

Tableaux

2-1 Sommaire des licences visées par la demande 9
3-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Pawtucket et du volume visé par la demande 19
4-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Can Oxy et du volume visé par la demande 29
5-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Encogen et du volume visé par la demande 37
5-2 Comparaison des estimations de l'approvisionnement garanti général de Sceptre et de l'approvisionnement général net disponible pour la demande de Encogen 38
6-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Esso et du volume visé par la demande 48
8-1 Comparaison des estimations de réserves de gaz établies de Fulton et du volume visé par la demande 64
9-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes d'Indeck Corinth et du volume visé par la demande 74
10-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Indeck-Ilion et du volume visé par la demande 84
11-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de Selkirk et du volume visé par la demande 93
12-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de Kamine Beta et du volume visé par la demande 103
14-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de NEP et du volume visé par la demande 115
16-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Unigas et du volume visé par la demande 135
17-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de WGML et du volume visé par la demande 144
20-1 Prévision des besoins par TransCanada Ontario et Québec 174
20-2 Comparaison des trois prévisions par TransCanada de la demande canadienne en utilisation finale 174
20-3 Comparaison des prévisions de production des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), de la demande en gaz du Nord-Est américain et des prix du pétrole et du gaz 177
20-4 Comparaison des prévisions de la demande en gaz du Nord-Est américain 180
20-5 Livraisons annuelles en SG prévues par TransCanada 182
20-6 Nouveaux services garantis liés à la demande présentée par TransCanada en décembre 1989 184
22-1 Sommaire et coût estimatif des installations proposées 197
23-1 Installations proposées de TransCanada, 1991-92 Besoins en terrains (Construction 1991) 212
23-2 Installations proposées de TransCanada, 1991-92 Besoins en terrains (Construction 1992) 214
III-1 Projets de production d'électricité pour lesquels une demande de licence d'exportation a été déposée 249
Tableau III-1
Projets de production d'électricité pour lesquels une demande de licence d'exportation a été déposée 251

2-1 Sommaire des licences visées par la demande 9
3-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Pawtucket et du volume visé par la demande 19

4-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Can Oxy et du volume visé par la demande 29
5-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Encogen et du volume visé par la demande 37
5-2 Comparaison des estimations de l'approvisionnement garanti général de Sceptre et de l'approvisionnement général net disponible pour la demande de Encogen 37
6-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Esso et du volume visé par la demande 48
8-1 Comparaison des estimations de réserves de gaz établies de Fulton et du volume visé par la demande 64
9-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes d'Indeck Corinth et du volume visé par la demande 73
10-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Indeck-Ilion et du volume visé par la demande 83
11-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de Selkirk et du volume visé par la demande 92
12-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de Kamine Beta et du volume visé par la demande 102
14-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de NEP et du volume visé par la demande 114
16-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Unigas et du volume visé par la demande 134
17-1 Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de WGML et du volume visé par la demande 143
20-1 Prévision des besoins par TransCanada Ontario et Québec 173
20-2 Comparaison des trois prévisions par TransCanada de la demande canadienne en utilisation finale 173
20-3 Comparaison des prévisions de production des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), de la demande en gaz du Nord-Est américain et des prix du pétrole et du gaz 176
20-4 Comparaison des prévisions de la demande en gaz du Nord-Est américain 179
20-5 Livraisons annuelles en SG prévues par TransCanada 181
20-6 Nouveaux services garantis liés à la demande présentée par TransCanada en décembre 1989 183
22-1 Sommaire et coût estimatif des installations proposées 196
23-1 Installations proposées de TransCanada, 1991-92 Besoins en terrains (Construction 1991) 211
23-2 Installations proposées de TransCanada, 1991-92 Besoins en terrains (Construction 1992) 213
III-1 Projets de production d'électricité pour lesquels une demande de licence d'exportation a été déposée 248

Figures

3.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle de Pawtucket 20
4.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle de Canadian Occidental 31
5.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle des réserves affectées d'Encogen en Saskatchewan 40
5.2 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle pour l'approvisionnement garanti général non affecté de Sceptre 41

6.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle d'Esso 50
8.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle de Fulton 66
9.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle d'Indeck Corinth 76
10.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle d'Indeck-Ilion 86
11.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle de Selkirk 97
12.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle de Kamine 105
14.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle de New England Power 119
16.1 Comparaison des estimations de la capacité de production annuelle d'Unigas 138
17.1 Estimation des réserves restantes en vertu de l'option de résiliation 149
17.2 Comparaison des estimations par WGML de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation 153
17.3 Comparaison des estimations par l'ONE de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation 154
17.4 Comparaison des estimations par l'ONE et par WGML de la capacité de production annuelle par rapport aux besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation155
19.1 Étude Sproule: Demande et capacité de production estimative 168
22.1 TransCanada Pipleline Limited - Emplacement des installations visées par la demande . . . 200

Annexes

I Liste des questions examinées dans la dernière étape de l'instance GH-5-89 (Extrait de la pièce A-108) 244
II Discussion sur l'analyse de l'approvisionnement par l'Office 247
III Centrales de cogénération 250
IV Modalités des licences qui seront délivrées 252
V Installations déjà approuvées 259
VI Modalités du certificat 260

Abréviations

10^6BTU	million de thermies britanniques
10^6pi^3	million de pieds cubes
10^6pi^3/j	million de pieds cubes par jour
10^9pi^3	milliard de pieds cubes
10^{12}pi^3	billion de pieds cubes
ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
Algonquin	Algonquin Gas Transmission Company
Altex	Altex Resources Ltd.
American Brass	American Brass Company, L.P.
ANE	Alberta Northeast Gas Export Project
ANR	ANR Pipeline Company
APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Bay State	Bay State Gas Company
BEC	Boston Edison Company
BCC	Boston Gas Company
BP Resources	BP Resources Canada Limited
Brymore	Brymore Energy Limited
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CA	centrale admissible
CAR	coût d'acquisition des raffineurs
Can Oxy	Canadian Occidental Petroleum Limited
CCPA	Canadian Chemical Producers' Association

CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
CCPO	Comité coordinateur des pipelines de l'Ontario
CEC	Commonwealth Edison Company
CMA	cours moyen en Alberta
CMTAG	coût moyen du total des achats de gaz
CNG	CNG Transmission Corporation
Colfax	Colfax,Inc.
Columbia	Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Con Ed	Consolidated Edison Company of New York, Inc.
Consumers'	Consumers' Gas Company Ltd., The
CPI	composante-produit incitative
Devnic	Devnic Energy Inc.
documents ÉP/ÉP	documents sur l'état du projet et les éléments de preuve
DOE/FE	Department of Energy/Office of Fossil Energy (États-Unis)
Dupont	E.I. Dupont de Nemours and Company, Inc.
EDC	EDC Four, Inc.
EFSC	Energy Facility Siting Council (États-Unis)
EIA	Energy Information Administration (États-Unis)
ÉIE	évaluation des incidences de l'exportation
Elizabethtown	Elizabethtown Gas Company
Empire	Empire State Pipeline
Encogen	Encogen Four Partners, L.P.
Enserch	Enserch Development Corporation
Esso	Esso Ressources Canada Limitée

É.-U.	États-Unis
Falcon Gas	Falcon Seaboard Gas Company
Falcon Resources	Falcon Seaboard Resources Inc.
FDS	formulaire de demande de service
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Foster	Foster Associates, Inc.
FSC	FSC Resources Limited
Fulton	Fulton Cogeneration Associates
G.E.	General Electric Company
GH-1-89	Ordonnance d'audience GH-1-89 relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1990 et diverses demandes concernant des licences d'exportation de gaz
GH-2-87	Ordonnance d'audience GH-2-87 relative à la demande présentée par TransCanada concernant les installations pour 1988 et 1989 et l'approbation de la méthode de conception des droits et des questions tarifaires connexes
GH-6-89	Ordonnance d'audience GH-6-89 relative à la demande présentée par Esso Ressources Canada Limitée concernant la modification de la licence GL-82 et aux demandes présentées par CanStates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company, FSC Resources Limited, Ramarro Resources Inc., Vector Energy Inc., Western Gas Marketing Limited concernant l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel
GH-7-88	Ordonnance d'audience GH-7-88 relative à la demande présentée par ProGas Limited concernant la modification de la licence d'exportation de gaz naturel GL-81 et à la demande présentée par Western Gas Marketing Limited concernant la modification de la licence d'exportation de gaz naturel GL-90
GRI	Gas Research Institute
GJ	gigajoule(s)

GMi	Gaz Métropolitain, inc.
GNL	gaz naturel liquéfié
Granite State	Granite State Gas Transmission Inc.
Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Company
ICG Manitoba	ICG Utilities (Manitoba) Ltd. (maintenant Centra Gas Manitoba Inc.)
ICG Ontario	ICG Utilities (Ontario) Ltd (maintenant Centra Cas Ontario Inc.)
IGTS	Iroquois Gas Transmission System
Indeck Corinth	Indeck Gas Supply Corporation - Indeck Corinth
Indeck	Indeck Gas Supply Corporation
Indeck Services Corinth	Indeck Energy Services of Corinth, Inc.
Indeck Services Ilion	Indeck Energy Services of Ilion, Inc.
Indeck-Ilion	Indeck Gas Supply Corporation - Indeck-Ilion
International Paper	International Paper Company
Inverness	Inverness Petroleum Ltd.
IPC	Indice des prix à la consommation
Iroquois	Iroquois Gas Transmission System
James River II	James River II, Inc.
JCP&L	Jersey Central Power and Light
Jensen	Jensen Associates, Inc.
JMAI	J. Makowski Associates, Inc.
Kamine Carthage	Kamine Carthage Cogen Co. Inc. et Beta Carthage Inc.
Kamine South Glens Falls	Kamine South Glens Falls Cogen Co. Inc. et Beta South Glens Falls Inc.
kPa	kilopascals

kW.h	kilowatt(s)-heure
L&J	L&J Energy Systems, Inc.
LAI	liste d'attente accompagnant la demande d'installations
LICLP	Long Island Cogeneration Limited Partnership
LILCO	Long Island Lighting Company
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
MFNC	MacNamara Field Naturalists Club
MMWEC	Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company
m	mètre(s)
m^3	mètres cubes
m^3/j	mètres cubes par jour
Mark	Mark Resources Inc.
MASSPOWER	MASSPOWER Joint Venture
mm	millimètres
MOE	Ministère de l'Environnement(Ontario)
Monsanto	Monsanto Company
MRN	Ministère des Richesses naturelles (Ontario)
MSO	mesure à sondage ouvert
MW	megawatts
MW.h	megawatt(s)-heure
National Distribution	National Fuel Gas Distribution Corporation
National Fuel	National Fuel Gas Supply Corporation
NEES	New England Electric System
NEP	New England Power Company
NEPEX	New England Power Exchange

NEPOOL	New England Electric Power Pool
NERC	North American Electric Reliability Council
Nestle	Nestle Food Corporation
Niagara Mohawk	Niagara Mohawk Power Corporation
NIPS	Niagara Import Point System Projects
NorCon	Northern Consolidated Power, Inc.
Northern Utilities	Northern Utilities Inc.
Northstar	Northstar Energy Corporation
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
NU	Northeast Utilities Service Company
NYSPSC	New York State Public Service Commission
OCREA	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
Office, ONE	Office national de l'énergie
OMV	OMV (Canada) Ltd.
Ontario	Ministre de l'Énergie de l'Ontario
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
Opinac	Opinac Exploration Limited
Orchard Gas	Orchard Gas Corporation
PanCanadian	PanCanadian Petroleum Limited
Paramount	Paramount Resources Ltd.
Pawtucket	Pawtucket Power Associates Limited Partnership
PIR	produit intérieur réel
PJ	pétajoule(s)
PMCEC	prix du marché captif de l'Est du Canada
PMLT	prix moyen à long terme

PNB	produit national brut
PPLR	Plan, profil et livre de renvoi
PreCambrian	PreCambrian Shield Resources Limited
PRÉ	prix de référence d'été
PRH	prix de référence d'hiver
ProGas	ProGas Limited
PRR	prix de référence rajusté
PURPA	*Public Utilities Regulatory Policies Act de 1978 (États-Unis)*
QAM	quantité annuelle minimale
QCA	quantité contractuelle annuelle
QCJ	quantité contractuelle journalière
QCM	quantité contractuelle mensuelle
QJM	quantité journalière maximale
Règlement (partie VI)	*Règlement sur l'Office national de l'énergie* (partie VI)
Renaissance	Renaissance Energy Ltd.
RG&E	Rochester Gas and Electric Corporation
RH-3-89	Ordonnance d'audience RH-3-89 relative à la demande de TransCanada concernant de nouveaux droits pour 1990
RR-P	ratio réserves restantes-production
Saskatchewan	Ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan
Sceptre	Sceptre Resources Limited
SDL	société(s) de distribution locale
Selkirk	JMC Selkirk, Inc.
SG	service garanti

Sproule	Sproule Associates Limited
Star	Star Oil and Gas Ltd.
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
Tetco	Texas Eastern Transmission Corporation
Texas Gas	Texas Gas Transmission Company
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Transco	Transcontinental Gas Pipe Line Corporation
TransGas	TransGas Limited
Trilogy	Trilogy Resource Corporation
Triton	Triton Canada Resources Limited
Turner	Turner Power Group, Inc.
Unigas	Unigas Corporation
Union	Union Gas Limited
Universal	Universal Exploration Ltd.
Valley Gas	Valley Gas Company
Welch	Welch Foods Inc., A Cooperative
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WGML	Western Gas Marketing Limited
WMECO	Western Massachusetts Electric Company

Exposé et comparutions

Conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi») et à ses règlements d'application;

Par suite d'une demande présentée par TransCanada PipeLines Limited en vue de l'obtention d'un certificat, en vertu de la partie III de la Loi, concernant certaines installations supplémentaires proposées pour 1991 et 1992;

Par suite de diverses demandes connexes de licences d'exportation de gaz naturel en vertu de la partie VI de la Loi;

Par suite des demandes d'ordonnance présentées par diverses parties en vertu de l'article 71 de la Loi;

Relativement à des questions touchant la méthodologie de conception des droits en vertu de la partie IV de la Loi et à des questions liées à la faisabilité économique;

Conformément à l'ordonnance d'audience GH-5-89.

Entendu à Ottawa (Ontario) les 26, 27, 28, 29 et 30 mars, les 2, 3, 4, 5 et 6 avril, les 14, 15, 16, 17, 18, 28, 29, 30 et 31 mai, les 1er, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 25, 26, 27, 28 et 29 juin, les 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 30 et 31 juillet, les 1er, 2, 3, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 20, 21, 22, 23, 27, 28, 29, 30 et 31 août, les 4, 5, 6, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 25 et 26 septembre, les 15 et 18 octobre, les 19, 20, 21, 26, 27, 28 et 29 novembre et les 10, 11, 12 et 13 décembre 1990;

Et à Calgary (Alberta) les 23, 24, 25, 26, 27 et 30 avril et les 1er, 2 et 3 mai 1990.

Devant:

J.G. Fredette	Membre présidant
A.B. Gilmour	Membre
M.J. Musgrove	Membre
R. Illing	Membre
K.W.Vollman	Membre

Comparutions:

R.B. Cohen N.D. Patterson J.T. Petrosoniak J.W.S. McOuat, c.r.	TransCanada PipeLines Limited
F.M. Saville, c.r.	Canadian Occidental Petroleum Limited
D.W. Rowbotham	Enserch Development Corporation, pour Encogen Four Partners, L.P.
H.R. Ward	Esso Resources Canada Limitée

S.H. Lockwood	FSC Resources Limited
D.G. Davies	Fulton Cogeneration Associates
K.F. Miller	Indeck Gas Supply Corporation
L.G. Keough N. Gretener	JMC Selkirk, Inc.
D.A. Holgate A.L.McLarty	Kamine Carthage Cogen Co. Inc. and Beta Carhage Inc. Kamine South Glens Falls Cogen Co. Inc. and Beta South Glens Falls Inc.
D.G. Hart, c.r.	New England Power Company
D.C. Edie	Pawtucket Power Associates Limited Partnership, par son mandataire Brymore Energy Limited
K.J. MacDonald J. Kowch M. Grant	ProGas Limited
D.G. Davies	Unigas Corporation
M.G. Samuel L.W. Sloane M.P. Stauft	Western Gas Marketing Limited
D. Goffin	Association canadienne des fabricants de produits chimiques
C.K. Yates D.A. Holgate	Association pétrolière du Canada
J.A. Snider	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
M. Mason	Industrial Gas Consumers Association of Alberta
P.C.P. Thompson, c.r.	Association des consommateurs industriels de gaz
J.A. Snider	AEC Oil and Gas Company, une division de l'Alberta Energy Company Limited
A.A. Fradsham N.W. Boutillier	Alberta Natural Gas Company Limited
L.E. Smith	Alberta Northeast Gas Export Project
A.A. Fradsham	Alberta & Southern Gas Co.

N.W. Boutillier	Ltd.
W.M. Moreland	La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
T. Hughes	Altresco
J.H. Smellie C.W. Ulrich T.J. McCunn	CNG Transmission Corporation
L.G. Keough	Canadian Hunter Exploration Limited
S. Carscallen	CanStates Gas Marketing
R.J. Harrison	Champlain Pipeline Company
T. Brett	Commercial Union Energy Corporation
J.H. Farrell H.T. Soudek	Consumers' Gas Company Ltd., The
F.X. Berkemeier	Consumers Power Company
T. Brett	Direct Energy Marketing Limited
H.N.E. Hobbs	Foothills Pipe Lines Limited
R. Lassonde F. G. Hébert J.S. Bulger A.M. Bigué S. Struthers	Gaz Métropolitain, inc.
M.M. Petersen	General Chemical Canada Ltd.
D. Brett	ICG Utilities (Manitoba) Ltd.
J.H. Smellie D.K. Wilson	ICG Utilities (Ontario) Ltd
M.M. Peterson	ICI Canada Inc. (auparavant C-I-L Inc.)
F.M. Lowther B.L. Webb	Iroquois Gas Transmission System
J.T. Horte	KannGaz Producers Limited
R. Daileader	L & J Energy Systems, Inc.
L.G. Keough	MASSPOWER Joint Venture

N. Gretener	
A.R. O'Brien P. Miller	Michigan Consolidated Gas Company
T. Brett	Natural Gas Pipeline Company of America
J.H. Farrell H.T. Soudek	Niagara Gas Transmission Limited
J.J. Marshall	Norcen Energy Resources Limited
J. Hopwood, c.r.	NOVA Corporation of Alberta
D.A. Dawson G. Giesbrecht	Pan-Alberta Gas Limited
A.S. Hollingworth	PanCanadian Petroleum Limited
W. Fruehauf	PPG Canada Limited
S.W. Widger	Rochester Gas and Electric Corporation
H. Huber	Saskatchewan Energy Corporation
D.G. Davies	St. Clair Pipelines Limited
B.J. McHugh	Southcoast Energy Ltd.
N.J. Schultz J. Burke-Robertson B. Swick-Martin	Tennesse Gas Pipeline Company
J.F. Weiler	Texas Eastern Transmission Corporation
W.J. Burke-Robertson	Transcontinental Gas Pipe Line Corporation
G.K. Cameron	Union Gas Limited
A.M. Bigué S. Struthers	Vermont Gas Systems, Inc.
N.J. Schultz J. Burke-Robertson B. Swick-Martin S. Halbach	Viking Gas Transmission Company
P.G. Griffin	Westcoast Energy Inc.
A.M. Mueser	GASP Coalition et Dr. A.M. Mueser

L.L. Manning	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
V.J. Black	Ministre de l'Énergie de l'Ontario
J. Giroux G.A. Trudel J. Robitaille	Procureur général du Québec
D. Burnett	Province du Nouveau-Brunswick
L. Meagher D. Bursey M.A. Fowke	Office national de l'énergie

Aperçu

(NOTA: Le présent aperçu n'est donné que pour la commodité du lecteur; il ne fait pas partie de la présente décision ni des motifs afférents, pour lesquels le lecteur est prié de se reporter au texte et aux tableaux.)

La demande visant des installations

Dans une demande en date du 29 juin 1989, modifiée le 15 décembre 1989, TransCanada PipeLines Limited («TransCanada») a sollicité un certificat autorisant la construction de nouvelles installations visant à accroître les livraisons à ses marchés de l'Est du Canada et à des marchés d'exportation aux États-Unis.

L'expansion proposée permettrait à TransCanada:

- d'effectuer ses ventes projetées et de répondre à ses besoins en transport pour les années contractuelles 1991-1992 et 1992-1993 (voir tableau 20-6), notamment de nouveaux contrats de service garanti et des facteurs de charge modifiés pour certains clients établis;

- de rétablir la capacité que ferait perdre la réforme de compresseurs, et

- d'offrir une pression de livraison minimale de 9 930 kPa à Iroquois (Ontario).

L'ensemble des installations proposées comprend 1 590 kilomètres de pipeline et l'installation de 21 nouveaux compresseurs et deux nouvelles stations de compression. Au départ, on estimait le coût total des installations proposées à 2,573 milliards de dollars, montant qui devait ensuite être ramené à 2,408 milliards de dollars. La base des taux approuvée de TransCanada pour 1990 s'établit à 3,0 milliards de dollars pour une installation brute de 4,3 milliards. TransCanada a estimé que les installations proposées entraîneraient une hausse de droits pour la zone est d'environ 0,09 $/gigajoule, en utilisant la méthode de péréquation pour la conception des droits et par rapport aux droits sans expansion.

Le détail des installations visées par cette dernière phase de l'audience figure au tableau 22-1 avec leur coût estimatif. Une carte illustrant leur emplacement est présentée à la figure 22.1.

Demande de certificat d'installations partielles

Le 31 août 1990, TransCanada demandait à l'Office national de l'énergie («Office») d'envisager la délivrance d'une décision anticipée à l'égard d'une partie des installations visées par la demande, qui permettrait la construction d'hiver afin d'assurer un service en novembre 1991 pour les besoins les plus certains de TransCanada. Le 3 octobre 1990, TransCanada présentait sa preuve à l'appui de sa demande de construire 396 km de doublement de gazoduc à l'échelle du réseau et de déplacer deux compresseurs portatifs, des travaux de 546 millions de dollars. Les installations permettraient d'offrir un service de transport garanti de 2 920 $10^3m^3/j$ (103 $10^6pi^3/j$) requis pour des expéditeurs intérieurs désignés et 1 470 $10^3m^3/j$ (52 $10^6pi^3/j$)de capacité de réserve pour le 1er novembre 1991. L'Office a entendu la demande les 15 et 18 octobre 1990, pour y consentir le 16 novembre 1990. Le détail de cette partie de l'audience se trouve au volume 2 des Motifs de décision de l'audience GH-5-89.

En juin 1990, TransCanada recevait également l'ordonnance XG-5-90, permettant l'installation de trois compresseurs liés à l'expansion de 1991-1992.

Demandes d'exportation

Au cours de l'audience, l'Office a étudié quinze demandes en vertu de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»»), visant des exportations de gaz aux points de livraison établis d'Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario), ainsi qu'à des points de livraison proposés à Chippawa et Iroquois (Ontario). Les auteurs des demandes d'exportation et les volumes de livraison à chaque point d'exportation figurent au tableau 2-1.

Douze de ces demandes ont été présentées à l'appui de la demande d'installations de TransCanada, comme l'indique plus en détail le tableau 20-6.

Demandes en vertu de l'article 71

Indeck Gas Supply Corporation («Indeck»), dans le cadre de son projet Ilion, Rochester Gas & Electric Corporation («RG&E»), Falcon Seaboard Resources Inc., The Consumers' Gas Company Ltd. et Union Gas Limited ont présenté des demandes en vertu de l'article 71 de la Loi, afin d'obtenir des ordonnances obligeant TransCanada à recevoir, transporter et livrer du gaz naturel offert par les demandeurs et à offrir des installations adéquates et convenables à cette fin. Les cinq demandes devaient être examinées lors de l'audience, mais seules les demandes d'Indeck et de RG&E ont été entendues, les autres ayant été retirées.

L'audience

Une audience publique sur les demandes a commencé à Ottawa le 26 mars 1990. La partie de l'audience relative à la faisabilité économique et aux questions de la partie VI s'est déroulée à Ottawa pendant 59 jours, entre le 28 mai et le 26 septembre 1990. Les principales questions examinées lors de cette phase de l'audience étaient le traitement tarifaire approprié des coûts en immobilisations et d'exploitation des installations proposées, le traitement tarifaire approprié des frais fixes liés aux installations proposées advenant une éventuelle sous-utilisation, le caractère toujours pertinent de la politique des droits de renouvellement et les façons de déterminer la faisabilité économique. L'Office publiait ses conclusions sur cette phase de l'audience le 8 novembre 1990, dans le volume 1 des Motifs de décision GH-5-89.

Le reste de la preuve sur la demande d'installations, les demandes d'exportation, les demandes en vertu de l'article 71 et le traitement tarifaire des dépassements de coûts a été entendu lors de la dernière phase de l'audience GH-5-89, entre le 19 novembre et le 13 décembre 1990.

Points saillants de la décision de l'Office

Questions de la partie VI

L'Office a accordé des licences d'exportation de gaz aux quinze parties ayant présenté des demandes en vertu de la partie VI. Dans le cas de Brymore Energy Ltd., à titre de mandataire de la société de personnes Pawtucket Power Associates Limited («Pawtucket»), l'Office était d'avis que la preuve présentée à l'égard de l'approvisionnement et de la nécessité commerciale ne permettait pas de justifier

la délivrance de la licence pour 20 ans visée par la demande et a donc émis à Pawtucket une licence pour une durée de 15 ans. La licence émise à FSC Resources Limited («FSC») comporte une condition exigeant de FSC qu'elle ne modifie pas son approvisionnement ou son marché en gaz de ceux décrits lors de l'audience GH-5-89 sans autorisation de l'Office.

Questions de la partie III

Approvisionnement

L'Office était d'avis qu'il y aurait un approvisionnement en gaz naturel adéquat pour assurer une utilisation suffisante du réseau de TransCanada, y compris l'expansion proposée. L'Office a reconnu qu'une production de sources autres que le bassin sédimentaire de l'ouest canadien pourrait devenir nécessaire dans les dernières années de la prévision pour répondre à la demande projetée.

Besoins

L'Office a trouvé raisonnable l'évaluation par TransCanada des besoins intérieurs et à l'exportation à long terme aux fins de l'évaluation des besoins en installations pour les années contractuelles 1991-1992 et 1992-1993. L'Office a également déterminé qu'il existait un marché à long terme pour le gaz naturel dans le nord-est des États-Unis et que le gaz canadien pouvait jouer un rôle dans ce marché.

Contrats et répartition des risques

L'Office n'a pas été convaincu qu'il devrait tenter de déterminer à l'avance le traitement tarifaire d'un éventuel non-recouvrement de frais liés à la demande. Sur ce plan, l'Office en est arrivé à la conclusion que dans l'éventualité où l'échec d'un contrat quelconque de garantie financière entraînerait le non-recouvrement de frais liés à la demande, le caractère prudent du contrat ferait l'objet d'un examen lors d'une future audience sur les droits. De plus, l'Office n'était pas prêt à imposer dans un éventuel certificat quelconque une condition exigeant une modification à des contrats de vente de gaz, qui éliminerait l'invocation d'un cas de force majeure découlant de mesures réglementaires adoptées par un état.

Installations

L'Office a conclu que les installations visées par la demande représentent une conception adéquate pour l'expansion du réseau de TransCanada et qu'elles seraient nécessaires pour répondre aux besoins prévus du marché. L'Office a encouragé TransCanada à effectuer l'achat et l'installation des compresseurs au moment opportun et de procéder de façon aussi équilibrée que possible à l'expansion graduelle des installations au cours de la période en cause.

Utilisation des terres et environnement

L'Office a conclu que les installations proposées n'auraient que des effets environnementaux minimes de nature locale et temporaire, avec la mise en oeuvre des mesures proposées de protection environnementale.

L'Office a consenti à la demande de TransCanada d'exempter les nouvelles installations, qui seraient toutes installées le long de l'infrastructure pipelinière établie, des exigences d'un examen détaillé du

tracé. Toutefois, afin de protéger les intérêts des propriétaires des terres que TransCanada se propose d'acquérir, cette exemption serait conditionnée à l'obtention avant le début des travaux de construction de l'ensemble des options ou contrats de servitude nécessaires auprès des propriétaires fonciers en cause.

Faisabilité économique

L'Office a évalué la faisabilité économique de l'expansion proposée au moyen des facteurs énoncés dans les Motifs de décision visant la première phase de l'audience. En se fondant sur ses conclusions à partir de ces facteurs, l'Office est d'avis que la faisabilité économique de l'expansion proposée a été prouvée et que les installations connaîtraient une utilisation raisonnable au cours de leur durée économique.

Questions de la partie IV

Demandes en vertu de l'article 71

L'Office a conclu que RG&E et Indeck n'avaient ni l'une, ni l'autre, respecté la date-limite établie par TransCanada pour la production de données sur l'état du projet et d'éléments de preuve. De plus, l'Office n'était pas convaincu que les projets d'exportation de RG&E et d'Indeck seraient menacés sans l'obtention de l'ordonnance demandée. Par conséquent, l'Office a rejeté les demandes présentées par RG&E et Indeck en vertu des paragraphes 71(2) et 71(3) de la Loi.

Traitement tarifaire des dépassements de coûts

L'Office a conclu que les méthodes établies de traitement des écart entre les coûts en immobilisations prévus et réels permettent un contrôle suffisant des dépenses en immobilisations de TransCanada.

Réforme de compresseurs

L'Office a conclu que les réformes de compresseurs proposées par TransCanada représentent des réformes ordinaires au sens du paragraphe 39(1) du Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs.

Chapitre 1
Introduction

1.1 Ordre des événements

Après la diffusion des Directives sur la procédure GH-5-89, dans lesquelles l'Office national de l'Énergie (≪Office≫ ou ≪ONE≫) indiquait qu'il entendrait la demande de TransCanada PipeLines Limited (≪TransCanada≫) visant des installations, des demandes connexes visant des licences d'exportation de gaz et des demandes présentées en vertu de l'article 71 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (≪la Loi≫), une conférence préliminaire était convoquée le 21 novembre 1989 afin de permettre aux parties de déclarer si elles trouvaient complète la liste des questions relevées dans les Directives. Lors de cette conférence, l'Association des consommateurs industriels de gaz (≪ACIG≫) et d'autres parties ont avancé que l'Office devrait se pencher sur la question des options de méthodes de conception des droits.

Le 1er décembre 1989, l'Office rendait ses décisions sur les questions soulevées à la conférence préliminaire. Dans l'une de ces décisions, l'Office rejetait la suggestion d'examiner la méthode de conception des droits à l'occasion de l'audience GH-5-89. L'ACIG et The Consumers' Gas Company Ltd. (≪Consumers'≫) ont alors demandé à la Cour fédérale de délivrer une ordonnance exigeant que l'Office étudie la méthode de conception des droits à l'occasion de l'audience GH-5-89. Le 12 février 1990, la Cour rendait une décision approuvant les motions. L'Office a donc modifié la liste des questions de l'audience GH-5-89 pour y ajouter un examen du traitement tarifaire pertinent pour le coût des installations proposées.

Le début de l'audience GH-5-89 a eu lieu à Ottawa (Ontario) le 26 mars 1990, avec l'étude des questions sur la Partie III. Après une session de deux semaines, l'audience se poursuivait à Calgary (Alberta) pour deux autres semaines, à compter du 23 avril, durant lesquelles environ la moitié des demandes d'exportation ont été entendues. Peu après son retour à Ottawa le 15 mai, l'Office entendait des motions déposées par diverses parties en vue de restructurer l'audience. Le 17 mai, l'Office décidait de suspendre l'audience jusqu'au 23 mai (puis jusqu'au 28), pour alors reprendre afin d'entendre la preuve et les arguments de toutes les parties à l'égard de la méthode de conception des droits et de la faisabilité économique. L'Office a précisé qu'il rendrait une décision sur ces questions avant de procéder à l'audition des autres questions qui lui avaient été présentées en vertu de la partie III et de la partie VI. La question du traitement tarifaire approprié des écarts entre les coûts de construction prévus et réels des installations proposées devait faire l'objet d'un examen pendant cette partie de l'audience, mais la question a dû être reportée à une date ultérieure parce qu'un témoin n'était pas en mesure de se présenter.

En rendant sa décision le 17 mai, l'Office a réitéré sa position à l'effet que la méthode de conception des droits s'appliquant à des installations autorisées aux termes d'un certificat ne constituait pas une question relevant de l'audience GH-5-89, mais que l'ACIG pourrait présenter à des fins comparatives une preuve portant sur la conception des droits visant des installations autorisées aux termes d'un certificat.

L'ACIG s'est à nouveau présentée en Cour fédérale, soutenant que l'Office avait interprèté de façon trop limitée la décision du 12 février 1990, pour demander à la Cour d'obliger l'Office à examiner la question de la méthode de conception des droits non seulement pour le transport par les installations proposées, mais également pour le transport par des installations autorisées aux termes d'un certificat.

Dans une décision rendue le 17 août 1990, la Cour rejetait la demande de l'ACIG. L'audience a repris et l'argument final sur les questions de la partie VI et la faisabilité économique a été entendu du 17 au 28 septembre 1990. Le 8 novembre 1990, l'Office présentait le volume 1 de ses Motifs de décision GH-5-89, dans lequel il décidait notamment que le coût de toutes les installations recevant un certificat à l'issue de l'audience GH-5-89 serait compris en péréquation dans la base de taux de TransCanada aux fins du calcul des droits. L'Office déclarait également qu'il déterminerait la faisabilité économique des installations proposées en se fondant sur toute la preuve pertinente ayant une incidence sur la probabilité que les installations visées soient exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique et que les droits liés à la demande soient versés.

Le 29 mai 1989, afin d'assurer un service au moment opportun pour les besoins les plus certains de TransCanada pendant l'année contractuelle 1991-1992, l'Office approuvait la demande présentée par TransCanada en vertu de l'article 58 de la Loi, permettant l'installation de trois compresseurs associés à l'expansion visée par l'audience GH-5-89.

La complexité des questions à l'étude lors de l'audience GH-5-89 a entraîné des délais considérablement plus longs que prévus à l'origine. Le 31 août 1990, TransCanada demandait à l'Office d'étudier une demande d'installations partielles, qui permettrait de construire en hiver afin de satisfaire aux besoins les plus assurés et aussi fournir une capacité de réserve pour le 1er novembre 1991. Le 3 octobre 1990, TransCanada présentait une preuve à l'appui de sa demande d'aménager un doublement de 396 km sur l'ensemble de son réseau et de déplacer deux compresseurs portatifs, travaux estimés à 546 millions $. L'Office a entendu la preuve et les arguments relatifs à cette demande les 15 et 18 octobre 1990 et il a accédé à la demande de TransCanada dans le volume 2 de ses Motifs de décision GH-5-9, publié le 15 novembre 1990.

Au cours de la période entre la production de la demande modifiée de TransCanada et la diffusion du présent volume final de ses Motifs de décision, l'Office a délivré diverses autres ordonnances portant sur la construction et l'implantation de certaines installations liées à l'expansion sur laquelle porte l'audience GH-5-89. L'annexe V présente un sommaire de ces ordonnances et des installations proposées qui y sont associés.

Le reste de la preuve sur la demande visant des installations, les demandes d'exportation, les demandes en vertu de l'article 71 et l'examen du traitement tarifaire des dépassements de coûts a été entendu lors de la phase finale de l'audience GH-5-89, entre le 19 novembre et le 13 décembre 1990.

1.2 Sommaire des demandes d'installations, de licences d'exportation et en vertu de l'article 71

Demande visant des installations

Dans une demande du 29 juin 1989, modifiée le 15 décembre 1989, TransCanada proposait de nouvelles installations afin d'accroître les livraisons vers ses marchés intérieurs dans l'Est du Canada et vers des marchés d'exportation aux États-Unis.

L'expansion proposée permettrait à TransCanada:

- d'effectuer ses ventes projetées et de répondre à ses besoins en transport pour les années contractuelles 1991-1992 et 1992-1993 (voir tableau 20-6), notamment de nouveaux contrats de service garanti et des facteurs de charge modifiés pour certains clients établis;
- de rétablir la capacité que ferait perdre la réforme de compresseurs, et
- d'offrir une pression de livraison de 9 930 kPa à Iroquois (Ontario).

L'ensemble des installations proposées comprend 1 590 km de pipeline et l'installation de 21 nouveaux compresseurs et deux nouvelles stations de compression. Au départ, on estimait le coût total des installations proposées à 2 573 millions $, montant qui devait ensuite être ramené à 2 408 millions $. La base des taux approuvée de TransCanada pour 1990 s'établit à 3,0 milliards $ pour une installation brute de 4,3 milliards. TransCanada a estimé qu'en utilisant la méthode de péréquation pour la conception des droits, les installations proposées entraîneraient une hausse de droits pour la zone est d'environ 0,09 $ par GJ, par rapport aux droits sans expansion.

Comme on le mentionnait plus haut, l'Office a déjà approuvé certaines installations liées à l'expansion étudiée à l'audience GH-5-89. Le reste des installations visées par le présent volume de la décision est énoncé en détail au tableau 22-1. Ces installations représentent 1 190 km de doublements et 17 compresseurs, au coût de 1,835 milliard $. La figure 22.1 est une carte de l'emplacement de ces installations.

Demandes d'exportation

Au cours de l'audience, l'Office a étudié quinze demandes en vertu de la partie VI de la Loi, visant des exportations de gaz aux points de livraison établis d'Emerson (Manitoba) et Niagara Falls (Ontario), ainsi qu'à des points de livraison proposés à Chippawa et Iroquois (Ontario). Les auteurs des demandes d'exportation et les volumes de livraison à chaque point d'exportation figurent au tableau 2-1.

Douze de ces demandes ont été présentées à l'appui de la demande d'installations de TransCanada, comme l'indique plus en détail le tableau 20-6.

Demandes en vertu de l'article 71

Indeck Gas Supply Corporation («Indeck»), dans le cadre de son projet Ilion, Rochester Gas & Electric Corporation («RG&E»), Falcon Seaboard Resources Inc. («Falcon Resources»), Consumers' et Union Gas Limited («Union») ont présenté des demandes en vertu de l'article 71 de la Loi, afin d'obtenir des ordonnances obligeant TransCanada à recevoir, transporter et livrer du gaz naturel offert par les demandeurs et à offrir des installations adéquates et convenables à cette fin. Les cinq demandes devaient être examinées lors de l'audience, mais seules les demandes d'Indeck et de RG&E ont été entendues, les autres ayant été retirées.

1.3 Examen environnemental

L'Office a procédé à un examen environnemental conforme au *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement*, afin de déterminer la possibilité et l'éventuelle gravité d'incidences environnementales négatives susceptibles de découler des demandes d'installations, de licences d'exportation et d'ordonnances en vertu de l'article 71 de la Loi étudiées au cours de l'audience GH-5-89. À l'issue de son examen, l'Office a déterminé que les incidences environnementales et les effets sociaux directs qui sont ensemble associés aux propositions seraient négligeables ou atténuables à l'aide des techniques connues.

1.4 Structure des Motifs de décision

Lors de l'audience GH-5-89, l'Office a étudié la demande d'installations présentée par TransCanada en vertu de la partie III de la Loi et les quinze demandes d'exportation en vertu de la partie VI de la Loi. Le fait de regrouper l'examen de ces demandes en une seule audience a permis de procéder avec plus d'efficacité, car les éléments de preuve communs aux deux types de décision n'avaient qu'à être examinés une seule fois. Plus spécifiquement, l'Office a tenu compte des données présentées par les demandeurs de licences d'exportation dans son évaluation de l'approvisionnement et des marchés étayant la demande d'installations, ainsi que pour déterminer l'intérêt public de chaque demande d'exportation.

L'utilisation de données communes à l'appui des demandes en vertu de la partie III et de celles en vertu de la partie VI n'a pas empêché l'Office d'arriver de façon distincte à ses décisions sur ces demandes. Le caractère indépendant des décisions est conforme aux différents critères utilisés par l'Office dans l'examen de demandes pour des certificats et pour des licences d'exportation.

Sur ce plan, la manière de procéder par regroupement qu'a utilisée l'Office pour l'audience GH-5-89 ne s'écarte pas sur le fond du processus qui aurait été suivi si la demande d'installations et les demandes d'exportation avaient été instruites séparément. En fait, au cours de cette audience, ce ne sont pas toutes les expéditions à l'exportation à l'appui de la demande d'installations qui faisaient l'objet d'un examen en vertu de la partie VI de la Loi, car on avait déjà obtenu des licences d'exportation dans certains cas. Cependant, même alors, on a entrepris de réexaminer et de mettre à jour la preuve déjà présentée sur l'approvisionnement et le marché, en raison de sa pertinence dans le cadre de la partie III. De plus, une conclusion positive à l'égard d'une demande en vertu de la partie VI ne signifie pas que l'Office trouvera les installations d'utilité publique ou qu'il délivrera une ordonnance en vertu des paragraphes 71(2) ou 71(3) de la Loi.

L'examen et les décisions de l'Office relativement aux demandes étudiées lors de l'audience GH-5-89 et présentées au volume 3 des présents Motifs se présentent comme suit.

Chapitre(s)

Questions de la partie VI

Généralités 2
Demandes spécifiques 3-17

Questions de la partie III

Résumé de la demande de TransCanada 18
Approvisionnement 19
Besoins 20
Modalités contractuelles et répartition du risque 21
Installations 22
Utilisation des terrains et environnement 23
Faisabilité économique 24
Utilité publique 25

Questions de la partie IV

Demandes en vertu de l'article 71 26
Traitement tarifaire des dépassements de coûts 27
Traitement comptable des compresseurs réformés 28

QUESTIONS DE LA PARTIE VI

Chapitre 2
Demandes de licence d'exportation en vertu de la partie VI

2.1 Demandes

Pendant l'audience GH-5-89, l'Office a examiné 15 demandes de licence d'exportation de gaz, produites par les sociétés suivantes:

1. Brymore Energy Ltd. (≪Brymore≫), à titre de mandataire de la société de personnes pour Pawtucket Power Associates Limited Partnership (≪Pawtucket»);

2. Canadian Occidental Petroleum Limited («Can Oxy»);

3. Encogen Four Partners L.P. (≪Encogen»);

4. Esso Ressources Canada Limitée (≪Esso»);

5. FSC Resources Limited («FSC≫);

6. Fulton Cogeneration Associates («Fulton≫);

7. Indeck Gas Supply Corporation/Indeck Corinth («Indeck Corinth≫);

8. Indeck Gas Supply Corporation/Indeck-Ilion («Indeck-Ilion»);

9. JMC Selkirk Inc. («Selkirk»);

10. Kamine Carthage Cogen Co., Inc. et Beta Carthage Inc. (≪Kamine Carthage»);

11. Kamine South Glens Falls Cogen Co., Inc. et Beta South Glens Falls Inc. (≪Kamine South Glens Falls»);

12. New England Power Company (≪NEP≫);

13. ProGas Limited («ProGas≫);

14. Unigas Corporation (≪Unigas»), et

15. Western Gas Marketing Limited (≪WGML≫).

Le tableau 2-1 présente un sommaire de chacune des demandes de licence d'exportation étudiées lors de l'audience GH-5-89.

2.2 Méthode axée sur les conditions du marché

Lorsqu'il examine une demande qui vise l'obtention d'une licence autorisant l'exportation de gaz, l'Office doit, conformément à l'article 118 de la Loi, tenir compte de tous les facteurs qui lui semblent pertinents. En particulier, l'Office doit s'assurer que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent sur les besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard à l'orientation des découvertes.

Pour satisfaire aux exigences de l'article 118 de la Loi, l'Office s'appuie sur sa méthode axée sur les conditions du marché. L'exposé qui suit de la méthode axée sur les conditions du marché employée par l'Office est de nature générale et s'applique à chacune des demandes d'exportation entendues lors de l'audience GH-5-89.

La méthode axée sur les conditions du marché comporte notamment l'examen des facteurs suivants:

- les plaintes déposées, s'il y a lieu;
- une évaluation de l'incidence de l'exportation ("ÉIE"), et
- tout autre facteur que l'Office juge pertinent dans l'établissement de la conformité à l'intérêt public.

2.2.1 Méthode d'intervention en fonction des plaintes

Lorsqu'une demande de licence d'exportation de gaz est présentée à l'Office, les parties intéressées ont l'occasion d'examiner les divers éléments de la proposition. Les utilisateurs canadiens de gaz peuvent alors s'opposer à l'exportation s'ils ne peuvent obtenir par contrat des approvisionnements en gaz à des conditions semblables, notamment le prix, à celles prévues pour l'exportation proposée.

Tableau 2-1
Sommaire des licences visées par la demande
GH-5-89

	Demandeur	Acheteur (type de marché)	Durée	Point d'exportation	Quantités maximales visées par la demande Quotidienne 10^3m^3 (10^6pi^3)	Annuelle 10^6m^3 (10^9pi^3)	Pour la durée 10^6m^3 (10^9pi^3)
1.	Pawtucket	Pawtucket (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2011	Iroquois (Ontario)	362,5 (12,8)	132,4 (4,7)	2 648,0 (93,5)
2.	Can Oxy	LICLP (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Niagara Falls (Ontario)	433,4 (15,3)	158,2 (5,6)	2 373,0 (83,8)
3.	Encogen	Encogen (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Chippawa (Ontario)	424,9 (15,0)	155,1 (5,5)	2 326,6 (82,1)
4.	Esso	BGC (approvision-nement de réseau)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Iroquois (Ontario)	991,5 (35,0)	362,0 (12,8)	5 432,0 (191,8)
5.	FSC	FSC (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Niagara Falls (Ontario)	453,0 (16,0)	165,3 (5,8)	2 480,2 (87,6)
6.	Fulton	Fulton (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2005	Chippawa (Ontario)	326,2 (11,5)	119,0 (4,2)	
					160,0 (5,7)	58,4 (2,1)	
							1 424,0 (50,3)
7.	Indeck Corinth	Indeck Services Corinth (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Chippawa (Ontario)	459,0 (16,3)	168,0 (6,0)	2 439,0 (86,6)

Demandeur	Acheteur (type de marché)	Durée	Point d'exportation	Quantités maximales visées par la demande Quotidienne 10^3m^3 (10^6pi^3)	Annuelle 10^6m^3 (10^9pi^3)	Pour la durée 10^6m^3 (10^9pi^3)
8. Indeck-Ilion	Indeck Services Ilion (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Chippawa (Ontario)	210,0 (7,5)	73,0 (2,6)	852,0 (30,2)
9. Selkirk	Selkirk (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 avril 2007	Iroquois (Ontario)	651,5 (23,0)	237,8 (8,4)	3 685,9 (130,1)
10. Kamine Carthage	Kamine/Besicorp Carthage L.P. (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Chippawa (Ontario)	402,2 (14,2)	139,5 (4,9)	2 093,7 (74,0)
11. Kamine South Glen Falls	Kamine/Besicorp South Glenn Falls L.P. (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Emerson (Manitoba)	402,2 (14,2)	139,5 (4,9)	2 093,7 (74,0)
12. NEP	NEP (production d'électricité)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Iroquois (Ontario)	1 700,0 (60,0)	621,0 (21,9)	9 308,0 (328,5)
13. ProGas	MASSPOWER (centrale de cogénération)	1er nov. 1991 - 31 oct. 2006	Iroquois (Ontario)	708,2 (25,0)	258,2 (9,1)	4 800,4 (170,0)
14. Unigas	RG&E (approvisionnement de réseau)	10 ans après le début des livraisons garanties	Chippawa (Ontario)	453,2 (16,0)	165,5 (5,8)	1 654,2 (58,7)
15. WGML	Elizabethtown (approvisionnement de système)	15 ans après le début des livraisons garanties	Niagara Falls (Ontario)	283,0 (10,0)	103,7 (3,7)	1 552,0 (54,8)

Aucune plainte n'a été déposée à l'égard des demandes de licence d'exportation étudiées lors de l'audience GH-5-89.

2.2.2 Évaluation de l'incidence de l'exportation

L'ÉIE a comme objet d'aider l'Office à déterminer si une exportation proposée aurait comme effet probable de causer des difficultés aux Canadiens à satisfaire leurs besoins énergétiques futurs à de justes valeurs marchandes. Lorsque l'on a commencé à utiliser la méthode axée sur les conditions du marché, chaque demandeur d'une licence d'exportation devait produire une ÉIE, dans laquelle on évaluait l'incidence de l'exportation proposée sur la demande, les prix et les approvisionnements intérieurs en gaz naturel et l'aptitude des marchés énergétiques canadiens à s'adapter sans difficulté à ces changements.

À la suite d'une revue des exigences de production d'ÉIE effectuée à l'automne de 1989, l'Office a décidé qu'il conserverait l'ÉIE dans sa méthode axée sur les conditions du marché, mais qu'il effectuerait sa propre évaluation sans lien avec un projet spécifique. Les demandeurs peuvent maintenant choisir d'utiliser l'analyse de l'Office ou encore de préparer et présenter leur propre analyse, en vue de la discussion afin de déterminer si les exportations proposées entraîneraient des difficultés d'adaptation pour les marchés énergétiques canadiens.

Par conséquent, on a demandé à chaque participant à l'audience GH-5-89 d'aviser l'Office et les parties intéressées s'il avait l'intention d'utiliser la plus récente ÉIE de l'Office ou de présenter sa propre ÉIE.

Les sociétés suivantes ont adopté l'ÉIE de l'Office:

- Encogen,
- FSC,
- Fulton,
- Indeck Corinth,
- Indeck-Ilion,
- Selkirk,
- Kamine Carthage,
- Kamine South Glens Falls,
- ProGas,
- Unigas, et
- WGML.

Les sociétés suivantes ont présenté leur propre ÉIE:

- Pawtucket,
- Can Oxy,
- Esso, et
- NEP.

Les sociétés qui ont présenté leur propre ÉIE ont avancé que leurs volumes d'exportation respectifs étaient trop minimes par rapport à la situation canadienne globale de l'offre et la demande pour avoir une incidence sensible sur les marchés du gaz naturel. L'Office convient de l'analyse par ces entreprises de l'incidence de leurs exportations proposées sur les marchés canadiens du gaz naturel. Néanmoins, l'Office a examiné le volume total annuel de 3 059 $10^6 m^3$ (108 $10^9 pi^3$) visé par des demandes en vertu de la partie VI lors de l'audience GH-5-89, pour conclure que dans leur ensemble, les volumes en question se situent dans les limites définies par l'ÉIE la plus récente de l'Office (Motifs de décision, Modification proposée aux exigences de dépôt d'évaluations de l'incidence des exportations, novembre 1989).

Sur ce plan, l'Office est d'avis que les volumes visés par les demandes d'exportation auraient une faible incidence sur la production, la consommation et le prix du gaz au Canada et que les utilisateurs canadiens d'énergie n'éprouveraient pas de difficulté à répondre à leurs besoins énergétiques futurs en conséquence de l'exportation proposée. L'Office estime également que les acheteurs canadiens de gaz naturel n'auront pas de difficulté réelle à s'adapter aux forces du marché qu'influencerait l'autorisation de ces exportations.

2.2.3 Autres facteurs d'intérêt public

En plus de la méthode d'intervention en fonction des plaintes et de l'ÉIE décrites ci-dessus pour déterminer si le gaz que l'on propose d'exporter représente un excédent, l'Office continue, comme l'exige l'article 118 de la Loi, d'étudier

tous les autres facteurs qu'il estime pertinents pour décider si une exportation proposée va dans le sens de l'intérêt public.

Habituellement, ces facteurs peuvent se classer en deux catégories, soit a) l'approvisionnement en gaz et b) le marché, les dispositions commerciales et la situation réglementaire. Cette liste de facteurs que l'Office peut juger pertinents est présentée à titre d'exemple et ne se veut pas complète. L'Office accorde cependant beaucoup d'importance aux données présentées par les demandeurs de licence d'exportation conformément au *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)* (≪Règlement (partie VI)»). Ces données servent à l'évaluation de l'intérêt public d'une proposition et c'est au demandeur qu'il incombe de persuader l'Office, à partir des documents produits, que sa proposition est sérieuse et suffisamment avancée pour justifier la délivrance d'une licence.

2.2.3.1 Approvisionnement en gaz

L'Office analyse les modalités d'approvisionnement prévues par le demandeur, ce qui l'aide à déterminer si l'exportation proposée est conforme à l'intérêt public. Dans son évaluation de l'approvisionnement en gaz, l'Office examine les contrats d'approvisionnement, détermine si les réserves et la capacité de production sont toutes deux adéquates pour permettre les exportations visées par la demande et vérifie la situation des autorisations provinciales d'acheminement de l'énergie.

L'approche de l'Office à l'endroit de l'analyse de l'approvisionnement est décrite à l'annexe II des présents Motifs.

2.2.3.2 Marché, dispositions commerciales et situation réglementaire

L'Office passe en revue le marché, les dispositions commerciales et la situation réglementaire sur lesquels repose un projet, pour l'aider à déterminer si les exportations proposées sont conformes à l'intérêt public.

Dans l'audience GH-5-89, les marchés d'utilisation ultime se classaient en trois types, soit les ventes à des sociétés de distribution locale (≪SDL≫), les ventes à des centrales de cogénération et les ventes à des services publics pour la production d'électricité. L'analyse par l'Office et les intervenants de ces types de marchés au cours de l'audience a porté entre autres sur les aspects suivants:

- dans le cas d'exportations destinées à l'approvisionnement de réseau de SDL, on tenait compte notamment des besoins courants et prévus des SDL, de leur portefeuille d'approvisionnement et du rôle de l'approvisionnement en gaz canadien dans ce portefeuille;

- dans le cas d'exportations destinées à des centrales de cogénération, soit des installations produisant de l'énergie électrique et thermique à des fins commerciales ou industrielles, l'analyse de l'Office comprend un examen de la chaîne contractuelle, du contrat de vente de gaz jusqu'aux contrats électriques et thermiques. Sur ce plan, les parties ont examiné la situation du financement du projet, les calendriers de construction et l'attestation de centrale admissible (≪CA») de cogénération (on définit les critères d'attestation de CA à l'annexe III des présents Motifs de décision), et

- dans le cas d'exportations en vue d'approvisionner les centrales d'un service public, soit des centrales thermiques et (ou) des centrales à cycle combiné, l'examen portait notamment sur les besoins actuels et futurs en électricité du service public, ses contrats établis d'achat d'électricité, sa capacité actuelle et prévue de production d'électricité et les proportions et prix des combustibles de production utilisés par le service public.

Pour chaque type de marché d'utilisation ultime, l'examen comportait l'étude, entre autres éléments, du facteur de charge prévu pour le débit de l'exportation proposée et de la situation de l'ensemble des autorisations réglementaires pertinentes au Canada et aux États-Unis.

L’examen des contrats commerciaux par l’Office vise notamment plusieurs éléments que le demandeur est tenu de présenter en vertu du Règlement (partie VI) ou d’une demande de renseignements de l’Office ou d’un intervenant présentée en cours d’audience. Ces éléments comprennent entre autres:

- la situation des modalités de transport en amont et en aval avec, dans la mesure du possible, tous les contrats de transport, dans leur forme définitive ou sous forme de contrats précédents;
- les contrats conclus par le vendeur canadien et l’acheteur américain, y compris les contrats signés;
- toute modalité de revente s’effectuant passé le point de vente transnational, lorsque de tels arrangements exercent un effet direct sur le contrat de vente international, y compris la production de ces contrats en aval, et
- dans le cas de ventes à une centrale de cogénération, les obligations contractuelles liant la centrale de cogénération aux acheteurs d’électricité et de vapeur.

Dans son examen des contrats de vente de gaz conclus entre le vendeur canadien et l’acheteur américain, l’Office, dans ses délibérations en vertu de la partie VI, a déterminé les points suivants:

- si les contrats permettront probablement de recouvrer les frais connexes de transport provincial et interprovincial au Canada;
- si les contrats comportent des dispositions permettant des rajustements en fonction des fluctuations du marché pendant la durée du contrat;
- si les contrats assurent la prise probable des volumes visés, et
- si les contrats ont obtenu l’appui du ou des producteur(s) canadien(s) approvisionnant le projet d’exportation.

En ce qui a trait au deuxième des facteurs susmentionnés, celui de la sensibilité du contrat à l’évolution du marché, l’Office réalise que dans certains cas des contrats sont attrayants pour les parties en cause, malgré une absence de souplesse. Dans l’application de ce critère, l’Office part du principe que lorsque des contrats sont négociés librement et sans lien de dépendance, il vont dans le sens de l’intérêt public comme de l’intérêt privé.

2.2.4 Opinions des intervenants

Union a soulevé quatre domaines généraux de préoccupation à l’égard des demandes en vertu de la partie VI. Il s’agissait du caractère prématuré de certaines demandes d’exportation, de la preuve sur les marchés requise d’un demandeur en vertu de la partie VI, de la preuve sur l’approvisionnement en gaz présentée sous forme de contrats de mise en valeur à l’appui de certaines demandes en vertu de la partie VI et des garanties de prise en vertu de contrats de vente de gaz. De plus, Union a demandé des éclaircissements sur l’approche que l’Office avait l’intention d’adopter à l’égard de sa séparation de l’examen des questions relevant respectivement de la partie III et de la partie VI lors de l’audience GH-5-89 et d’audiences futures, en demandant à l’Office d’ajouter ses raisons à ses décisions afin d’aider les parties à se préparer à de futures audiences en vertu de la partie VI.

Sur le plan du caractère prématuré de certaines demandes, Union était d’avis que si l’Office devait entendre une demande prématurée, c’est-à-dire incomplète, cela soulèverait des problèmes de procédure, en plus de rendre considérablement difficile le respect par l’Office de ses propres exigences concernant les audiences publiques. Union a suggéré que les demandes devraient être relativement complètes afin de permettre l’examen le plus exhaustif possible

lors de l'audience publique. De plus, Union a suggéré qu'il ne serait pas approprié de tenir compte de pièces justificatives non disponibles en cours d'audience, à présenter après délivrance de la licence.

Union a proposé deux règles afin d'empêcher l'examen futur de demandes prématurées. En premier lieu, avant qu'une demande ne puisse être présentée en audience, elle devrait être bien avancée, c'est-à-dire que tous les contrats nécessaires devraient être signés et produits dans leur forme définitive. Ces contrats comprendraient le contrat de vente à l'exportation, les contrats de transport en aval ou, à tout le moins, des contrats précédents et, le cas échéant, des contrats connexes à l'appui de la demande, par exemple des contrats de vente d'électricité et de vapeur dans le cas de centrales de cogénération. Union a déclaré que les renseignements produits devraient suffire à l'Office pour déterminer qu'il existe une probabilité raisonnable que le gaz serait acheminé dans un délai relativement bref après la clôture de l'audience. Union a défini cette période comme représentant de huit à douze mois pour la plupart des projets.

Union a proposé comme seconde règle que l'Office établisse des dates limites raisonnables pour que les demandeurs produisent tous les documents justificatifs dans leur forme définitive, en ne permettant que des modifications ou corrections mineures après cette date. Union a proposé que cette date limite soit antérieure à celle imposée aux intervenants pour produire des demandes de renseignements.

Union a également exprimé sa préoccupation à l'égard des demandes liées à un marché spécifique, c'est-à-dire l'existence d'un lien contractuel défini entre le vendeur canadien et le marché d'utilisation ultime. Union a demandé à l'Office de préciser s'il modifiait ses exigences en matière de production de données sur le marché en vertu de la partie VI. Union a également demandé des précisions pour savoir si l'Office était prêt à délivrer des licences d'exportation visant des durées et des volumes sans l'appui d'un approvisionnement en gaz établi, en particulier lorsque l'exportation exige de nouvelles installations. Sur ce plan, Union a soulevé la question du lien entre l'analyse de l'approvisionnement en gaz à partir de la preuve produite en vertu de la partie VI et de celle produite en vertu de la partie III.

Quant à la question des garanties contractuelles de prise pour des exportations proposées, Union préconisait l'imposition d'exigences minimales de volume en vertu du contrat de vente, par exemple au moyen de dispositions de prise obligatoire, et (ou) l'interdiction contractuelle de remplacement de l'approvisionnement en gaz. Union estimait que la présence d'une simple obligation de payer les frais liés à la demande n'offrirait pas une garantie adéquate de l'acheminement effectif des volumes visés par une licence d'exportation et de l'utilisation soutenue d'installations qu'il faudrait construire.

Consumers' a exprimé des préoccupations rejoignant celles d'Union, à propos de l'exigence voulant que chacun des projets à l'appui d'une expansion proposée des installations soit arrivé à maturité à la conclusion de l'audience publiée. Consumers' a également déclaré qu'en plus de critères habituels de la partie VI, l'Office devrait tenir compte de facteurs spécifiques au projet pour la détermination de la faisabilité économique dans son évaluation de demandes de licence en vertu de la partie VI. Consumers' était d'avis que les mêmes critères devraient s'appliquer à l'examen de demandes de la partie VI exigeant une expansion des installations qu'aux demandes de la partie III.

Consumers' s'opposait au recours à des conditions dans un certificat ou une licence à titre de moyen d'obtenir des éléments de preuve à l'appui d'une demande après la clôture d'audiences publiques, parce que de tels éléments ne pouvaient pas faire l'objet d'un examen en profondeur. Consumers' se préoccupait également du fait que même si les exigences de production en vertu de la partie VI étaient bien connues, on ne savait pas clairement quelle importance relative l'Office accordait aux divers éléments de son analyse d'une demande de la partie VI, ni la profondeur de cette analyse. Consumers' a déclaré qu'en l'absence de ces renseignements, un intervenant pouvait difficilement déterminer jusqu'à quel point il devait examiner la documentation produite et, en fait, s'il était même nécessaire de revenir sur ces documents, compte tenu de la possibilité que l'Office ne trouve pas ces éléments utiles ou ne se serve pas de son

évaluation pour consentir à une demande ou la rejeter. Consumers' a demandé à l'Office de préciser si un examen en profondeur, comme ceux qu'effectuent actuellement certains intervenants, produisait des renseignements utiles à l'Office et si cette pratique devait être maintenue. Sur ce plan, Consumers' proposait à l'Office de communiquer à toutes les parties les normes et critères qu'il utilise dans l'évaluation des demandes de la partie VI.

Consumers' a également exprimé sa préoccupation à l'endroit de conditions spécifiques des divers contrats produits à l'appui de demandes de la partie VI. Elle s'inquiétait des dispositions de redétermination du prix sans arbitrage obligatoire et des dispositions de certains contrats permettant la réduction des achats ou accordant le droit unilatéral de réduire la quantité contractuelle journalière («QCJ») de contrats d'approvisionnement. Consumers' a déclaré que l'on devrait produire des contrats ou des contrats précédents pour chaque maillon de la chaîne de transport. Consumers' estimait que les contrats de vente d'électricité et de vapeur des projets de cogénération devraient également être produits dans leur forme définitive. Finalement, sur la question des autorisations réglementaires, Consumers' était d'avis que le processus d'examen réglementaire devrait être en bonne voie d'achèvement au moment où l'on entend une demande et qu'à tout le moins, les demandeurs devraient prouver que les demandes pertinentes ont été produites et que le processus d'ensemble est suffisamment avancé pour donner aux parties une idée assez claire de la probabilité d'obtention des autorisations.

2.2.5 Opinion de l'Office

Le Règlement (partie VI) définit les exigences de production relatives aux demandes en vertu de la partie VI, auxquelles s'ajoutent les exigences de production relatives à la méthode axée sur les conditions du marché. Sur ce plan, l'Office relève qu'idéalement, toutes les demandes produites en vertu de la partie VI seraient absolument complètes et respecteraient toutes les exigences de production. L'Office réalise cependant que dans certains cas, les restrictions de temps et autres font qu'il est difficile pour un demandeur de produire des contrats et des autorisations dans leur version définitive.

Compte tenu de ces facteurs, l'Office a donc appliqué avec une certaine souplesse les exigences de production à l'égard de demandes de licence d'exportation et dans certains cas, l'Office a étudié des demandes en vertu de la partie VI que l'on pourrait considérer incomplètes. Toutefois, lorsque des contrats signés définitifs ne sont pas disponibles, l'Office exige une explication de la situation des documents qui manquent encore. Parfois, l'on accepte des contrats pro forma afin de donner à toutes les parties une idée claire de la forme définitive que prendront les contrats et de leur permettre d'examiner les modalités contractuelles proposées.

Malgré ces éléments de souplesse, l'Office, à cause du rôle qu'il joue dans la méthode d'intervention en fonction des plaintes, exige sans exception que les contrats de vente à l'exportation, ou un accord exécutoire conclu sans lien de dépendance entre le vendeur et l'acheteur, accompagnent dans leur forme signée et définitive la demande de licence d'exportation. L'Office a déjà accepté des contrats précédents signés accompagnés de contrats de vente pro forma, mais seulement dans des situations exceptionnelles et sans intention de créer un précédent pour les audiences futures.

L'Office peut même décider, bien que rarement, d'autoriser une demande d'exportation en l'absence de certains contrats définitifs, s'il est d'avis que les modalités d'exportation ont fait l'objet d'une explication adéquate. Dans un tel cas, il peut assortir la licence de conditions prévoyant la conformité aux modalités d'approvisionnement et de marché produites en preuve à l'audience. De plus, dans l'examen d'une présentation d'un demandeur effectuée en conformité d'une condition de sa licence, l'Office peut, s'il le juge nécessaire, procéder à son examen par audience publique, pour donner aux parties intéressées l'occasion de faire connaître leur opinion.

Finalement, l'Office comprend les préoccupations de Consumers' et d'Union à l'égard de la preuve touchant la chaîne contractuelle et la garantie de prise. L'Office a l'intention d'aborder plus en détail ces questions dans un proche avenir.

2.3 Dispositions de temporisation

Dans la délivrance d'une licence d'exportation, l'Office a généralement comme pratique de fixer une durée initiale relativement brève au cours de laquelle, si l'exportation de gaz commence, la licence prend effet pour l'entière durée approuvée par l'Office. Cette condition s'appelle une disposition de temporisation, parce que la licence expirerait si les exportations ne commençaient pas au cours d'une période de temps définie. L'inclusion d'une disposition de temporisation a comme objet de limiter les licences en instance à celles en vertu desquelles le gaz est acheminé dans un délai raisonnable après la décision. L'Office a questionné chaque demandeur sur le caractère acceptable d'une disposition de temporisation dans la licence demandée et chacun des demandeurs a accepté une telle disposition.

Chapitre 3
Brymore Energy Ltd. à titre de mandataire de la société de personnes Pawtucket Power Associates Limited

3.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 1er août 1989, Brymore, à titre de mandataire de Pawtucket, a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	du 1er novembre 1991 au 31 octobre 2011.
Point d'exportation	-	près d'Iroquois (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	363 10^3 m^3 (12,8 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	132 10^6 m^3 (4,7 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	2 648 10^6 m^3) (93,5 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz proposé à l'exportation serait produit en Alberta et au Yukon à partir de réserves établies contrôlées par Columbia Gas Development of Canada Ltd. («Columbia») et Opinac Exploration Limited («Opinac»).

Le gaz provenant du Yukon serait traité en Colombie-Britannique et transporté par le réseau de Westcoast Energy Inc. («Westcoast») jusqu'à celui de NOVA Corporation of Alberta («NOVA»). NOVA livrerait le gaz à TransCanada à Empress (Alberta) et TransCanada acheminerait le gaz jusqu'à la frontière internationale, près d'Iroquois (Ontario). Le gaz serait ensuite transporté par les réseaux des sociétés Iroquois Gas Transmission System («IGTS»), Tennessee Gas Pipeline Company («Tennessee») et Valley Gas Company («Valley Gas») pour être finalement livré à la centrale de cogénération de Pawtucket.

La centrale de cogénération vendrait sa production d'électricité à NEP et sa production de vapeur à Colfax Inc. («Colfax»). Elle serait construite à côté de l'usine Colfax à Pawtucket (Rhode Island).

3.2 Approvisionnement en gaz

3.2.1 Contrats d'approvisionnement

Pawtucket a signé des contrats avec deux producteurs, Columbia et Opinac. En vertu de ces contrats, des réserves spécifiques sont affectées à la production de QCJ. En sus de ces réserves, des avenants aux contrats prévoient l'affectation de réserves en succession pendant la durée des contrats afin d'assurer les besoins en gaz.

Le contrat avec Columbia fournit 68 % de l'approvisionnement pour l'exportation proposée. Le contrat permet à Columbia de réduire sa QCJ, en tout ou en partie, avec un préavis de deux ans après les trois premières années du contrat.

Brymore gère et administre l'approvisionnement en gaz et le transport de ce gaz pour Pawtucket. L'entente entre Pawtucket et Brymore prévoit que cette dernière assurera les volumes de Columbia et Opinac sur la base d'efforts «raisonnables» à partir d'approvisionnements dont elle dispose à titre de revendeur et obtiendra à contrat les quantités additionnelles, à court ou à long terme, dont a besoin Pawtucket.

Les contrats entre Pawtucket et les deux producteurs sont décrits plus en détail dans la section 3.3.3 des présents Motifs.

3.2.2 Réserves

Le tableau 3-1 indique que l'estimation par l'Office des réserves actuellement affectées est inférieure de 6 % à celle de Pawtucket. Les estimations de l'Office et de Pawtucket sont respectivement de 21 % et de 16 % inférieures au volume visé par la demande.

Les estimations divergentes des réserves proviennent de différences dans l'interprétation des paramètres du gisement Willesden Green Viking et de plusieurs gisements plus petits. Le gisement Willesden Green Viking compte pour 33 % de l'écart total entre les estimations. L'estimation par l'Office de la production nette moyenne de ce gisement est inférieure de 22 % à celle de Pawtucket et la délimitation du gisement est plus modeste que celle qu'utilise Pawtucket. L'estimation par l'Office des autres petits gisements expliquant le reste de l'écart est également inférieure à celle de Pawtucket, à cause d'une différence à la baisse de la production nette et de la superficie de drainage.

L'analyse effectuée par l'Office révèle que les réserves de gaz de Pawtucket sont contenues dans 39 réservoirs de gaz situés dans 14 gisements en Alberta et un gisement au Yukon. Les réservoirs se trouvent principalement dans les régions crétacées inférieures, jurassiques et dévoniennes. 26 % des réserves affectées de Pawtucket font partie des gisements Evansburg et Willesden Green en Alberta et 26 % du gisement Kotaneelee au Yukon.

En bref, l'estimation par l'Office des réserves actuellement affectées est légèrement inférieure à celle de Pawtucket et de beaucoup inférieure au volume visé par la demande. Pawtucket a mentionné que les producteurs avaient consenti à affecter d'autres réserves en succession pour assurer un approvisionnement suffisant

3.2.3 Capacité de production

La figure 3.1 présente une comparaison des estimations par l'Office et par Pawtucket de la capacité de production avec les besoins visés par la demande.

L'estimation par Pawtucket de la capacité de production à partir de ses réserves actuellement affectées a été calculée selon un facteur de charge de 100 % et représente la configuration optimale, sur le plan technique ou économique, pour les installations de traitement. Pawtucket a estimé que l'affectation actuelle de ses réserves représente une capacité de production suffisante pour répondre à l'ensemble des besoins pendant huit ans, après quoi des avenants aux contrats d'achat de gaz avec Columbia et Opinac prévoient un approvisionnement supplémentaire par l'affectation d'autres réserves.

Pawtucket a indiqué que Columbia et Opinac sont deux sociétés d'exploration engagées activement dans des activités de forage et d'exploration de gisements de gaz naturel dans l'Ouest canadien. D'ici à ce que les réserves et la capacité de livraison se révèlent insuffisantes, les deux sociétés auront amplement le temps de mettre en valeur des réserves supplémentaires pour respecter les obligations contractuelles.

Columbia et Opinac ont toutes deux fourni un équilibre global entre l'offre et la demande. Selon ces données, Columbia pourrait répondre à l'ensemble de ses besoins jusqu'en 2005 mais Opinac ne pourrait répondre à ses besoins que jusqu'en 1998, en supposant qu'elle n'entreprenne pas d'autres activités de forage.

L'estimation par l'Office de la capacité de production des réserves affectées de Pawtucket indique également que Pawtucket peut répondre à l'ensemble de ses besoins pendant environ huit ans et qu'elle peut maintenir sa capacité de production à un niveau légèrement inférieur à ses besoins jusqu'en 2004. Après cette date, l'approvisionnement devient nettement insuffisant par rapport aux besoins visés par la demande. La projection par l'Office de la capacité de production suppose également un facteur de charge de 100%.

3.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

3.3.1 Marché

Le gaz proposé à l'exportation alimenterait une centrale de cogénération de 61,3 MW entièrement financée par Pawtucket et qui serait située sur un terrain de 3,3 acres loué de Colfax, près de Pawtucket (Rhode Island). La centrale serait alimentée entièrement par le gaz faisant l'objet de la demande, bien que le mazout n° 2 serait utilisé comme combustible de secours.

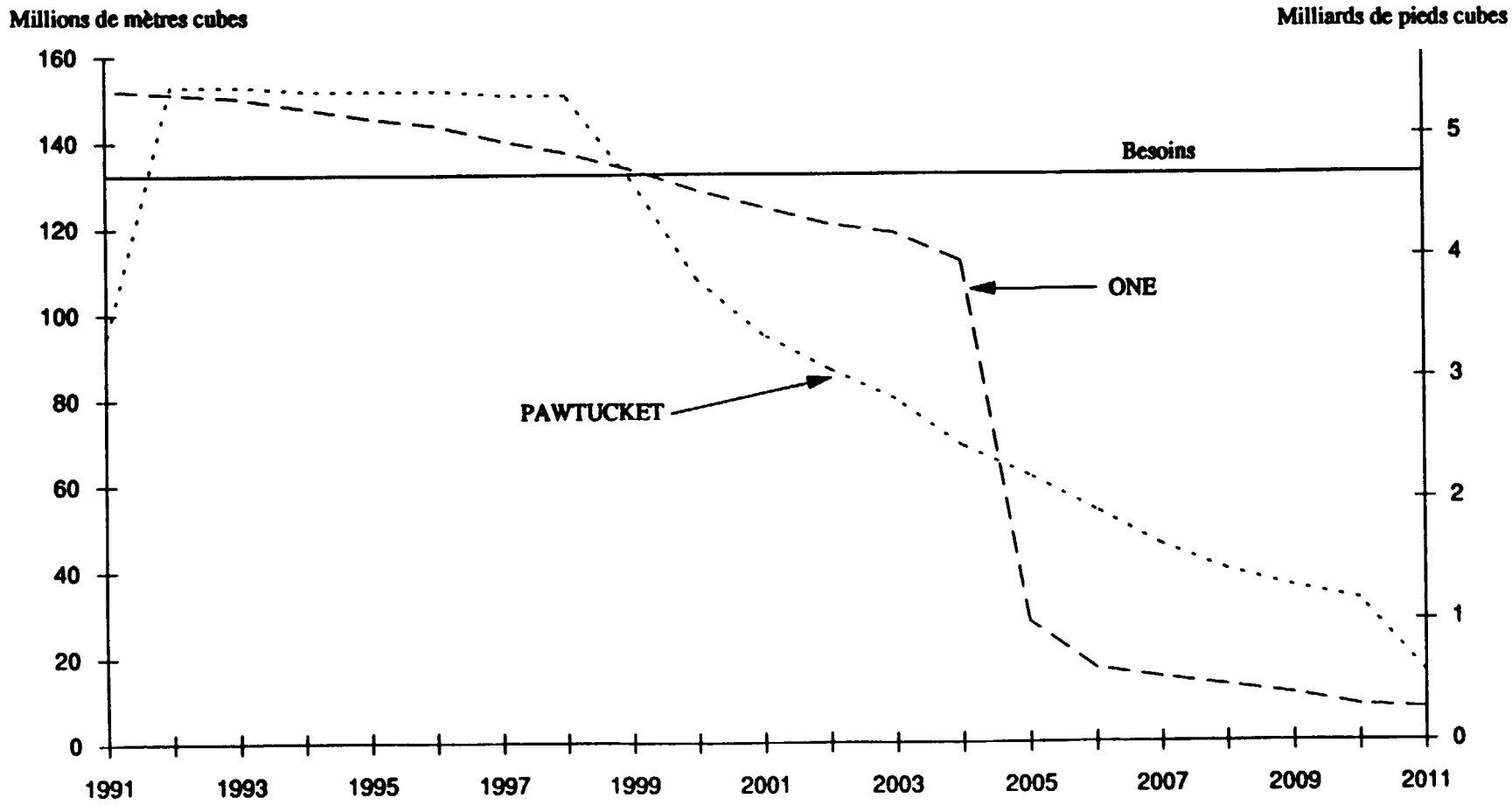
Tableau 3-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Pawtucket et du volume visé par la demande
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

Pawtucket[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande
2 236	2 096	2 648
(79)	(74)	(94)

1. Au 17 janvier 1990.
2. Au 31 décembre 1988.

Figure 3.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE DE PAWTUCKET



Pawtucket est une société de personnes constituée au Massachusetts dont l'associé commandité est EMI/Pawtucket Inc., elle-même une filiale à part entière d'Energy Management, Inc., un chef de file dans la mise en valeur de l'énergie en Nouvelle- Angleterre.

Colfax, l'acheteur de l'énergie thermique, est un fabricant de graisse et d'huile végétales pour les marchés de l'industrie et du détail. NEP, l'acheteur de l'électricité, est une société d'électricité en gros qui possède ses propres centrales dans les états du Massachusetts, du New Hampshire et du Rhode Island.

Les zones de service combinées des sociétés de détail affiliées au NEP ont une superficie de 11 655 km^2 (4 500 milles carrés), desservant une population totale d'environ 2,7 millions. Parmi les plus grandes villes, on compte Worcester (Massachusetts) et Providence (Rhode Island). NEP est membre du New England Electric Power Pool (≪NEPOOL»). NEPOOL coordonne la planification et l'exploitation des installations de production et de transport en vrac de ses 93 membres. Un taux de croissance annuelle de 1,8 % de la production d'électricité par NEP est prévu pour la période de 1989 à 2004.

La production de la centrale de cogénération serait engagée ou répartie librement, désignation qui pourrait être révisée chaque mois, et devrait fournir à NEP environ 788 400 MW.h d'électricité par année. La centrale sera située dans la zone de service de Blackstone Valley Electric mais elle sera raccordée à une filiale de NEP, Narragansett Electric, dont la zone de service se trouve à moins d'un km (0,6 mille) de Colfax.

En vertu d'une entente en date du 23 janvier 1990 avec Pawtucket, Brymore gérera et administrera les engagements de Pawtucket en matière de transport et d'approvisionnement en gaz pour une période de 20 ans. En vertu de cette entente, Brymore devra également trouver de nouveaux fournisseurs et apporter son aide au cours des négociations dans le cas où l'un ou l'autre des fournisseurs actuels, ou les deux, mettrait fin aux contrats de vente de gaz. Enfin, Brymore devra fournir des services d'appui en y consacrant des efforts suffisants.

Pawtucket a prévu un facteur de charge de 91 % pour cette installation car elle estime qu'elle se situerait en position assez élevée sur la courbe de répartition du NEPOOL et en raison du coût différentiel peu élevé du gaz et du bon rendement de cette centrale.

Brymore a le droit d'expédier du gaz si la capacité de transport n'est pas entièrement utilisée par Pawtucket une journée quelconque.

La centrale devrait être confiée à Pawtucket par Ebasco, Inc., l'entrepreneur du projet, vers le 25 décembre 1990.

Pawtucket a mentionné, dans son témoignage, qu'une licence d'une durée de 20 ans était nécessaire pour les raisons suivantes:

- Columbia et Opinac ont garanti qu'elles fourniraient les volumes de gaz pendant les 20 années complètes de la licence.

- Le contrat de vente d'électricité passé par Pawtucket, qui fournirait l'encaisse pour payer la composante-demande du transport, a une durée de 20 ans.

- Les contrats de transport précédents avec les réseaux pipeliniers canadiens et américains visant le gaz demandé ont tous une durée de service garanti pendant 20 ans.

- La centrale de Pawtucket a obtenu un financement à long terme s'étalant sur une période initiale de 15 ans. Pawtucket a soutenu que ce financement, ainsi que la nécessité d'attirer et de conserver des investissements en capital-actions, justifiaient le besoin d'une licence d'une durée de 20 ans, et

- Le permis d'importation du Department de l'Énergie/Office of Fossil Energy («DOE/FE») américain s'applique à la période complète de 20 ans.

Pawtucket a reconnu qu'elle avait présenté à l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta («OCREA») une demande de permis d'acheminement de 15 ans.

3.3.2 Transport

Le gaz proposé à l'exportation provenant du gisement Kotaneelee au Yukon serait expédié pour traitement à l'usine de gaz de Fort Nelson (Colombie-Britannique). Il serait alors transporté par Westcoast jusqu'à l'interconnexion avec NOVA à Gordondale (Alberta). NOVA transporterait ce gaz ainsi que celui provenant d'Alberta jusqu'à l'interconnexion avec TransCanada près d'Empress (Alberta) pour livraison à IGTS près d'Iroquois (Ontario). IGTS acheminerait le gaz jusqu'à l'interconnexion du réseau Tennessee à Schoharie County (New York). Valley Gas transporterait le gaz à partir de son interconnexion avec Tennessee près de Lincoln (Rhode Island)jusqu'à la centrale de cogénération.

Le 1er octobre 1989, Pawtucket a signé avec NOVA un contrat de service garanti de transport de 398 10^3 m^3/j (14,1 10^6 pi^3/j) pour une période de 20 ans à compter du 1er novembre 1991.

Le 1er mai 1989, Pawtucket et TransCanada ont passé, dans sa version modifiée, un contrat précédent de service de transport garanti de 360 10^3 m^3/j (12,7 10^6 pi^3/j). Le contrat entrera en vigueur au plus tôt le 1er novembre 1991 et prendra fin le 31 octobre 2011. Pawtucket a demandé de porter le volume journalier à 363 10^3 m^3/j (12,8 10^6 pi^3).

En tant qu'expéditeur sur les réseaux de NOVA et de TransCanada, Pawtucket serait responsable de la composante demande du transport associé à son gaz. En ce qui concerne le paiement de la composante-demande pour le réseau de TransCanada, Pawtucket a déclaré que dans l'éventualité où les commanditaires du projet éprouveraient des problèmes d'exploitation qu'ils seraient incapables de régler, les financiers assumeraient l'exploitation de l'installation et l'obligation de payer les frais fixes d'exploitation, y compris la composante-demande de TransCanada. NEP a également le droit, subordonné à celui des financiers, d'exploiter l'installation et d'assumer les frais fixes d'exploitation.

Un contrat de service garanti de transport sur les réseaux d'IGTS et de Tennessee d'une durée de vingt ans a été arrangé par Pawtucket en vertu de contrats précédents en date du 16 et du 14 décembre 1988 respectivement. Pawtucket a également signé un contrat de transport garanti hors-pointe avec Valley Gas en date du 27 mars 1990. En vertu de ce contrat, Valley Gas aurait le droit d'acheminer jusqu'à son propre réseau l'approvisionnement en gaz de Pawtucket pendant un maximum de 25 jours par année au cours des périodes de pointe. En échange, Valley Gas fournirait à Pawtucket une quantité équivalente de mazout n°2 en remplacement du gaz détourné.

Le raccordement du pipeline actuel de Valley Gas à la centrale de cogénération est déjà construit et il sera exploité par Pawtucket

Les additions aux installations des réseaux d'IGTS et de Tennessee ont été approuvées aux États-Unis par la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») le 14 novembre 1990.

3.3.3 Contrats de vente de gaz

Pawtucket a passé des contrats de vente de gaz avec Columbia et Opinac. Les deux contrats portent sur une durée de 20 ans à compter du plus tard du 1er novembre 1991 ou de la date à laquelle toutes les installations pipelinières nécessaires sont en place. Les deux contrats font l'objet de plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines, la conclusion définitive de tous les contrats

canadiens et américains de transport, l'approbation des contrats par certaines parties, la construction de la centrale dans les délais prescrits et l'établissement du financement du projet. Il a été noté que la date à laquelle les conditions précédentes devaient être satisfaites était changée pour le mois de novembre 1994.

Les contrats prévoient que les volumes non commandés par Pawtucket peuvent être vendus hors réseau.

La structure de détermination des prix de chaque contrat comprend uniquement une composante-produit. La composante-demande pour le transport relèverait directement de Pawtucket, étant donné qu'elle serait l'expéditeur tant sur le réseau de NOVA que celui de TransCanada.

D'autres dispositions propres à chaque contrat sont décrites ci-dessous.

3.3.3.1 Columbia Gas Development of Canada Ltd.

Pawtucket et Columbia ont passé un contrat en date du 27 avril 1989 qui prévoit la livraison journalière d'un maximum de 241 $10^3 m^3/j$ (8,5 10^6 pi^3/j) de gaz à l'admission du réseau de NOVA.

Si Pawtucket prend, en moyenne, moins que 70 % de la quantité journalière maximale («QJM») pendant deux ans, Columbia peut réduire la QJM, pour le restant de la durée du contrat, à 70 % des commandes réelles pendant la période de deux ans. Pawtucket s'est également engagée par contrat à prendre du gaz de Columbia au même pourcentage que celui des autres fournisseurs.

La composante-produit du prix fait l'objet d'un rajustement mensuel à partir d'un niveau de référence de 1,24 $ US/GJ (1,33 $ US/10^6 BU), en vigueur le 9 mars 1990. Les rajustements à la composante-produit seraient composés des changements au cours du disponible du mazout n°6 à teneur de 2,2 % en soufre livré au port de New York ,au coût moyen actuel du gaz acheté par Tennessee et au coût moyen pondéré du charbon livré à NEP. Les fluctuations de ces prix auraient un facteur de pondération respectif de 25, 50 et 25 %. Une diminution de la consommation du mazout à haute teneur en soufre par NEP entraînerait un rajustement de la formule.

Le prix estimatif en janvier 1990 à la frontière de l'Alberta fondé sur ces dispositions contractuelles était de 2,02 $ CAN par GJ (2,17 $ CAN par 10^6 BTU).

Le prix du contrat peut être renégocié tous les deux ans après les trois premières années de sa durée. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre sur un nouveau prix dans les trois mois, Columbia peut choisir le prix moyen pondéré à l'admission du réseau de NOVA payé par NEP et ses affiliés ou le prix moyen du marché en Alberta. En outre, l'une ou l'autre des parties peut également mettre fin au contrat deux ans après la date de la renégociation suivante. Il n'y a pas de disposition dans le contrat concernant l'arbitrage.

Le contrat permet aussi à Columbia de réduire la QJM, en tout ou en partie, avec un préavis de deux ans après les trois premières années du contrat.

3.3.3.2 Opinac Exploration Ltd.

Pawtucket et Opinac ont passé un contrat en date du 6 avril 1989 qui prévoit la livraison journalière d'un maximum de 170 $10^3 m^3$ (6,0 $10^6 pi^3$) de gaz à l'admission du réseau de NOVA.

Si les commandes de Pawtucket sont, en moyenne, inférieures à 70 % de la quantité journalière maximale («QJM») pendant deux ans, Opinac peut alors, pour le restant de la durée du contrat, réduire la QJM de la différence entre 70 % de la QJM et le pourcentage de la quantité effectivement commandée pendant ces deux années.

La composante-produit du prix fait l'objet d'un rajustement mensuel à partir d'un niveau de référence de 1,28 $ US/GJ (1,38 $ US/10^6 BTU). La composante-produit serait rajustée en fonction des fluctuations des mêmes prix de combustibles fossiles que ceux indiqués dans le contrat entre Pawtucket et Columbia. Toutefois, les pourcentages de pondération des prix du combustible s'établiraient à 25 pour le pétrole, 25 pour le gaz et 50 pour le charbon.

Le prix estimatif en janvier 1990 à la frontière de l'Alberta fondé sur ces dispositions contractuelles était de 2,25 $ CAN par GJ (2,41 $ CAN par 10^6 BTU).

Le prix du contrat peut être renégocié tous les cinq ans. Le nouveau prix devrait être comparable à celui des autres approvisionnements en régime de base, garantis à long terme, livrés à l'entrée des SDL au Connecticut, au Massachusetts et au Rhode Island, et permettre à la centrale de cogénération de fonctionner en régime de base. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre sur un nouveau prix avant une certaine date, le prix sera alors fixé selon la deuxième option susmentionnée jusqu à la conclusion d'une entente.

3.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente d'électricité de la centrale de cogénération s'effectuerait conformément a un contrat, dans sa version modifiée, entre Pawtucket et NEP. Le contrat d'électricité entrera en vigueur pour une durée initiale de vingt ans an à compter de la date de mise en exploitation et pourra être prolongé pendant une période additionnelle de cinq ans.

La production de la centrale de cogénération serait engagée ou répartie librement par détermination mensuelle de NEP, le New England Power Exchange («NEPEX») contrôlant le taux réel de répartition. Pawtucket s'attend à ce que l'usine fonctionne en régime de base, pour des critères d'efficacité et de coût marginal de répartition. NEPEX peut faire fonctionner l'usine à 85 % de sa capacité, y compris un maximum de 25 arrêts/démarrages annuellement. Le prix pour l'électricité produite comprend un tarif mensuel et des frais liés à l'énergie. Le prix du gaz à l'usine serait alors établi pour que l'usine fonctionne à 75 %. Le demandeur a déclaré que la composante-demande mensuelle est payée selon la disponibilité de l'usine sans égard à l'électricité produite. Si l'usine perdait son statut de CA, elle continuerait de fonctionner selon les règles de la FERC, mais à un tarif qui ne dépasse pas celui prévu au contrat d'achat d'électricité. Le transit n'est pas nécessaire pour l'électricité vendue de l'usine.

3.3.5 Contrat de vente d'Énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique serait conforme au contrat de services énergétiques en date du 31 mars 1987, dans sa version nouvelle et modifiée, entre Pawtucket et Colfax. Le contrat restera en vigueur pendant 25 ans à partir de la date de la mise en exploitation et pourra être prolongé. Colfax prendra une quantité minimale de vapeur pour permettre à l'installation de conserver son statut de CA. Le prix de la vapeur sera établi à 75 % des coûts évités du combustible pour chaudière de Colfax. Parmi ses obligations contractuelles, Pawtucket devra payer à Colfax des frais d'utilisateur. Si Pawtucket devait, en raison d'une panne d'équipement, fournir à Colfax de la vapeur à partir de sa chaudière auxiliaire, Colfax en paierait tous les frais. Si l'acheteur de la vapeur met fin au contrat, Pawtucket peut continuer d'utiliser l'emplacement pour vendre de l'énergie thermique à des tiers ou pour produire plus d'électricité à partir de la chaleur résiduelle.

3.3.6 Approbations réglementaires

Le 1er août 1989, Columbia et Opinac ont demandé à l'OCREA de leur accorder des permis d'acheminement de l'énergie pour la période du 1er novembre 1989 au 31 octobre 2004.

Pawtucket a indiqué que l'OCREA évaluait ces demandes et Pawtucket prévoyait que des permis d'acheminement de l'énergie seraient accordés à Columbia et Opinac dans les prochains mois.

L’acheminement par Columbia des volumes à partir du gisement Kotaneelee au Yukon ne requiert pas de permis.

Le DOE/FE américain a accordé à Pawtucket un permis d’importation le 15 novembre 1990 et la FERC l’a déclarée CA le 2 avril 1989.

3.4 Opinions des intervenants

Consumers’ et Union se sont opposées à la demande de licence d’exportation présentée par Pawtucket (et les parties connexes de la demande visée par des installations de TransCanada). La raison invoquée par Consumers’ était que 68 % du volume journalier visé par la demande de Pawtucket ne faisaient pas l’objet d’un contrat d’approvisionnement en gaz à long terme. Quant à Union, son opposition découlait de préoccupations liées à l’approvisionnement en gaz, aux garanties contractuelles de prise et au contrat de vente de gaz. Les opinions de Consumers’ et d’Union et la réponse de Pawtucket sont traitées ci-dessous.

Des préoccupations concernant la disposition 2.05 du contrat d’achat de gaz entre Pawtucket et Columbia étaient au coeur de l’argument de Consumers’. La disposition donne à Columbia le droit unilatéral de réduire les quantités contractuelles journalière et totale avec un préavis de deux ans après les trois premières années du contrat. Consumers’ a avancé que cette disposition fait de cet arrangement entre Pawtucket et Columbia un contrat à court terme. La société a en outre affirmé que, comme le mécanisme d’appui prévu au contrat de gestion entre Pawtucket et Brymore n’était pas garanti, l’arrangement entre Pawtucket et Columbia demeurait un contrat à court terme.

Union s’est dit préoccupée par la propre preuve de Pawtucket révélant qu’un manque de productibilité débuterait dans la huitième année du contrat de vingt ans. Union était également préoccupée par le fait que Pawtucket n’était pas engagée par contrat à prendre le gaz et que rien ne l’empêchait d’acheter un approvisionnement de remplacement. En outre, Union a soutenu que le contrat de vente de gaz devrait être considéré essentiellement comme un contrat renouvelable à court terme. À l’appui de son argument, Union a cité la disposition 2.05 susmentionnée et l’absence de dispositions contractuelles d’arbitrage exécutoire concernant la renégociation de prix.

Pawtucket, en réfutation des arguments de Consumers’ et Union selon lesquels le contrat serait à court terme, a concédé que la disposition 2.05 du contrat entre Pawtucket et Columbia habilite Columbia à baisser sa QCJ jusqu’à zéro, mais a fait valoir qu’il était extrêmement improbable que Columbia exerce cette option pour les raisons suivantes:

- le contrat ne peut être rompu pendant une durée initiale de cinq ans;
- Columbia a déclaré officiellement qu’elle traite l’exportation visée par la demande comme un engagement de vingt ans;
- les réserves initiales de Columbia affectées à ce projet sont suffisantes pour une période de plus de dix ans;
- Columbia n’exercerait son droit de réduire la QCJ que si elle trouvait un meilleur marché. Comme le contrat avec Pawtucket est fondé sur le marché,il serait difficile pour Columbia de trouver un meilleur marché, et
- l’état avancé du projet rend lui aussi improbable un retrait du projet de la part de Columbia.

En réponse à la préoccupation d’Union concernant l’absence de garanties contractuelles de prise, Pawtucket a déclaré que l’Office ne devrait pas imposer un «essai de prise minimale» comme l’a soutenu Union.

3.5 Opinion de l'Office

En ce qui concerne le contrat d'achat de gaz entre Pawtucket et Columbia, l'Office convient de la position adoptée par Consumers' et Union, à l'effet que le droit de Columbia prévu à la disposition 2.05, d'abaisser unilatéralement à zéro la QCJ avec un préavis de deux ans, pourrait s'interpréter comme représentant un contrat à court terme. Toutefois, l'Office ne convient pas que cette disposition contractuelle constitue en soi une raison suffisante pour refuser une demande d'exportation.

L'Office est prêt à accepter l'argument de Pawtucket à l'effet que le contrat d'approvisionnement en gaz de Columbia se veut un engagement à long terme, que l'option de résiliation ne pourrait être exercée avant la cinquième année du contrat et enfin, que la responsabilité assumée par Pawtucket à l'égard des frais liés à la demande pour le transport par TransCanada, pour toute la durée de vingt ans du contrat de service garanti («SG»), l'inciterait à remplacer tout approvisionnement de Columbia dont le contrat serait résilié par une autre source de gaz canadien. Le préavis de deux ans prévu à la disposition 2.05, l'engagement d'appui de Brymore, et le droit contractuel de Pawtucket de transférer à son client, NEP, les frais de tout approvisionnement de remplacement devraient donner à Pawtucket la souplesse nécessaire et un délai suffisant pour trouver un autre fournisseur canadien.

L'Office convient également avec Union qu'il existe une grande insuffisance de la capacité de production par rapport à la durée visée par la demande.

Pawtucket a présenté des estimations de réserves à l'appui de sa demande d'exportation suffisantes du point de vue volumétrique pour satisfaire la totalité des besoins pendant environ 17 ans. L'estimation des réserves par l'Office est quelque peu inférieure, prévoyant la satisfaction de la totalité des besoins pendant environ 16 ans. La prévision par l'Office de la capacité de production à partir de ces réserves laisse croire que Pawtucket pourrait maintenir l'approvisionnement à un niveau environ équivalent à ses besoins pendant une durée approximative de 14 des 20 ans visés par la demande, suivie d'une insuffisance croissante de la capacité de production.

Selon la preuve contractuelle déposée, l'Office estime que les marchés en aval pour l'électricité et la vapeur produites par la centrale de cogénération sont garantis et que la centrale fonctionnerait à un facteur de charge élevé. L'Office constate que le financement du projet, le permis d'importation du DOE/FE et le certificat de CA de la FERC ont été obtenus. L'Office relève également que la construction de la centrale de cogénération devait être terminée vers la fin de décembre 1990.

L'Office reconnait que les modalités ont été réglées pour le transport par les réseaux de NOVA, TransCanada, IGTS, Tennessee et Valley Gas. De plus, l'Office juge que tous les frais fixes de transport au Canada seraient recouvrés, étant donné que Pawtucket est l'expéditeur par le réseau de NOVA et de TransCanada et qu'il est donc directement responsable de ces frais liés à la demande.

L'Office estime que les dispositions d'établissement de prix prévues aux contrats de vente de gaz permettent de rajuster le prix à l'exportation compte tenu des conditions du marché. L'Office constate aussi la souplesse que donnent les dispositions de renégociation au contrat entre Pawtucket et Opinac. L'Office juge que les dispositions des deux contrats permettraient aux parties contractantes de s'adapter aux circonstances changeantes du marché de l'exportation.

L'Office a examiné les contrats de vente de gaz et a noté qu'ils avaient été négociés sans lien de dépendance.

L'Office n'a pas été convaincu par les arguments de Consumers' et Union, à l'effet qu'une licence d'exportation ne devrait pas être accordée à Pawtucket parce qu'il n'y a pas de disposition de prise minimale explicite prévue aux contrats d'exportation. Puisque les contrats d'exportation sont négociés sans lien de dépendance pour répondre aux

besoins des acheteurs et des vendeurs particuliers, l'Office est d'avis qu'il serait inopportun d'imposer un «essai de prise minimale».

L'Office relève que les producteurs canadiens participant au projet ont endossé l'exportation proposée en ayant signé des contrats de vente de gaz.

Étant donné l'insuffisance évidente des réserves et de la capacité de production, l'Office a entrepris de déterminer si la durée de 20 ans de la licence est une nécessité commerciale. L'Office note que bon nombre des arrangements contractuels et commerciaux connexes, notamment la durée initiale du financement à long terme et le permis d'acheminement de l'OCREA, comportaient des durées de moins de 20 ans.

Il ressort de l'analyse par l'Office de l'approvisionnement de Pawtucket que la capacité de production peut être maintenue à un niveau égal aux besoins jusqu'aux alentours de 2005. L'évaluation par l'Office de la capacité de production disponible est un peu plus optimiste que celle de Pawtucket à cet égard. L'Office reconnait également que les contrats avec Columbia et Opinac contiennent certains engagements prévoyant l'affectation d'un approvisionnement supplémentaire. Cependant, l'Office n'est pas convaincu que la preuve présentée par Pawtucket en ce qui concerne l'approvisionnement et la nécessité commerciale de la durée de la licence demandée suffit à justifier la délivrance d'une licence d'exportation de 20 ans.

L'Office relève que Pawtucket a accepté l'inclusion d'une disposition de temporisation dans la licence visée par la demande.

3.6 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Pawtucket, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2006.

Chapitre 4
Canadian Occidental Petroleum Limited

4.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 9 août 1989, Can Oxy a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	à compter du 1er novembre 1991, pour une période de 15 ans.
Point d'exportation	-	Niagara Falls(Ontario).
Quantité journalière maximale	-	433 10^3 m^3 (15,3 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	158 10^6 m^3 (5,6 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	2 373,0 10^6 m^3 (83,8 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz visé par le projet d'exportation proviendrait de réserves établies appartenant à Can Oxy et situées en Alberta. Le gaz serait transporté en Alberta par NOVA et sur le réseau de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Niagara Falls. À partir de la frontière internationale, le gaz serait alors acheminé par les réseaux de Transcontinental Gas Pipe Line Corporation («Transco») et de Long Island Lighting Company («LILCO») pour livraison à Old Bethpage (New York).

Le gaz proposé à l'exportation servirait de combustible à la centrale de cogénération à cycle combiné de 79 MW, alimentée au gaz. Cette centrale, située à Old Bethage (New York), appartient à la Long Island Cogeneration Limited Partnership («LICLP»). LILCO achèterait l'électricité tandis qu'une entité industrielle non encore déterminée à Long Island (New York) achèterait la vapeur.

4.2 Approvisionnement en gaz

4.2.1 Contrats d'approvisionnement

Puisque Can Oxy prévoit approvisionner l'exportation proposée avec du gaz de ses propres réserves, il n'était donc pas nécessaire de passer des contrats d'approvisionnement en gaz. Le contrat de vente de gaz entre Can Oxy et LICLP comprend une garantie générale en vertu de laquelle Can Oxy devra assumer tous les frais supplémentaires engagés par LICLP dans l'éventualité où Can Oxy ne fournirait pas les volumes demandés.

Ces arrangements contractuels sont décrits plus en détail dans la section 4.3.3 des présents Motifs.

4.2.2 Réserves

Le tableau 4-1 montre que l'estimation par l'Office des réserves de gaz commercialisable restantes contractuelles de Can Oxy est pratiquement identique à celle de Can Oxy. Les deux estimations dépassent le volume visé par la demande d'environ 65 %.

L’estimation de Can Oxy portait notamment sur des réserves prouvées et probables dans 16 régions en Alberta. Les réserves probables représentaient 19 % de l’estimation globale.

La divergence mineure entre les deux estimations découle de l’effet cumulatif de légères différences dans’ l’interprétation de divers paramètres de réservoir.

L’estimation par l’Office des réserves contenues dans plusieurs réservoirs McMurray situés dans le nord-est de l’Alberta est inférieure à celle de Can Oxy surtout en raison de l’interprétation par l’Office de la zone de drainage affectée à chaque réservoir. Cependant, l’estimation par l’Office des réserves dans l’ouest de l’Alberta est supérieure à celle de Can Oxy en raison principalement des facteurs de récupération plus élevés pour les réservoirs Basal Belly River et Leduc et de l’interprétation de la délimitation des réservoirs contrôlés par faille de compression comme ceux du gisement Findley.

Tableau 4-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Can Oxy et du volume visé par la demande
($10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

Can Oxy[1]	ONE[2] la demande	Volume visé par
4006	3 924	2 373
(141)	(139)	(84)

1. Au 1er janvier 1989.
2. Au 31 décembre 1988.

Dans son analyse, l’Office a reconnu des réserves dans 23 gisements qui sont situés dans les 16 régions mentionnées par Can Oxy. Il y avait 97 réservoirs de gaz dans les 23 gisements reconnus. Le tiers de ces réservoirs sont situés dans les sables crétacés inférieurs du nord-est de l’Alberta. Les autres, principalement des réservoirs à puits unique, sont situés dans différentes régions de l’Alberta. L’Office estime que les réserves représentent moins de 100 $10^6 m^3$ (3,5 109pi3) de gaz dans 63 des réservoirs mentionnés par Can Oxy. Selon l’Office, plus des deux tiers des réserves que Can Oxy a qualifié de probables sont des réserves prouvées.

En bref, bien que les estimations diffèrent dans le cas de réservoirs particuliers et de certaines régions, elles sont pratiquement identiques pour l’ensemble des réserves. Les deux estimations dépassent de loin le volume visé par la demande.

4.2.3 Capacité de production

La figure 4.1 présente une comparaison des estimations par l’Office et par Can Oxy de la capacité de production par rapport aux besoins visés par la demande.

Can Oxy a fourni une prévision de la capacité de production des terrains qu’elle avait affectés au projet d’exportation. Cette prévision a révélé une productibilité supérieure aux besoins pour toute la durée de la période visée. L’estimation par Can Oxy de sa capacité de production par gisement est fondée sur la quantité la moins élevée entre la productibilité maximale à la tête de puits du gisement et la capacité maximale de traitement et de collecte.

L’estimation par l’Office de la capacité de production est plus élevée que celle de Can Oxy et révèle également un approvisionnement supérieur aux besoins pour toute la durée de la période visée. L’Office a rajusté sa prévision pour tenir compte de la capacité de production non utilisée relativement aux besoins visés par la demande.

4.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

4.3.1 Marché

Le gaz proposé à l’exportation alimenterait une centrale de cogénération de 79 MW située à Old Bethpage (New York). L’exploitation commerciale de la centrale est prévue pour juin 1992.

LILCO, l’acheteur d’électricité, est un service public combiné de gaz et d’électricité qui dessert Long Island (New York). La centrale de cogénération est une installation en exploitation obligatoire concue pour produire environ 600 000 MW.h d’électricité par année. Les achats d’électricité auprès de la centrale aideront LILCO à maintenir ses besoins marginaux de réserve en qualité de membre du New York Power Pool.

Can Oxy a mentionné que 2 millions $ avaient été affectés au budget de mise en valeur et que 10 millions $ en capital-actions avaient également été engagés, assurant ainsi 50 % du financement en capital-actions du projet.

Parce que la centrale LICLP serait consacrée à la charge de base et que Can Oxy en serait l’unique fournisseur, et parce que le contrat repose à plus de 80 % sur la prise obligatoire, Can Oxy a prévu un facteur de charge annuel de 96 % en vue de l’exportation proposée.

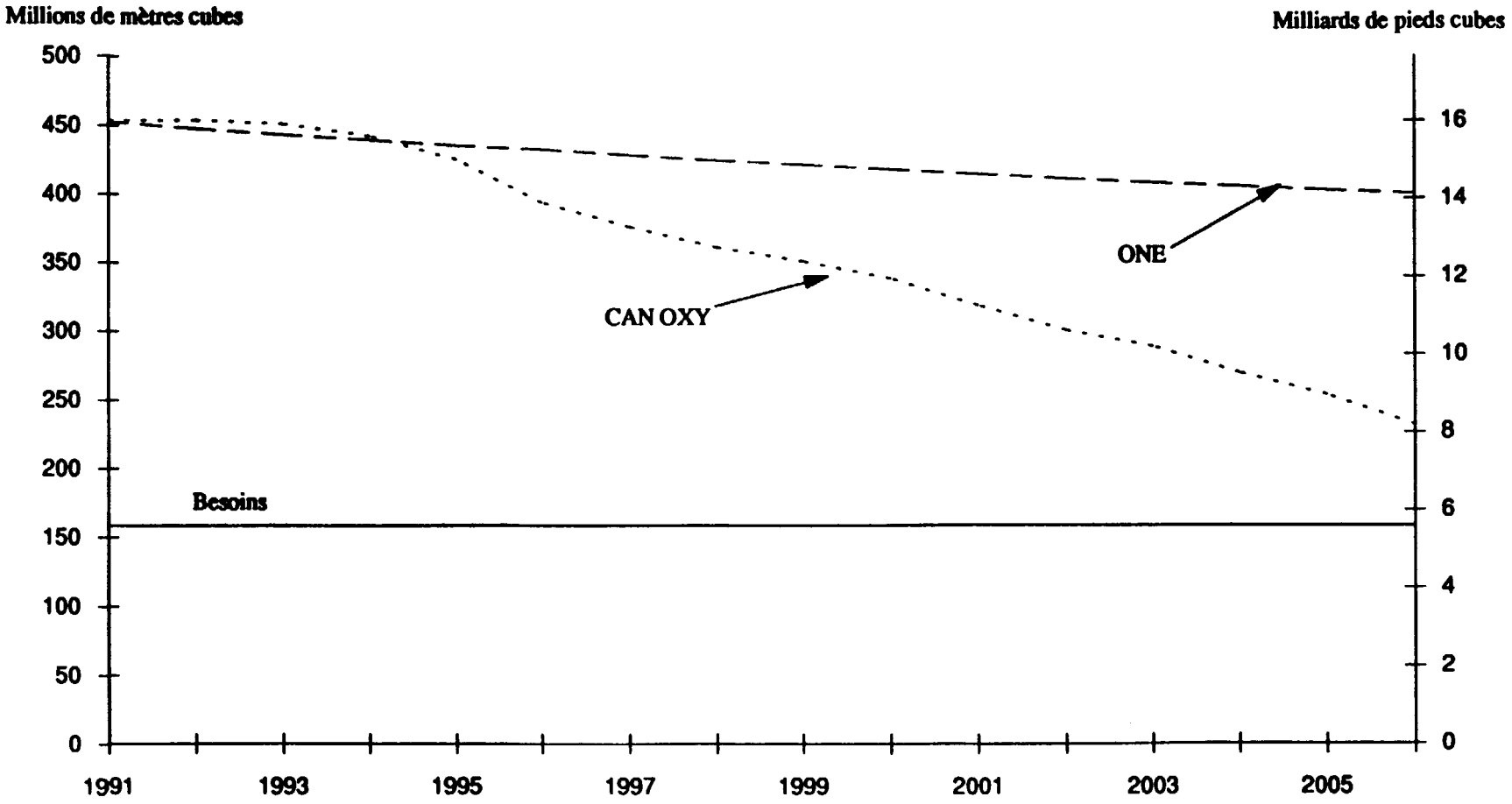
4.3.2 Transport

En Alberta, le gaz serait expédié par le réseau de NOVA puis il serait acheminé par le réseau de TransCanada à partir d’Empress (Alberta) jusqu’à Niagara Falls (Ontario). Aux É.-U., le transport serait assuré par Transco et LILCO.

Au Canada, Can Oxy a conclu avec NOVA un contrat de service de transport garanti. Quant au transport par le réseau de TransCanada, Can Oxy a signé avec cette société un contrat précédent le 9 mai 1989, modifié le 23 février 1990 et le 22 octobre 1990. En outre, Can Oxy a passé un contrat d’assurance financière avec TransCanada le 23 février 1990.

Figure 4.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE DE CANADIAN OCCIDENTAL



Aux É.-U., où l'acheteur est chargé des arrangements pour le transport, LICLP et Transco ont passé un contrat précédent le 5 mars 1988. Transco a convenu de construire de nouvelles installations qui se raccorderaient aux installations en place ou les agrandiraient, avec l'autorisation de la FERC accordée le 13 septembre 1990. LICLP a passé avec LILCO un contrat le 23 mars 1989 pour assurer le transport local du gaz jusqu'à la centrale de cogénération. Bien que la capacité des pipelines de LILCO soit suffisante pour transporter les volumes proposés, un pipeline de 2,5 km (1,6 mille) devra être construit pour raccorder la centrale au pipeline en place. La demande relative à ce raccordement a été présentée à la New York State Public Service Commission («NYSPSC») en mars 1990.

4.3.3 Contrat de vente de gaz

Can Oxy et LICLP ont signé un contrat de vente et d'achat de gaz le 1er mai 1989.

Le contrat comporte un certain nombre de conditions précédentes, notamment l'exigence habituelle que les deux parties obtiennent les permis d'importation et d'exportation requis et concluent les contrats de transport nécessaires. Le contrat stipule également que le financement doit faire l'objet d'un engagement ferme, que la construction de la centrale de cogénération doit commencer au plus tard le 1er juillet 1991 et que l'exploitation commerciale doit débuter au plus tard le 31 décembre 1992. Si l'une de ces conditions n'est pas respectée, l'une ou l'autre partie peut mettre fin au contrat avec un préavis de 60 jours.

Le contrat, en vertu duquel LICLP convient d'acheter ses besoins complets de gaz pour la centrale de cogénération, demeurera en vigueur à compter de la date de signature jusqu'à 15 ans après l'entrée en exploitation commerciale de la centrale. Le prolongement pour une période supplémentaire de cinq ans, sous réserve des autorisations réglementaires, est prévu au contrat.

La QJM stipulée au contrat est de 16 136 GJ (15 300 10^6 BTU), ce qui comprend les besoins complets de la centrale et une certaine quantité pour le combustible et les pertes dans les pipelines américains.

Le contrat comprend une disposition de prise obligatoire établie à 70 % de la QJM pour la première année et à 80 % pour les années suivantes; cette quantité sera désignée par l'expression quantité annuelle minimale («QAM»). Le gaz payé mais non pris au cours d'une année quelconque peut être pris les années suivantes comme volume d'appoint tant que les quantités prises dépassent la QAM.

En ce qui concerne le prix du gaz, Can Oxy a déclaré que le contrat stipule un prix de référence au point d'exportation de Niagara Falls de 2,37 $ US/GJ (2,50 $ US/10^6 BTU)à compter du 1er janvier 1989, qui augmenterait en fonction d'un indice composé de facteurs de pondération égaux pour le prix du mazout lourd no 6 livré au port de New York et le prix de gros du gaz naturel dans certains marchés des environs de la ville de New York. Selon les estimations du demandeur, le prix du contrat le 1er janvier 1990 aurait été de 3,57 $ CAN/GJ (3,76 $ US/10^6 BTU) à Niagara Falls tandis que le prix à la frontière de l'Alberta aurait été de 2,58 $ CAN/GJ (2,72 $ US/10^6 BTU).

Le prix du contrat pour les cinq dernières années du contrat serait assujetti à un plafond égal aux prix du gaz pertinents dans la ville de New York et à un seuil fondé sur le ratio entre la valeur du contrat et les prix du marché à l'entrée de la ville de New York. LICLP est obligée de payer la composante-demande pour le transport par TransCanada en fonction d'un facteur de charge de 100%.

Le contrat permet l'arbitrage mais seulement en ce qui concerne les références à utiliser pour l'indice des prix.

4.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération de Old Bethpage s'effectuerait conformément au contrat de production parallèle, dans sa version modifiée du 4 mars 1988, entre LILCO et LICLP. Le contrat demeurera en vigueur pour une durée initiale de vingt ans à compter de la date de mise en exploitation commerciale, au plus tard le 31 décembre 1992. Le contrat peut être prolongé ou renouvelé.

La centrale de cogénération de Old Bethpage fonctionne en régime de base. LILCO paiera le montant le plus élevé entre 0,06 $/kW.h et le tarif se fondant sur ses coûts évités, tels qu'approuvés par la NYSPSC pour les cinq premières années du contrat. Le pourcentage du tarif se fondant sur les coûts évités baisse à 95 % pour les cinq années qui suivent et à 90 % pour les dix dernières années du contrat. Le transit par des tierces parties n'est pas nécessaire pour l'électricité vendue de l'usine d'Old Bethpage.

4.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

Le demandeur n'a pas présenté à l'Office un contrat signé de vente d'énergie thermique. Il a toutefois souligné que l'installation de cogénération sera située dans une zone industrielle comportant un certain nombre d'utilisateurs éventuels de vapeur dont les besoins sont jusqu'à quatre fois supérieurs à la quantité qui doit faire l'objet d'un contrat. Le demandeur a déclaré qu'il n'avait pas signé de contrat au moment de l'audience parce qu'il tentait de négocier le meilleur contrat de vapeur possible, mais s'est dit confiant de pouvoir signer à temps. Il s'est engagé à produire le contrat de vente d'énergie thermique signé.

4.3.6 Approbations réglementaires

Le 3 mai 1990, l'OCREA a accordé à Can Oxy le permis d'acheminement de l'énergie GR90-13. Ce permis autorise Can Oxy à acheminer suffisamment de gaz en provenance de la province pour satisfaire ses besoins pendant toute la durée de l'exportation proposée.

Le DOE/FE a accordé à LICLP un permis d'importation le 29 septembre 1990 à la suite de la demande présentée le 27 octobre 1989. La centrale a obtenu de la FERC son statut de CA.

4.4 Opinion de l'Office

L'Office juge satisfaisant l'approvisionnement de Can Oxy par rapport à ses besoins visés par la demande, selon les renseignements qui lui ont été présentés.

L'Office reconnait que les modalités ont été réglées pour le transport par tous les réseaux pipeliniers nécessaires et l'Office estime que les frais de transport au Canada pour l'exportation proposée seront recouvrés, étant donné que la LICLP est obligée de payer la composante-demande pour le transport par TransCanada sans égard au volume réellement transporté.

L'Office constate que les contrats ont été négociés sans lien de dépendance.

En ce qui concerne les garanties de prise, l'Office est d'avis que le facteur de charge pour l'exportation proposée sera élevé étant donné que, comme on l'a déjà mentionné, la composante-demande doit être payée, que Can Oxy doit être le fournisseur de gaz exclusif de la centrale de cogénération, et que le contrat comprend une disposition de prise obligatoire de 70 % de la QCJ pour la première année et de 80 % par après.

L'Office estime que le marché en aval pour l'électricité produite par la centrale de cogénération est garanti. À son avis, étant donné que les centrales sont très proches d'un certain nombre d'acheteurs de vapeur éventuels, la

conclusion d'un contrat de vente de vapeur est fort probable. L'Office relève que le financement du projet, le permis d'importation du DOE/FE et le certificat de CA de la FERC ont été obtenus. L'Office constate également que la construction de la centrale de cogénération devrait être terminée en juin 1992.

Can Oxy possède le gaz proposé à l'exportation et il n'était donc pas nécessaire de produire une preuve de l'appui d'un producteur.

4.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Can Oxy, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2006.

Chapter 5
Encogen Four Partners, L.P.

5.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 6 novembre 1989, Encogen a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel pour une durée de 15 ans. Le point d'exportation du gaz serait situé près de Chippawa (Ontario).

Encogen a demandé une licence comportant les modalités suivantes:

Durée	-	dès que le gaz devient disponible à compter du 1er novembre 1991, pour une période de 15 ans.
Point d'exportation	-	près de Chippawa (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	425 10^3 m^3 (15,0 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	155 10^6 m^3 (5,5 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	2 327 10^6 m^3 (82,1 10^9 pi^3)

Les volumes visés par le projet d'exportation proviendraient de réserves appartenant à Sceptre Resources Limited («Sceptre»), situées en Alberta et en Saskatchewan.

Le gaz proposé à l'exportation en provenance de la Saskatchewan serait transporté par TransGas Limited («TransGas») jusqu'à l'admission du réseau de TransCanada. En Alberta, le gaz serait livré à Empress par l'intermédiaire du réseau de NOVA. TransCanada assurerait le transport à partir des réseaux de TransGas et de Nova jusqu'à la frontière internationale à Chippawa (Ontario). Aux E.-U., le gaz serait transporté par Empire State Pipeline («Empire») jusqu'aux installations de National Fuel Gas Distribution Corporation («National Distribution») à Tonawanda (New York). À son tour, National Distribution livrerait les volumes de gaz à une centrale de cogénération qui sera construite à Buffalo et appartiendra à Encogen.

Niagara Mohawk Power Corporation («Niagara Mohawk») achèterait l'électricité et American Brass Company, L.P. («American Brass») achèterait la vapeur.

5.2 Approvisionnement en gaz

5.2.1 Contrats d'approvisionnement

Le 4 novembre 1989, Encogen a conclu avec Sceptre un contrat d'approvisionnement (modifié le 17 janvier 1990), portant sur une durée de 15 ans et renouvelable annuellement par la suite.

En vertu des modalités du contrat, Sceptre a affecté des réservoirs particuliers en Saskatchewan à l'exécution du contrat. Ces réserves comptent pour environ la moitié des besoins du projet. L'autre moitié sera satisfaite à partir de l'approvisionnement garanti général de Sceptre, qui consiste en un ensemble de réserves non affectées en Alberta et en Saskatchewan, dans lesquelles puise Sceptre pour répondre à ses besoins généraux. Sceptre croit que ce type de contrat

permet à l'acheteur d'avoir accès à des réserves de gaz beaucoup plus importantes qu'un contrat d'approvisionnement comportant des réserves affectées. Les réserves du gisement Crane Lake South font partie de l'approvisionnement général puisque certains associés majoritaires ont autorisé Sceptre à commercialiser ce gaz en leur nom. Les associés en question peuvent retirer cette autorisation avec un préavis d'un an.

Ces arrangements contractuels sont décrits plus en détail dans la section 5.3.3 des présents Motifs.

5.2.2 Réserves

Le tableau 5-1 montre que l'estimation par l'Office des réserves de gaz commercialisable restantes contractuelles d'Encogen est inférieure de 15 % à celle d'Encogen mais dépasse de 41 % le volume visé par la demande. Les réserves d'Encogen comprennent les réserves garanties générales et les réserves affectées par contrat que contiennent les réservoirs de la Saskatchewan.

5.2.2.1 Approvisionnement garanti général net

Le tableau 5-2 présente une comparaison des estimations par Sceptre et par l'Office de l'approvisionnement général total de Sceptre et de son approvisionnement général net disponible. Outre les volumes visés par la demande, Sceptre a des engagements actuels et prévus.

L'approvisionnement général en gaz d'Encogen à la fin de l'année 1988 consistait en des réserves prouvées et probables en Alberta, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique. Le volume des réserves probables a été réduit par un facteur de risque. Sceptre estime le volume des réserves à 6 110 10^6 m^3 (216 10^9 pi^3) de gaz tandis que l'Office l'estime à 5 579 10^6 m^3 (197 10^9 pi^3).

Les estimations des réserves pour l'approvisionnement garanti général se fondaient en majeure partie sur une analyse menée par une société de conseil pour Sceptre. Sceptre a adopté leur estimation de son approvisionnement général. L'Office a examiné ces estimations et bien que les siennes soient différentes pour certains réservoirs, elles sont dans l'ensemble très proches de celles de Sceptre. Par conséquent, l'Office a adopté l'estimation de Sceptre pour cette portion de l'approvisionnement général.

L'estimation par l'Office des réservoirs évalués par Sceptre elle-même est dans l'ensemble légèrement inférieure à celle de la société. La plus grande partie de la différence entre les deux estimations de l'approvisionnement général est attribuable à ces réservoirs. La divergence découle principalement de la différence dans l'interprétation de la superficie et de la production nette, ainsi que de l'effet cumulatif d'une interprétation différente de quelques autres paramètres de réservoirs.

En plus des estimations des réserves susmentionnées, Encogen a présenté à l'Office un aperçu du plan quinquennal d'exploration de Sceptre qui décrit des projets de mise en valeur de nouvelles réserves de gaz au rythme d'un volume approximatif de 1 000 10^6 m^3 (35,3 10^9 pi^3) par année. La mise en oeuvre de ce plan en 1989 a permis l'addition d'un volume de 538 10^6 m^3 (19,0 10^9 pi^3), qui figure au tableau sous la rubrique «additions d'exploration de 1989». Le programme désignait 11 régions principales à explorer, situées pour la plupart en Alberta mais aussi en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Sept de ces régions contiennent probablement du gaz. La société prévoit investir plus de 300 millions $ en programmes de forage et de mise en valeur des réserves dans ces régions. Dans son analyse, l'Office n'a pas tenu compte explicitement des estimations de ces réserves potentielles mais il reconnait que ce programme en cours donnera probablement lieu à un approvisionnement supplémentaire.

Sceptre a également obtenu auprès de ses associés l'autorisation de commercialiser l'approvisionnement en gaz de la région de Crane Lake (Hatton). Cet approvisionnement additionnel représente un volume de 1 190 10^6 m^3 (42 10^9 pi^3)

de gaz, correspondant à la participation de 37 % des associés. L'estimation par l'Office de ces réserves est très proche de celle de Sceptre.

Par conséquent, Sceptre estime son approvisionnement général total, y compris les additions d'exploration de 1989 et le gaz des associés, à 7 838 10^6 m^3 (277 10^9 pi^3). L'estimation de l'Office, 7 278 10^6 m^3 (257 10^9 pi^3), est légèrement inférieure.

En plus du gaz destiné à Encogen, cet approvisionnement général doit fournir un volume de 2 090 10^6 m^3 (741 10^9 pi^3) aux centrales de cogénération de Northland, Kirkland et Cochrane en Ontario et un volume de 3 102 10^6 m^3 (109,5 10^9 pi^3) à la participation de Sceptre prévue dans la demande d'exportation de NEP. Selon les estimations de Sceptre, l'approvisionnement général net actuellement disponible pour satisfaire l'engagement envers Encogen est de 2 646 10^6 m^3 (93,4 10^9 pi^3) de gaz. L'analyse de l'Office révèle que l'approvisionnement général net disponible pour Encogen représente 2 086 10^6 m^3 (73,6 10^9 pi^3).

Il est important de noter qu'aux fins de la présentation, l'Office a affecté des portions de l'approvisionnement général aux projets auxquelles elles s'appliquent. En fait, l'approvisionnement général total répondra à tous les besoins.

Tableau 5-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Encogen et du volume visé par la demande 10^6m^3 (10^9pi^3)

	Encogen	ONE	Volume visé par la demande
Approvisionnement affecté	1 246 (44)	1 218 (43)	
Approvisionnement général net	2 646 (93)	2 086 (73)	
Approvisionnement total	**3 892 (137)**	**3 304 (116)**	**2 327 (82)**

Tableau 5-2
Comparaison des estimations de l'approvisionnement garanti général de Sceptre et de l'approvisionnement général net disponible pour la demande de Encogen
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

	Sceptre	ONE
Approvisionnement géneral au 31 décembre 1988[1]	6 110 (216)	5 579 (197)
Additions d'exploration 1989	538 (19)	538 (19)
Gaz des associés[2]	1 190 (42)	1 161 (41)
Approvisionnement garanti total	**7 838 (277)**	**7 278 (257)**
Moins: Besoins de Northland, Kirkland et Cochrane[3]	2 090 (74)	2 090 (74)
Besoins de NEP[4]	3 102 (110)	3 102 (110)
Approvisionnement général net disponible pour Encogen[5]	**2 646 (93)**	**2 086 (73)**

1. Approvisionnement de la société évalué par un conseil, réservoirs additionnels soumis par Sceptre (estimation de réserves faite par la compagnie même) et estimation de réserves de propriétés acquises d'Oakwood (d'après des estimations datées le 1er novembre 1990).
2. Fait partie de l'approvisionnement mais pas couvert par un contrat garanti; peut-être redivisé sur avis d'un an.
3. Engagements existants à déduire pour obtenir approvisionnement de la société à la disposition d'Encogen.
4. L'approvisionnement de Sceptre a été inclus à l'appui des demandes de NEP et d'Encogen; pour fin de présentation, la partie de l'approvisionnement de la société nécessaire pour répondre aux besoins d'Encogen a été déduite lors du calcul de l'approvisionnement global d'Encogen.
5. L'approvisionnement global de Sceptre réduit pour tenir compte d'engagements à d'autres projets.

L'analyse de l'Office a révélé que l'approvisionnement en gaz général provient de 508 réservoirs. La plupart de ces réservoirs ne produisent pas, sont relativement petits et sont situés dans le sud et le centre de l'Alberta, principalement dans des sables crétacés. L'Office estime que les réserves représentent moins de 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3) de gaz commercialisable initial dans 82 % des réservoirs indiqués par Encogen.

5.2.2.2 Approvisionnement affecté

Les réserves affectées sont situées dans les réservoirs de gaz peu profonds de Crane Lake et Hatton (Saskatchewan). L'approvisionnement en gaz de Hatton consiste en des réserves prouvées sur des terrains complètement mis en valeur. L'approvisionnement en gaz de Crane Lake consiste en des réserves à la fois prouvées et probables, étant donné que les terrains ne sont pas encore complètement mis en valeur. Encogen a réduit le volume des réserves probables par un facteur de risque.

L'estimation par l'Office des réserves tant prouvées que probables pour l'approvisionnement affecté en Saskatchewan est proche de celle d'Encogen. L'Office a également réduit le volume des réserves probables par un facteur de risque. La légère divergence entre les deux estimations découle des différences dans l'interprétation de la production nette.

Dans son analyse de l'approvisionnement affecté, l'Office a reconnu trois réservoirs. Tous trois sont producteurs, ont une grande superficie et sont situés dans les gisements peu profonds de la zone crétacée dans le sud-ouest de la Saskatchewan.

5.2.3 Capacité de production

Encogen a témoigné qu'environ la moitié de ses besoins devraient être satisfaits par Sceptre à partir de réserves affectées en Saskatchewan. Pour satisfaire l'autre moitié des besoins, Sceptre puisera dans son approvisionnement garanti général, un ensemble de réserves non affectées en Alberta et en Saskatchewan pour les besoins généraux de la société. L'Office a analysé séparément l'approvisionnement affecté et l'approvisionnement garanti général.

La figure 5.1 présente une comparaison des estimations par l'Office et par Encogen de la capacité de production à partir des réserves affectées avec la portion des besoins visés par la demande qui sera comblée par cette source d'approvisionnement. Encogen a mentionné que la capacité de production de ses réserves affectées en Saskatchewan devrait être adéquate jusqu'en 1997 mais elle prévoit par après une insuffisance d'approvisionnement qui irait croissante. La prévision par l'Office de la capacité de production à partir des réserves affectées est très proche de celle d'Encogen et révèle un approvisionnement insuffisant à compter de 1999.

La figure 5.2 présente une comparaison des estimations par l'Office et par Encogen de la capacité de production à partir de l'approvisionnement garanti général de Sceptre par rapport à ses ventes de gaz totales garanties à long terme.

L'estimation par Encogen de la capacité de production révèle un approvisionnement adéquat pour répondre aux besoins pendant toute la durée de la licence proposée. Sceptre a soutenu que sa stratégie générale en matière de gaz et ses pratiques d'impartition garantiraient un approvisionnement suffisant. En outre, Sceptre a déclaré qu'elle possédait près d'un million d'acres de terrains non encore mis en valeur et un plan établi d'exploration portant sur cinq ans.

L'Office prévoit que la capacité de production des réserves établies comprises dans l'approvisionnement garanti général de Sceptre est suffisante pour répondre aux besoins généraux de Sceptre jusqu'en l'an 2000 mais elle le sera de moins en moins par après. Avec le gaz des associés, l'Office estime que les besoins pourront être satisfaits jusqu'en 2003.

5.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

5.3.1 Marché

La centrale de cogénération de 62 MW d'Enserch Development Corporation («Enserch») sera située à Buffalo (New York). L'acheteur de l'énergie thermique est American Brass, un fabricant et finisseur de laiton établi au même endroit depuis 80 ans. Niagara Mohawk, l'acheteur d'électricité, assure un service d'électricité à ses clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans le nord de l'état de New York, notamment dans les villes d'Albany, Buffalo, Syracuse et Watertown. La centrale est une installation en exploitation obligatoire conçue pour produire environ 488 000 MW.h d'électricité annuellement.

Figure 5.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE DES RÉSERVES AFFECTÉES D'ENCOGEN EN SASKATCHEWAN

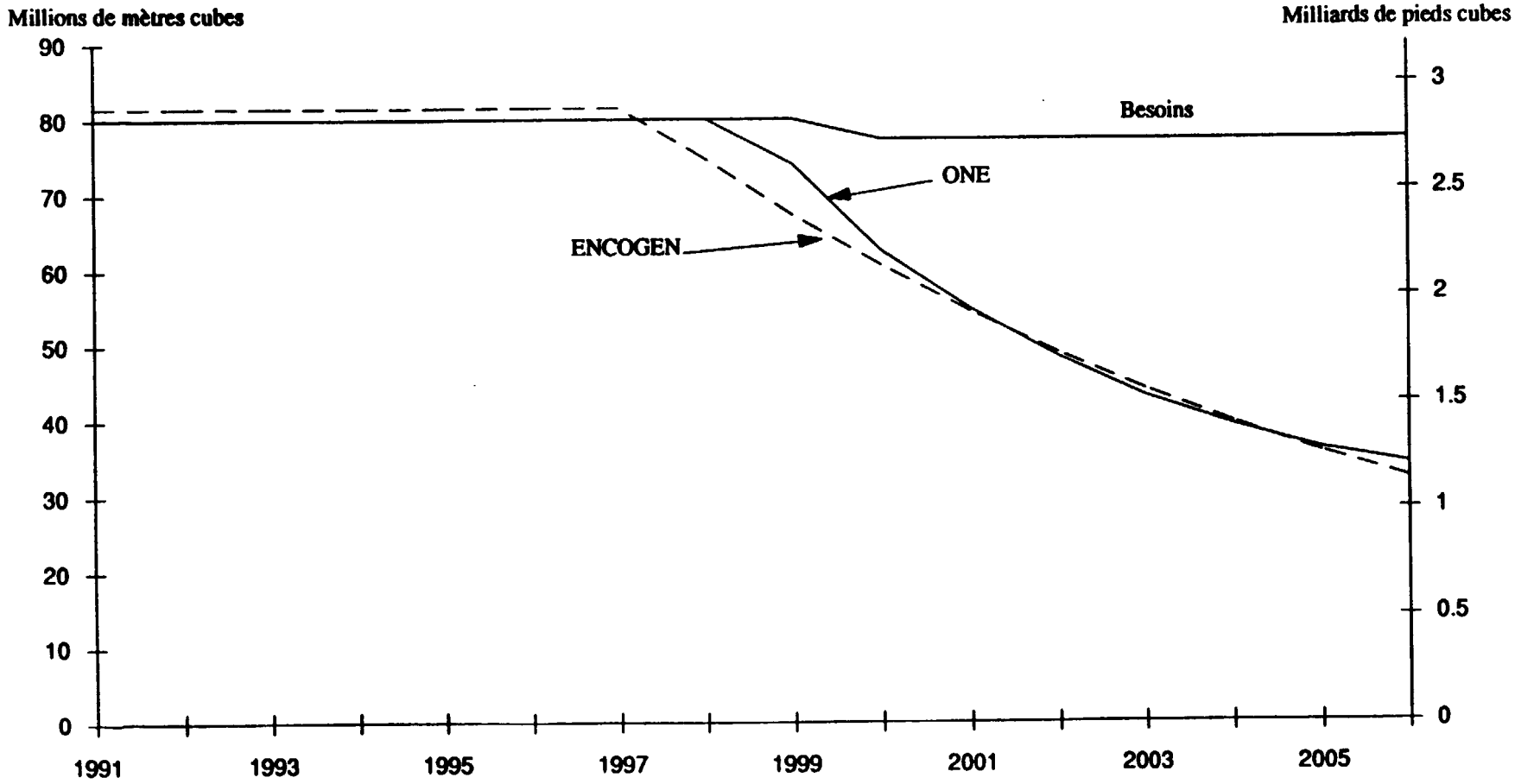
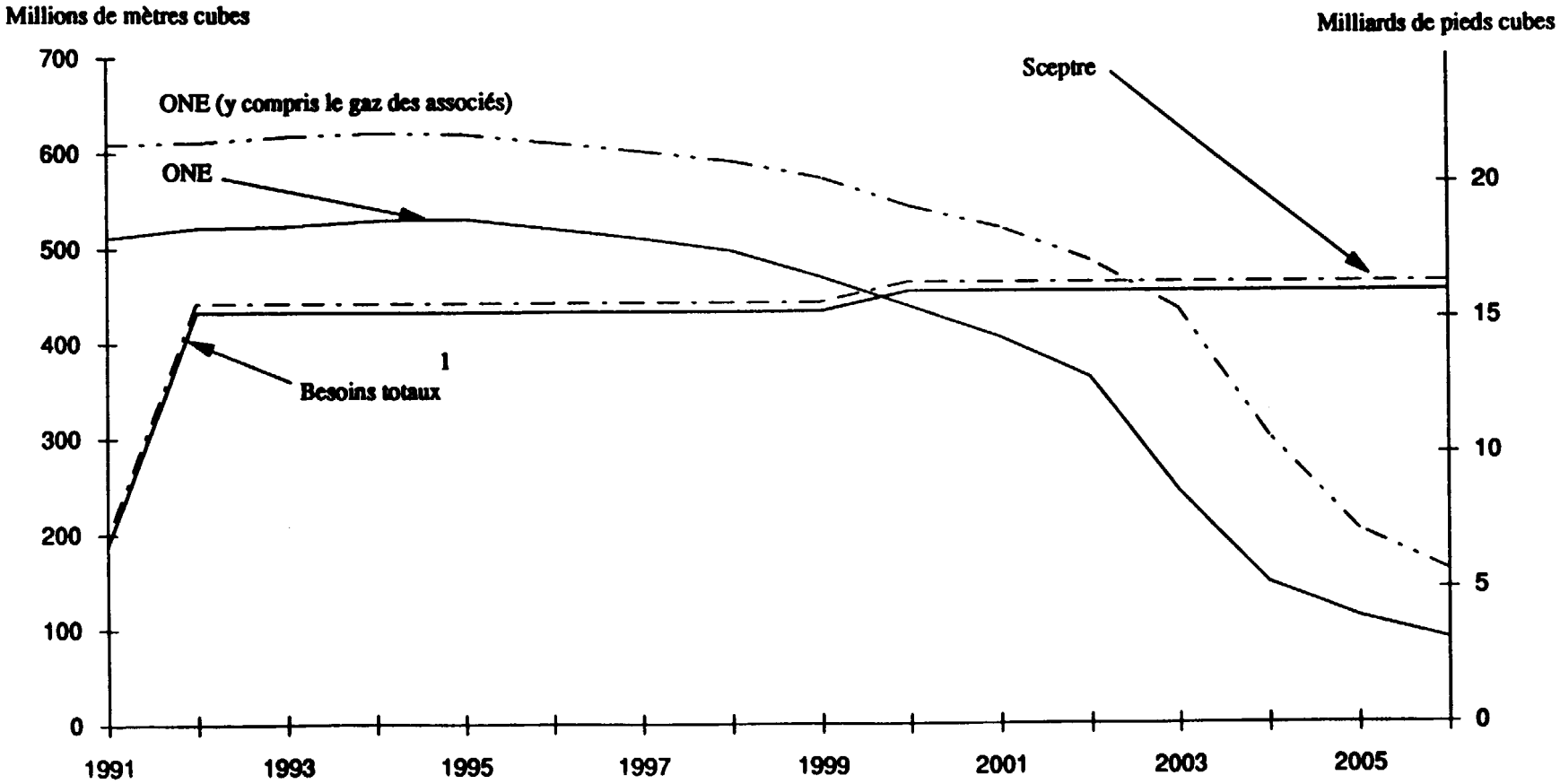


Figure 5.2

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE POUR L'APPROVISIONNEMENT GARANTI GÉNÉRAL NON AFFECTÉ DE SCEPTRE



1. Les besoins comprennent les ventes à Northland Power, NEP et Encogen.

En ce qui concerne le financement, Encogen a signé des lettres d'engagement avec la First National Bank of Chicago pour l'obtention d'un prêt d'une durée de deux ans pour la construction et d'un prêt avec renonciation égal à 85 % du prêt pour la construction à compter de la date d'expiration de ce dernier. La signature de ces deux prêts était prévue pour les environs du 15 janvier 1991. L'autre 15% du financement sera probablement assumé par une ou plusieurs des parties ayant manifesté un intérêt à participer au capital-actions.

Dans son témoignage, le demandeur a déclaré qu'il prévoyait un facteur de charge variant entre 92 et 95 % pour l'exportation proposée. Cette estimation reposait sur le fait que la centrale de cogénération est une installation dont le fonctionnement est sur une base obligatoire, le fait que le contrat pertinent prévoit un paiement forfaitaire et enfin que l'acheteur est tenu de payer tous les frais liés à la demande.

5.3.2 Transport

Le gaz proposé à l'exportation en provenance de la Saskatchewan serait transporté par TransGas jusqu'aux points de raccordement avec le réseau de TransCanada. En Alberta, le gaz serait livré à Empress par le réseau de NOVA. TransCanada assurerait le transport à partir des réseaux de TransGas et de NOVA jusqu'à la frontière internationale à Chippawa (Ontario). Outre les nouvelles installations le long de la canalisation principale que TransCanada doit aménager pour transporter les volumes en cause, il faudrait aussi construire un prolongement de Kirkwall à Chippawa (Ontario), ce qui fait l'objet d'une demande distincte en vertu de l'article 58 de la Loi (il s'agit du prolongement de Blackhorse). Cette demande est instruite séparément.

Aux É.-U., National Fuel Gas Supply Corporation («National Fuel») ferait transporter le gaz par Empire jusqu'aux installations de National Distribution à Tonawanda (New York). À son tour, National Distribution livrerait le gaz à la centrale de cogénération.

En Saskatchewan, Sceptre, par l'intermédiaire de sa filiale Oakwood Petroleums Limited («Oakwood»), a conclu avec TransGas un contrat de service de transport garanti le 19 mai 1989 pour livrer les volumes proposés à l'exportation au réseau de TransCanada. La durée du contrat est de cinq ans et Oakwood a le droit de la prolonger. Sceptre a déclaré qu'elle n'aurait pas besoin d'un service de transport additionnel de NOVA pour livrer les volumes de gaz à partir de sources d'approvisionnement situées en Alberta. Encogen a conclu avec TransCanada un contrat précédent en date du 20 décembre 1989, modifié le 23 avril 1990 et le 19 octobre 1990, pour transporter le gaz à partir des interconnexions avec les réseaux de TransGas et de NOVA jusqu'à Chippawa. Les parties ont également assorti les assurances financières d'une garantie d'exécution en vertu d'un contrat passé le 12 avril 1990.

Aux E.-U., Encogen a signé un contrat précédent le 31 octobre 1990 avec National Fuel et Empire en vertu duquel Empire a convenu de transporter le gaz pour le compte de National Fuel par ses installations proposées à partir de la frontière internationale jusqu'à un point proposé d'interconnexion avec les installations de National Distribution. EDC Four, Inc. («DECCA») et National Distribution ont exécuté un contrat précédent en date du 28 novembre 1989 pour le transport du gaz de Tonawanda jusqu'à l'installation de cogénération. Le réseau de National Distribution aurait besoin d'installations additionnelles dont l'entrée en exploitation est prévue pour novembre 1991.

5.3.3 Contrat de vente de gaz

Le contrat d'achat de gaz qu'a passé Encogen avec Sceptre porte sur une quantité journalière de 15 10^3 m^3 (0,5 10^6 pi^3) plus un volume pour respecter les exigences de combustible et de pertes en cours de traitement sur le réseau de TransCanada.

Le contrat comporte un certain nombre de conditions précédentes. Sceptre est chargée d'obtenir les permis d'acheminement provinciaux et de s'occuper du transport à l'intérieur de la Saskatchewan et de l'Alberta. Encogen est

chargée d'obtenir une licence d'exportation et toutes les autorisations réglementaires aux É.-U. et de prendre les arrangements nécessaires pour le transport par le réseau de TransCanada et les pipelines aux É.-U. Quant au financement du projet, à la fois Sceptre et Encogen ont le droit d'annuler le contrat si Encogen ne parvient pas à régler le financement du projet dans l'année qui suit la date à compter de laquelle toutes les autorisations auront été obtenues.

En vertu du contrat, Encogen est tenue de verser à Sceptre un paiement forfaitaire de 1,5 million $ US lorsque toutes les autorisations auront été reçues, que les conditions auront été respectées et que le financement de la centrale de cogénération aura été réglé. De plus, si Sceptre ne livre pas de gaz à Encogen au cours des cinq premières années conformément aux modalités du contrat d'achat de gaz, elle est tenue de rembourser à Encogen 25 000 $ US pour chaque mois de défaut de livraison de gaz.

Le contrat d'achat de gaz entrera en vigueur au plus tôt le 1er novembre 1991 et au plus tard le 30 juin 1994, suivant certains événements précisés au contrat. Si le contrat n'est pas exécuté au milieu de 1994, l'une ou l'autre partie a le droit d'y mettre fin avec un préavis de sept jours. Le contrat est prévu pour une durée initiale de 15 ans à compter de la date du début des livraisons de gaz. Le contrat pourra ensuite être prolongé d'année en année jusqu'à ce que l'une ou l'autre partie décide de l'annuler avec un préavis de 60 jours.

Bien que le contrat ne comporte pas de disposition de prise obligatoire, Encogen est tenue, en des circonstances normales d'exploitation, de prendre du gaz de Sceptre, et l'autosubstitution n'est pas permise. Si Encogen devait faire face à une restriction du volume qu'elle prévoyait acheter, elle négocierait avec Sceptre les modifications des obligations contractuelles en matière de livraison.

En vertu des modalités d'établissement des prix du contrat, bien que Sceptre soit chargée d'obtenir et de respecter les contrats de transport avec TransGas et Nova, Encogen remboursera à Sceptre les coûts réels engagés . Compte tenu de l'intention originale d'approvisionner le projet avec uniquement du gaz des réserves de la Saskatchewan, une des conditions du contrat est que les coûts de NOVA ne doivent pas dépasser ceux de TransGas. Encogen est également tenue de payer le transport par le réseau de TransCanada à partir de l'ouest du Canada jusqu'à la frontière internationale de Chippawa ainsi que le transport aux É.-U.

La composante-produit qu'Encogen devra payer à Sceptre est fixée pour la durée initiale de 15 ans du contrat Pour le gaz vendu au cours de la période allant jusqu'au 31 décembre 1992 inclusivement, le prix sera de 1,53 $ US/GJ (1,65 $ US/10^6 BTU). En l'an 2000, le prix sera passé à 3,28 $ US/GJ (3,54 $ US/10^6 BTU) et en l'an 2009, à 5,82 $ US/GJ (6,26 $ US/10^6 BTU).

Les prix fixes en vertu du contrat d'achat de gaz ont été négociés en fonction du contrat de vente d'électricité entre Encogen et Niagara Mohawk. Puisque la centrale de cogénération sera financée dans le cadre du projet, Encogen a jugé prudent de réduire les risques en alignant les coûts du gaz naturel, qui représentent la dépense d'exploitation la plus importante, sur les recettes futures garanties de la vente d'électricité à Niagara Mohawk. Encogen a déclaré qu'avant de conclure le contrat, Sceptre avait effectué sa propre évaluation des futurs prix du gaz et que la structure des prix fixes assurerait un prix acceptable pour Sceptre pour toute la durée du contrat

Le contrat prévoit l'arbitrage en cas de désaccord découlant du contrat, avec le consentement écrit d'Encogen et de Sceptre.

5.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération, une CA dont l'entrée en exploitation commerciale est prévue pour mars 1992, sera conforme à la version modifiée le 18 février 1988 du contrat de vente d'électricité,

conclu entre American Brass et Niagara Mohawk. Dans un contrat en date du 28 février 1989, American Brass a cédé ses droits dans le contrat de vente d'électricité à DECCA. Le contrat aura une durée de 25 ans à compter du début de l'exploitation et sera automatiquement renouvelé d'année en année jusqu'à ce qu'une ou l'autre partie y mette fin.

Le contrat comprend des modalités d'établissement des prix en période de pointe et hors-pointe. Le tarif de l'électricité achetée par Niagara Mohawk doit être égal ou inférieur à ses coûts évités. Les prix sont établis en fonction de trois périodes distinctes et un compte de redressement est prévu. Au cours de la première période, les prix sont de 0,06 $ kW.h. Au cours de la deuxième et de la troisième période, les prix représentent 95 et 90 % des coûts évités de Niagara Mohawk, tels que déterminés par la NYSPSC. La première période commence à la date de l'entrée en exploitation commerciale jusqu'à ce que le solde du compte de redressement atteigne zéro. La deuxième période, le cas échéant, commence à la fin de la première période et se termine à la fin de la quinzième année du contrat. La troisième période, le cas échéant, commence à la fin de la deuxième période et se termine à la fin de la vingt-cinquième année du contrat. Le transit par des tiers ne sera pas nécessaire pour l'électricité vendue par l'installation d'American Brass.

Niagara Mohawk et EDC ont conclu le 25 avril 1990 une troisième modification au contrat, avec une disposition permettant à Niagara Mohawk de réduire ses achats d'électricité jusqu'à concurrence de 1 700 heures par année. Dans son étude du cas 88-E-081, la NYSPSC avait rejeté les clauses de restriction figurant aux contrats d'électricité des services publics de l'état de New York. Toutefois, la NYSPSC a clarifié son ordonnance dans le cas 88-E-081 par une autre ordonnance pour garantir aux services publics leurs droits fédéraux de restreindre leurs achats auprès de CA lorsque les conditions d'exploitation font que leurs coûts seraient plus élevés que s'ils n'effectuaient pas ces achats. Les services publics ont été autorisés à inclure des clauses de restriction dans leurs contrats futurs, conformément aux ordonnances de la NYSPSC, mais sans aller plus loin que les postulats établis par la NYSPSC. La modification en date du 25 avril 1990 a été approuvée par la NYSPSC.

5.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique à American Brass sera conforme au contrat de vente conclu le 17 janvier 1989 entre EDC et American Brass. Le contrat a une durée de 25 ans à compter de la date d'entrée en exploitation commerciale du projet Par consentement mutuel, les deux parties peuvent renouveler le contrat pour une durée de cinq ans. American Brass est tenue d'acheter une quantité suffisante d'énergie thermique de sorte que la centrale de cogénération puisse conserver son statut de CA. Si American Brass ne respectait pas ses obligations en matière d'achat de vapeur, le contrat prévoit le maintien de l'accès à la centrale afin qu'elle puisse continuer de fonctionner et trouver des méthodes et des trajets d'interconnexion avec d'autres acheteurs d'énergie thermique ou électrique cogénérée. Un système de chauffage auxiliaire au glycol est nécessaire pour garantir à American Brass un approvisionnement en énergie thermique. Le contrat prévoit également une indemnisation d'EDC au cas où American Brass se retirerait du contrat

5.3.6 Approbations réglementaires

Le 26 avril 1989, Sceptre a présenté au ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan («Saskatchewan») une demande de permis d'acheminement du gaz. Dans une lettre datée du 26 novembre 1990, la Saskatchewan déclarait que Sceptre avait établi à sa satisfaction qu'elle disposait de réserves et d'une productibilité suffisantes pour satisfaire les exigences s'appliquant au permis et que ce dernier serait délivré sous réserve du respect des exigences en matière de règlements et de transport en aval. Ce permis autoriserait Sceptre à acheminer 2 327 10^6 m^3 (82,1 10^9 pi^3) de gaz en provenance de la Saskatchewan pour une période de 15 ans.

Sceptre a signifié à l'OCREA son intention de présenter une demande de permis d'acheminement de l'Alberta. L'OCREA a accusé réception de cet avis d'intention. Sceptre attendait une décision de la Saskatchewan avant de

déposer sa demande auprès de l'OCREA mais elle a déclaré que celle-ci porterait sur le volume journalier total afin de pouvoir acheminer du gaz en provenance de l'Alberta ou de la Saskatchewan. La société prévoyait que le volume global représenterait la différence entre la quantité approuvée en Saskatchewan et la quantité requise pour le projet.

Le 23 février 1990, Encogen a présenté au DOE/FE américain une demande de permis d'importation.

L'usine de cogénération a obtenu de la FERC son statut de CA.

5.4 Opinion de l'Office

Dans son analyse de l'approvisionnement d'Encogen, l'Office a tenté de déterminer les éléments clés à la fois de l'approvisionnement affecté et non affecté qui lui permettraient de décider si l'approvisionnement est suffisant

En vue d'évaluer si les réserves sont suffisantes pour satisfaire les besoins d'Encogen, les ventes à Northland et les besoins de NEP ont été soustraits des réserves non affectées disponibles. La somme du reste des réserves non affectées disponibles et des réserves affectées a alors été comparée aux besoins visés par la demande d'Encogen. Selon cette méthode, il existe une légère insuffisance des réserves par rapport au volume global visé par la demande. Le gaz des associés à la disposition de Sceptre atténue l'insuffisance, mais l'Office constate que les contrats de gaz avec les associés peuvent être résiliés avec un préavis d'un an et l'Office ne peut donc pas considérer ces réserves comme une source d'approvisionnement garanti à long terme. Ces réserves ne seront disponibles que dans la mesure où les associés consentiront à ce que Sceptre continue dans l'avenir à commercialiser le gaz.

Aux fins de présentation, l'Office a évalué la suffisance des réserves d'Encogen par rapport aux besoins en affectant des réserves à des besoins particuliers. L'Office reconnait qu'en fait les besoins totaux seront satisfaits à partir de la totalité de l'approvisionnement garanti général. L'évaluation par l'Office de la capacité de production pour l'approvisionnement garanti général est fondé sur cette hypothèse.

L'analyse par l'Office de la capacité de production disponible à l'appui de l'exportation proposée a révélé une insuffisance croissante qui commencerait après 1998 pour les réserves affectées et entre l'an 2000 à 2003 pour l'approvisionnement garanti général. Il faudra compter de plus en plus sur les terrains d'exploration de Sceptre pour fournir une capacité de production suffisant à répondre aux besoins pendant les dernières années de la durée de l'exportation proposée.

Dans son analyse de l'approvisionnement garanti général de Sceptre, l'Office n'a pas tenu compte de nouvelles réserves potentielles qui découleraient du plan d'exploration quinquennal de Sceptre. Sceptre a fourni un grand nombre de données sur son programme d'exploration au cours de l'audience et l'Office estime que ce programme pourra satisfaire une portion des besoins de Sceptre pendant la dernière partie de la licence proposée.

L'Office juge que les marchés en aval pour la production d'électricité et de vapeur de la centrale de cogénération sont satisfaisants et que la centrale fonctionnerait à un facteur de charge élevé. L'Office constate que le permis d'importation du DOE/FE n'a pas encore été accordé mais à son avis, cela ne représente pas un empêchement important. L'Office note que le financement du projet et le certificat de CA ont été obtenus et que l'achèvement et l'entrée en service de la centrale de cogénération sont prévus pour mars 1992.

L'Office constate également que les modalités ont été réglées pour le transport par tous les réseaux pipeliniers nécessaires et qu'Encogen est tenue de payer tous les frais de transport par les réseaux de TransCanada et de TransGas et par NOVA dans la mesure où ils ne dépassent pas les frais qui auraient été engagés si le gaz avait été livré par le réseau de TransGas. Par conséquent, L'Office conclut que les frais fixes de transport au Canada seront recouvrés.

Le prix du gaz à exporter a été négocié entre Encogen et Sceptre, à partir des dispositions du contrat de vente d'électricité avec Niagara Mohawk prévoyant un flux de recettes garanties qui ont ensuite permis à Encogen et Sceptre de négocier un prix du gaz garanti pour la durée du contrat.

Compte tenu des dispositions d'établissement de prix du contrat de vente d'électricité et de la disposition du contrat d'achat de gaz prévoyant le versement par Encogen d'un paiement forfaitaire de 1,5 million $ US à Sceptre, et le recouvrement des frais de transport au Canada, l'Office est d'avis que l'exportation proposée fonctionnera à un facteur de charge élevé qui assurerait un niveau élevé de prise en vertu du contrat.

L'Office a examiné les contrats de vente de gaz et a constaté qu'ils avaient été négociés sans lien de dépendance.

L'appui du producteur est prouvé par le fait que Sceptre, le fournisseur de gaz, a conclu un contrat d'achat de gaz avec Encogen.

5.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Encogen, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 ou aussitôt que le gaz peut être disponible après cette date et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2006.

Chapitre 6
Esso Resources Canada Limited

6.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 27 juillet 1989, Esso a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	à compter du 1er novembre 1991, pour une période de 15 ans.
Point d'exportation	-	près d'Iroquois (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	992 10^3 m^3 (35,0 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	362 10^6 m^3 (12,8 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	5 432 10^6 m^3 (191,8 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz visé par le projet d'exportation proviendrait de réservoirs établis en Alberta contrôlés par Esso et de réserves sous contrat entre Esso et des producteurs albertains.

NOVA livrerait le gaz à TranCanada à Empress (Alberta) et TransCanada le transporterait jusqu'au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario). Le gaz serait alors acheminé par les réseaux d'IGTS, de Tennessee et d'Algonquin Gas Transmission Company («Algonquin») pour livraison à la Boston Gas Company («BGC»).

BGC, une SDL, utiliserait le gaz pour alimenter son réseau.

6.2 Approvisionnement en gaz

6.2.1 Contrats d'approvisionnement

Esso prévoit approvisionner la plus grande partie de l'exportation proposée avec du gaz de ses propres réservoirs. L'Office note qu'aucun réservoir particulier n'a été affecté sous contrat à l'exportation mais Esso lui a présenté une liste des réservoirs libres de contrat d'où elle prévoit tirer le volume requis.

En outre, Esso a passé quatre contrats d'approvisionnement en gaz de diverses durées avec les six producteurs suivants: Hillcrest Resources Ltd., Novalta Resources Ltd., Petrorep (Canada) Ltd. et le groupe composé de Shunda Energy Corporation, Northern Development Company Limited et Wintershall Oil of Canada Limited. Chacun des quatre contrats comporte des modalités pour fournir une portion précise de la QCJ globale d'Esso. Les réserves de gaz naturel contractuelles ne sont pas affectées à un marché précis et les producteurs ont consenti à permettre à Esso de vendre à n'importe quel marché. Ces contrats fourniront environ 14 % du volume requis pour l'exportation.

6.2.2 Réserves

Esso et les producteurs susmentionnés ont utilisé les estimations faites par l'OCREA de leurs réserves et lorsqu'Esso ou ses six producteurs ne possédaient pas un réservoir à 100 %, ils ont appliqué les pourcentages de propriété

appropriés pour déterminer les réserves nettes à partir des estimations de l'OCREA. Le tableau 6-1 indique que l'estimation par l'Office des réserves d'Esso est inférieure d'environ 7 % à celle d'Esso, mais qu'elle dépasse de 21 % le volume visé par la demande.

La divergence entre les estimations des réserves totales s'explique principalement par des différences entre les estimations par l'Office et par Esso des réserves contenues dans plusieurs réservoirs de gaz Viking de grande envergure. Les estimations des réserves adoptées par Esso sont en grande partie fondées sur des études volumétriques tandis que celles faites par l'Office sont fondées sur des études géologiques ainsi que des études récentes de rendement de réservoir et drainage de puits. Cette analyse a révélé que les réserves Viking dans les gisements Redwater et Westlock sont plus petites que prévues. La différence restante entre les estimations découle principalement de l'effet cumulatif de légères différences dans l'interprétation de réservoirs particuliers.

Tableau 6-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de Esso et du volume visé par la demande ($10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

Esso[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande
7 038	6 549	5 432
(248)	(231)	(192)

1. Au mois de novembre 1989 (révisions notées dans la preuve écrite).
2. Au 31 décembre 1988.

Dans son analyse, l'Office a indiqué que le gaz proposé à l'exportation d'Esso se trouve dans 190 réservoirs en Alberta. Ces réservoirs sont situés dans différentes régions de la province et comprennent la plupart des zones productrices importantes, quoique la majeure partie d'entre eux soient concentrés dans les zones crétacées. L'Office estime que 69 % des réservoirs qui ont fait l'objet d'une estimation par Esso contiennent moins de 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3) de réserves de gaz commercialisable initial. Toutefois, la quantité de gaz commercialisable initial dans bon nombre des réserves restantes nettes (19 %) dépasse 3 000 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3).

L'estimation des réserves par l'Office est légèrement inférieure à celle d'Esso, principalement en raison de l'évaluation différente des réserves pour certains réservoirs Viking. Toutefois, l'estimation de l'Office dépasse de loin le volume visé par la demande.

6.2.3 Capacité de production

La figure 6.1 présente une comparaison des estimations par l'Office et par Esso de la capacité de production par rapport aux besoins visés par la demande.

La prévision par Esso de la capacité de production à partir des réserves associées à ce projet a révélé un approvisionnement insuffisant par rapport aux besoins après l'année 2002. Esso a toutefois soutenu que la productibilité de ces réserves était beaucoup plus grande que celle indiquée. Esso a également laissé entendre qu'il était possible de pallier à un léger manque de productibilité en valorisant les réserves et en accélérant la mise en valeur de certains des réservoirs.

L'estimation par l'Office de la capacité de production de réserves particulières visées par la demande révèle une capacité de production insuffisante à compter de l'année 1998.

En plus des réserves particulières mentionnées dans sa demande, Esso a fourni des renseignements détaillés sur l'ensemble de son approvisionnement et de ses besoins. Esso a déclaré que dans l'ensemble, elle a un approvisionnement supérieur à ses besoins pour toute la durée de la licence d'exportation proposée et qu'elle pouvait compter sur l'ensemble de son approvisionnement en gaz pour pallier à un léger manque de productibilité.

6.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

6.3.1 Marché

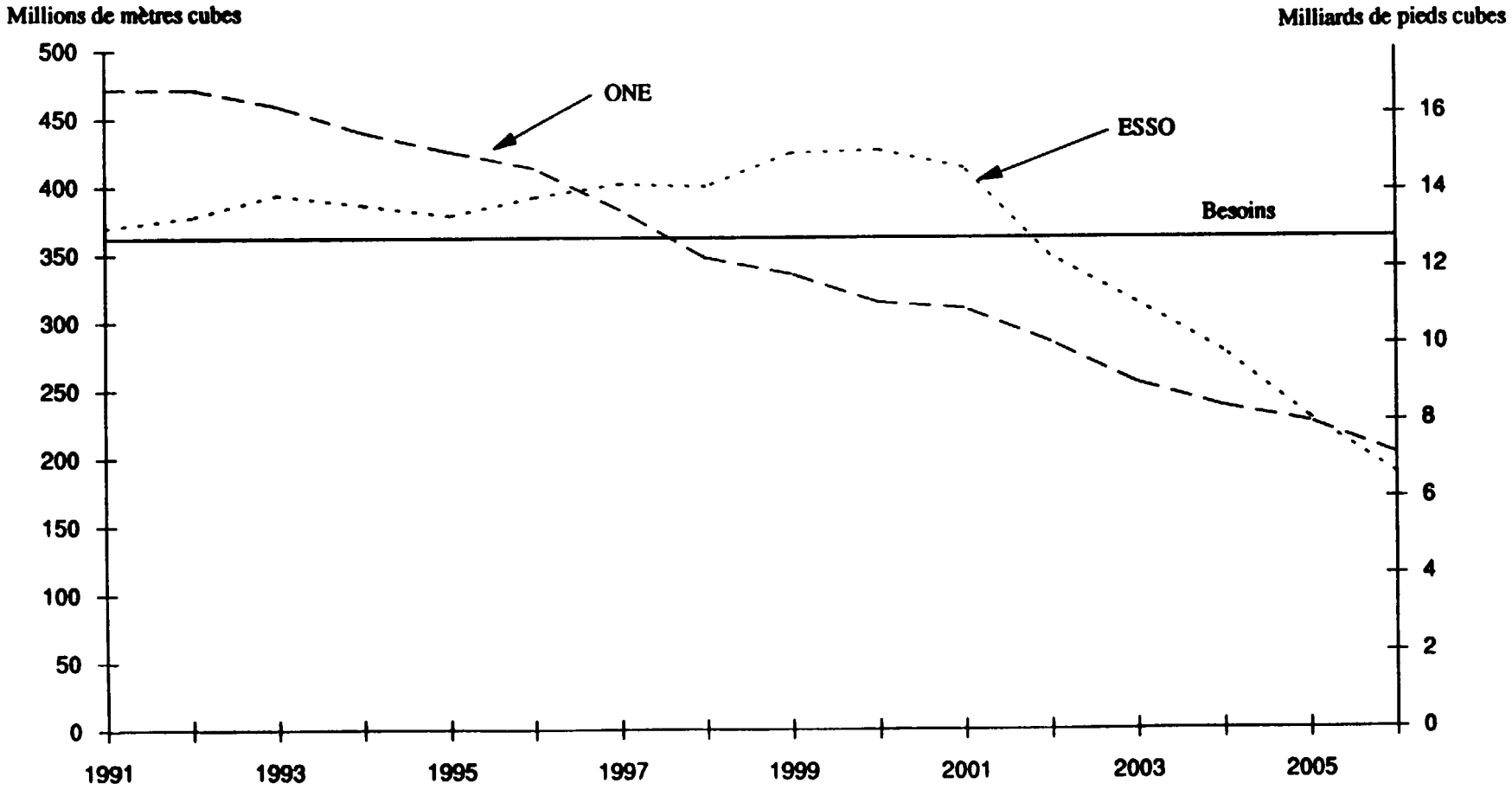
Le gaz proposé à l'exportation alimenterait le réseau de BGC pour ses clients de Boston et de 73 autres villes dans l'est du Massachusetts. BGC est en affaires depuis 1824 et elle est la plus grande SDL en Nouvelle-Angleterre, avec plus de 460 000 clients dans le secteur résidentiel et 36 000 dans les secteurs industriel et commercial.

BGC entend diversifier ses sources d'approvisionnement, répondre à la demande croissante des marchés classiques et autres, et diminuer sa dépendance vis-à-vis d'autres sources plus coûteuses et moins fiables en passant des contrats pour la fourniture de 1 476 10^3 m^3/j (52,1 10^6 pi^3/j) de gaz canadien. Les volumes visés par la demande d'Esso représenteraient 991 10^3 m^3/j (35,0 10^6 pi^3/j) de cette quantité totale, soit moins de 11 % de l'ensemble des achats annuels de BGC. BGC a déclaré que son approvisionnement était insuffisant depuis un certain nombre d'années.

BGC achète et distribue actuellement environ 3000 10^6 m^3 (99,8 10^9 pi^3) de gaz naturel par année.La plus grande partie de ce gaz provient de deux importantes sociétés de transport américaines avec lesquelles elle a un contrat garanti à long terme. Au cours de l'année contractuelle 1988-89, BGC a commandé par contrat 8 784 10^3 m^3/j (310,0 10^6 pi^3/j) de gaz après des réseaux d'Algonquin et de Tennessee, dont 303 10^3 m^3/j (10,7 10^6 pi^3/j) de gaz canadien acheté de Boundary Gas Inc.

Figure 6.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE D'ESSO



BGC passe des contrats avec les fournisseurs de ses pipelines et d'autres pour le stockage et le transport du gaz à partir de gisements de stockage souterrain. La capacité de stockage pipelinier représentait 1594 10^3 m^3/j (56,3 10^6 pi^3/j) en 1988-89.

BGC possède ou loue également des installations qui lui permettent de stocker du gaz naturel liquéfié («GNL»). La quantité de GNL disponible pour les hivers très rigoureux dépasse 113 10^6 m^3 (4,0 10^9 pi^3).

En outre, BGC possède et exploite une installation pour suppléer aux besoins de gaz naturel. L'installation utilise le propane comme charge d'alimentation et peut produire jusqu'à 1 133 10^3 m^3/j (40,1 10^6 pi^3/j) de gaz. De plus, le propane mélangé à l'air dans les usines situées dans la zone de service de BGC peut produire un supplément de 3 116 10^3 m^3/j (110,0 10^6 pi^3/j) au gaz naturel.

Des contrats précédents ont aussi récemment été signés pour le transport d'un volume de 1 122 10^3 m^3/j (39,6 10^6 pi^3/j) de gaz américain en provenance de NOREX par le réseau de Tennessee et d'un volume de gaz de 822 10^3 m^3/j (29,0 10^6 pi^3/j) de Penn East-CDS/Algonquin.

En ce qui concerne ses besoins, BGC a déclaré que la cogénération et la climatisation au gaz semblent offrir des débouchés importants pour les prochaines années. BGC travaille aussi de façon énergique à plusieurs grands projets de cogénération et de production d'électricité, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de sa zone de service. Toutefois, les volumes visés par la demande d'exportation ne seront pas consacrés à un secteur particulier, mais seront utilisés pour fin d'approvisionnement général du réseau.

En 1989, l'ensemble des utilisateurs ultimes de BGC ont consommé 70,8 PJ (67,1 millions 10^6 BTU) de gaz. Selon les prévisions, la consommation de son marché résidentiel devrait passer de 42,4 PJ (40,2 millions 10^6 BTU) en 1989 à 44,5 PJ (42,2 millions 10^6 BTU) à la fin du contrat. Quant à la consommation du marché commercial et industriel qui comprend le chauffage et la climatisation des édifices, les immeubles d'habitation et divers contrats d'éclairage et autres, elle est censée passer de 28,4 PJ (26,9 millions 10^6 BTU) en 1989 à 51,0 PJ (48,4 millions 10^6 BTU) en 2006. BGC prévoit que son marché de cogénération commencera à consommer du gaz en 1993. Le grand marché de la cogénération est censé consommer 15,8 PJ (15,0 millions 10^6 BTU) au cours de cette année-là et passer à 24,2 PJ (22,9 millions 10^6 BTU) en 1994 pour se stabiliser à ce niveau jusqu'à la fin de la période visée par la prévision. BGC prévoit que la demande totale d'énergie de ses marchés d'utilisation ultime passera à 119,8 PJ (113,6 millions 10^6 BTU) d'ici l'an 2006.

Les volumes de gaz dépassant les besoins garantis pourraient se vendre sur le marché interruptible de BGC. Ce marché peut consommer jusqu'à 9 915 10^3 m^3/j (350 $10^6$$pi^3$/j).

BGC prévoit un facteur de charge de 95 % pour le gaz proposé à l'exportation. Les prévisions de BGC reposent sur son modèle d'expéditions à long terme, lequel simule ses pratiques d'achat.

6.3.2 Transport

En Alberta, le gaz serait expédié jusqu'à Empress (Alberta) par le réseau de NOVA puis il serait acheminé par le réseau de TransCanada jusqu'au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario). Le gaz serait alors livré par IGTS au réseau de Tennessee. Tennessee livrerait une partie du volume directement à BGC et le reste serait acheminé par le réseau Algonquin pour livraison finale.

Esso a conclu avec NOVA un contrat qui entrera en vigueur en 1991-92 pour le transport garanti du volume complet de gaz proposé à l'exportation.

Esso et TransCanada ont passé un contrat précédent le 1er mai 1989, dans sa version modifiée, pour le service de transport garanti du volume complet d'exportation. La période du service commencerait au plus tôt le 1er novembre 1991 et prendrait fin le 31 octobre 2006. Esso serait donc responsable du paiement de la composante demande sur le réseau de TransCanada.

BGC a conclu des contrats précédents de transport garanti en date du 16 décembre 1988, du 11 octobre 1989 et du 13 janvier 1989 avec IGTS, Tennessee et Algonquin respectivement.

La capacité des installations en place de Tennessee servirait à livrer le gaz à Algonquin. Tennessee devra toutefois agrandir certaines autres installations. Algonquin aurait besoin d'installations additionnelles pour livrer le gaz à BGC. Dans chaque cas, les demandes pertinentes ont été présentées à la FERC.

6.3.3 Contrat de vente de gaz

Esso et BGC ont signé un contrat modifié le 1er mai 1989. Le contrat a une durée de 15 ans à compter du début des livraisons garanties et peut être prolongé jusqu'à concurrence d'une dizaine d'années.

Le contrat prévoit la livraison quotidienne d'un maximum de 992 10^3 m^3 (35,0 10^6 pi^3) de gaz à l'admission d'IGTS. Il comporte également une disposition pour la livraison de volumes interruptibles avant l'entrée en vigueur du service de transport garanti.

Le contrat fait l'objet d'un certain nombre de conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines et la conclusion de tous les contrats canadiens et américains de transport. Si toutes les conditions précédentes ne sont pas respectées ou si des problèmes de transport empêchent l'acheminement du gaz au plus tard le 31 décembre 1992, le contrat peut être annulé. Le contrat peut aussi être annulé si, après sa deuxième année, un organisme gouvernemental ou de réglementation prend une décision ou une mesure qui peut être réputée avoir des effets négatifs. Cette clause a été incluse pour tenter de décourager toute intervention de réglementation capable de nuire au libre exercice des lois du marché.

Si BGC devait, pour des raisons autres que de force majeure, prendre moins que 75 % de la QJM, Esso pourrait alors réduire la QJM au niveau des commandes journalières moyennes pendant cette période. De plus, si BGC prenait moins que 75 % de la QJM au cours d'un trimestre civil quelconque pour des raisons autres que de force majeure, elle devra alors verser à Esso un paiement de couverture de déficit. Le paiement équivaut à la différence entre les commandes réelles et 75 % de la QJM multipliée par 20 %,de la composante-produit moyenne applicable. Si la QJM complète n'était pas commandée une journée quelconque, Esso aurait alors le droit d'utiliser la capacité de transport non utilisée de BGC pour commercialiser ce gaz elle-même.

Le prix payé par BGC pour le gaz acheté auprès d'Esso comprendra une composante-produit et une composante-demande. La composante-produit sera fixée en fonction d'un prix de référence en 1988 de 1,35 $ US,,GJ (1,45 $ US/10^6 BTU) indexé mensuellement suivant l'indice du prix moyen pondéré du marché du Massachusetts. Cet indice est composé des prix moyens pondérés de combustibles comprenant actuellement le mazout nº 2 à Boston, le mazout nº 6 sur le marché du disponible à New York et le gaz naturel. Le prix du gaz naturel est considéré comme étant la composante du coût du gaz des composantes-produits de Tennessee et de Texas Eastern Transmission Corporation («Tetco»).

Le prix estimatif qui aurait été dérivé selon les modalités de ce contrat à la frontière albertaine en janvier 1990 était de 2,69 $ CAN par GJ (2,89 $ CAN par 10^6 BTU).

La composante-produit et le mécanisme d'augmentation dont il est question dans les présentes peuvent être renégociés tous les trois ans, l'arbitrage étant prévu. L'arbitrage vise à fixer une composante-produit concurrentielle par rapport aux autres contrats garantis à long terme au Massachusetts.

La composante-demande comprend tous les frais de transport fixes et variables payés par Esso pour le transport du gaz au Canada plus une composante de combustible et toute taxe perçue sur le service de transport ou le combustible.

6.3.4 Approbations réglementaires

Le 13 février 1990, l'OCREA a accordé à Esso le permis d'acheminement GR 90-4. Ce permis autorise Esso à acheminer 6 030 10^6 m^3 (213 10^9 pi^3) de gaz naturel en provenance d'Alberta pour une durée de 15 ans à compter du 1er novembre 1991.

Une demande de permis d'importation a été présentée au DOE/FE le 20 juin 1989. On a déclaré en plaidoirie finale qu'une ordonnance serait décrétée dans un avenir rapproché.

BGC a également demandé et reçu l'approbation du contrat de ventes de gaz du Massachusetts Department of Public Utilities.

6.4 Opinion de l'Office

L'Office estime que l'approvisionnement d'Esso est suffisant pour satisfaire l'exportation proposée. Bien que la preuve d'Esso relative aux réservoirs particuliers liés à ce projet révèle une insuffisance de la capacité de production dans la dernière partie de la durée de la licence proposée, l'Office reconnaît qu'Esso pourrait compter son son approvisionnement en gaz général pour pallier à une insuffisance éventuelle de l'approvisionnement.

L'Office juge que le marché de BGC, en tant que SDL, représente un marché stable à long terme pour le gaz canadien. Les ventes d'Esso représenteraient moins de 11 % des achats annuels totaux de BGC et il est donc peu probable qu'un changement dans la demande globale de la SDL soit entièrement absorbé par les ventes d'Esso.

L'Office relève que les modalités ont été réglées pour le transport par tous les réseaux pipeliniers nécessaires et que la composante-demande de la structure de prix du contrat de vente de gaz assurerait le recouvrement de tous les frais fixes de transport au Canada.

L'Office croit que les dispositions contractuelles concernant les paiements de couverture de déficit et le droit d'Esso de réduire la QJM ainsi que l'obligation de BGC de payer la composante-demande sans égard à la prise assureront un niveau de prise élevé en vertu du contrat.

L'Office a examiné le contrat de gaz et a noté qu'il avait été négocié sans lien de dépendance.

Esso a endossé l'exportation proposée en ayant signé un contrat de vente de gaz avec BGC. L'Office constate que les six producteurs avec lesquels Esso a conclu des contrats d'approvisionnement ont consenti à toute vente actuelle ou future.

6.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Esso, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2006.

Chapitre 7
FSC Resources Limited

7.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 30 novembre 1989, FSC a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	du 1er novembre 1991, pour une période de 15 ans.
Point d'exportation	-	près de Niagara Falls (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	453 10^3 m^3 (16,0 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	165 10^6 m^3 (5,8 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	2 480 10^6 m^3 (87,6 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz proposé à l'exportation serait produit à partir de gisements en Alberta et fourni par WGML à partir de réserves de TransCanada visées par des contrats. WGML acheminerait le gaz par le réseau de NOVA jusqu'à l'interconnexion avec celui de TransCanada à Empress (Alberta). FSC, une filiale de Falcon Seaboard Resources Inc. («Falcon Resources»), prendrait possession du gaz à Empress, d'où il serait transporté par le réseau de TransCanada jusqu'à la frontière internationale près de Niagara Falls (Ontario). À la frontière, Falcon Seaboard Gas Company («Falcon Gas»), autre filiale de Falcon Resources, achèterait le gaz. Du côté américain, National Fuel se chargerait du transport jusqu'à une centrale de cogénération devant être construite à North East (Pennsylvanie), centrale qui appartiendrait à Northern Consolidated Power, Inc. («NorCon»), également une filiale de Falcon Resources. La centrale produirait 79 MW d'électricité vendus à Niagara Mohawk. Welch Foods Inc. («Welch»), une coopérative, achèterait la vapeur. La centrale de cogénération serait située près de l'emplacement de l'usine Welch sur un terrain loué de Welch.

7.2 Approvisionnement en gaz

7.2.1 Contrats d'approvisionnement

FSC a conclu avec WGML un contrat d'approvisionnement de 15 ans visant l'achat de jusqu'à 453 10^3 m^3/j (16 10^6 pi^3/j) de gaz naturel. Divers contrats d'achat conclus avec TransCanada fourniront à WGML les approvisionnements nécessaires. Le contrat avec FSC est similaire à d'autres contrats d'approvisionnement en gaz à long terme de WGML, avec les mêmes garanties. Pour garantir l'approvisionnement, WGML s'engage notamment à maintenir un ratio réserves restantes-production («RR-P») supérieur à dix. Si le RR-P devenait inférieur à dix, WGML n'aurait pas le droit de conclure de nouveaux contrats de vente, ce qui englobe le renouvellement de contrats. De plus, en cas de restrictions des approvisionnements en gaz de WGML, FSC et d'autres clients à long terme auraient la priorité sur les détenteurs de contrats à court terme pour l'obtention du gaz disponible. Sur ce plan, le contrat oblige WGML à suspendre ses ventes a court terme avant de limiter l'approvisionnement de ses clients à long terme (plus de dix ans).

Le contrat d'approvisionnement avec WGML permet à FSC de réduire sa QCJ contre versement d'une indemnité (pénalité) à WGML. Cette option, appelée disposition de réduction d'achats, peut être exercée n'importe quand avant la date de livraison initiale prévue au contrat de WGML et lors du deuxième et du quatrième anniversaire de cette date. La taille du versement tient au volume substitué et aux dispositions du contrat en matière de prix.

FSC a déclaré que le but de cette disposition était de protéger et rehausser la valeur économique du projet. S'il devenait difficile pour FSC de s'alimenter chez WGML, elle pourrait aller ailleurs. FSC a déclaré qu'une partie du volume de WGML serait probablement annulée avant la première livraison et qu'elle ferait appel à cette option pendant le contrat avec WGML. Elle a également déclaré qu'elle négociait activement en vue d'un approvisionnement de rechange, que si un tel approvisionnement était trouvé, il se pourrait que ce soit selon des modalités différentes de celles convenues avec WGML (y compris le prix) et enfin 9ue cela pourrait inclure du gaz de source américaine.

FSC s'attend à avoir des dispositions d'approvisionnement définitives d'ici le premier trimestre de 1991, avant de parachever le financement de la centrale de cogénération.

7.2.2 Réserves et capacité de production

La section 17.2 des présents motifs de décision contient des renseignements sur l'approvisionnement en gaz de WGML, auquel se fie FSC.

7.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

7.3.1 Marché

Le gaz proposé à l'exportation alimenterait une centrale de cogénération de 79 MW, dont la construction est prévue sur l'emplacement de l'usine Welch, à North East (Pennsylvanie). Le financement de la centrale devrait être réglé en mars 1991, pour une mise en chantier en avril 1991. Elle devrait entrer en production au printemps de 1992. FSC vendrait le gaz naturel à Falcon Gas, qui le revendrait à NorCon, propriétaire et exploitant de la centrale de cogénération proposée. Les volumes visés par la demande d'exportation représenteraient la totalité des besoins en gaz naturel de la centrale.

FSC a indiqué que NorCon achèterait du gaz à court terme jusqu'au 1er novembre 1992, date à laquelle les installations de transport des exportations proposées seraient accessibles. D'après FSC, rien ne semble empêcher que le transport se fasse provisoirement sur un réseau américain.

FSC prévoit un facteur de charge de 95 % pour la centrale de cogénération. Elle a souligné que la composante-demande et la composante-produit de la structure de prix des contrats inciteraient NorCon à prendre le gaz à un facteur de charge élevé pour en réduire le coût unitaire. FSC a également rapporté que le fabricant des turbines à gaz prévoit que la mise hors service pour entretien de routine représenterait environ 2 % du temps d'utilisation. FSC a ajouté qu'en se fondant sur son expérience à sa centrale du Texas, les mises hors service imprévues devraient représenter environ 3 % du temps.

L'acheteur de l'énergie thermique, Welch, est une coopérative qui utilisera la vapeur de la centrale de cogénération pour ses besoins en chauffage et traitement et pour le fonctionnement d'une unité de réfrigération par absorption. NorCon vendra également directement de l'électricité à Welch, parce que l'usine de cette dernière n'est pas synchronisée au réseau de Pennsylvania Electric. La vente directe évite d'avoir à raccorder l'usine de Welch à deux réseaux électriques. Pennsylvania Electric, à qui est franchisée la région où se trouve l'usine, accepte cette vente directe d'énergie électrique.

Niagara Mohawk, l'acheteur d'électricité, est un service public de l'état de New York qui dessert en électricité des clients résidentiels, commerciaux et industriels de cet état. Les villes d'Albany, Buffalo, Syracuse et Watertown constituent ses quatre principaux marchés. La centrale de cogénération, fonctionnant en exploitation obligatoire, devrait produire autour de 640 000 MW.h d'électricité annuellement.

7.3.2 Transport

Le gaz proposé à l'exportation serait expédié par le réseau de NOVA jusqu'à Empress, à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. De ce point, TransCanada livrerait le gaz à la frontière internationale, à Niagara Falls (Ontario). Du côté américain, National Fuel s'occuperait du transport jusqu'à la centrale de cogénération à North East (Pennsylvanie), où North East Heat & Light exploiterait une station de comptage pour mesurer le gaz.

En Alberta, le transport s'effectuerait en utilisant la capacité garantie établie à long terme de WGML dans le réseau NOVA, sans besoin d'installations supplémentaires. Les dispositions de transport du gaz d'Empress à Niagara Falls à compter du 1er novembre 1991 ont fait l'objet d'une demande présentée par FSC en vertu de l'article 71 de la Loi sur l'ONE. Lorsque National Fuel a indiqué son intention de présenter une demande à la FERC d'ici l'automne de 1991, visant le reste des installations nécessaires au transport des volumes de gaz de Falcon Gas, FSC a retiré sa demande en vertu de l'article 71. FSC a signé avec TransCanada un contrat précédent en date du 13 novembre 1990, pour un service garanti à compter du 1er novembre 1992. TransCanada présentera à l'Office une demande subséquente visant les installations pour le transport du gaz de ce projet et d'autres.

Aux É.-U., Falcon Gas a conclu avec National Fuel un contrat précédent en date du 3 novembre 1989 pour le transport du gaz de la frontière internationale jusqu'à la centrale de cogénération à North East (Pennsylvanie), en passant par Aurora (New York). À cette fin, FSC a déclaré que pour accommoder les volumes de Falcon Gas, il faudrait accroître la compression sur le doublement de l'embranchement Niagara et National Fuel aurait besoin d'accroître la compression sur son propre réseau. National Fuel devrat présenter des demandes à cet effet respectivement à l'automne de 1991 et à la fin de 1990.

7.3.3 Contrat de vente de gaz

Le 28 novembre 1989, FSC signait un contrat d'achat de gaz avec Falcon Gas. FSC s'engageait par ce contrat à fournir à Falcon Gas 453 10^3 m^3/j (16 10^6 pi^3/j) de gaz livré à la frontière internationale. La date de livraison initiale devrait se situer entre le 1er novembre 1991 et le 1er novembre 1993 et le contrat restera en vigueur pendant les 15 années suivant le 1er novembre 1991, à moins que cette durée ne soit réduite par des autorités gouvernementales canadiennes ou américaines régissant des questions relatives au contrat. Le prix englobe les frais engagés par FSC pour acheter les approvisionnements en Alberta et les transporter à Niagara Falls. De son côté, Falcon Gas a signé un contrat d'achat de gaz avec NorCon pour approvisionner la centrale de cogénération, couvrant notamment les frais d'acquisition de l'approvisionnement à la frontière internationale et tous les frais de transport sur les réseaux de NOVA, TransCanada et National Fuel.

FSC a souligné que les modalités du contrat entre FSC et Falcon Gas régissant l'exportation du gaz rejoignent celles du contrat d'achat de gaz entre FSC et WGML.

Le contrat FSC-Falcon Gas comporte plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention par FSC et Falcon Gas de toutes les autorisations réglementaires requises, l'obtention du soutien du producteur par WGML, l'exécution de contrats de transport entre TransCanada et FSC et entre National Fuel et Falcon Gas et l'obtention du financement pour le projet de cogénération. Chacune des conditions doit être respectée ou abandonnée au 1er novembre 1993, faute de quoi le contrat serait annulé.

L'entente reconnait l'existence d'une clause de réduction d'achats dans son contrat avec WGML. Dans son contrat avec Falcon Gas, il est prévu que FSC puisse réduire sa QcJ si elle dispose de suffisamment de stocks de remplacement autorisés à des prix acceptables pour Falcon Gas. Falcon Gas a le droit d'exiger que FSC, avec un préavis raisonnable, exerce son option de réduire la QCJ du contrat d'approvisionnement en gaz avec WGML aux intervalles prévus. Dans le cas d'achat de volumes réduits de WGML, Falcon Gas doit verser à FSC une indemnité à l'égard de la pénalité qu'il faudrait payer à WGML. Le remplacement par d'autres approvisionnements avec la réduction des volumes de WGML qui en découlerait ne pourraient s'effectuer qu'après avoir obtenu toutes les autorisations gouvernementales et réglementaires nécessaires.

Le contrat prévoit que Falcon Gas paiera à FSC un prix à l'exportation comportant une composante-demande et une composante-produit

La composante-demande englobe les frais mensuels liés à la demande que paie WGML pour le transport sur le réseau de NOVA, la composante-demande du réseau de TransCanada pour le service de transport visé par le contrat de FSC et des frais de réservation de 268,43 $ par 10^3 m^3 de sa QCJ.

La composante-produit se calculera à partir la compensait pas ce déficit, WGML pourrait choisir formule suivante:

CP = PMCEC - FJD + DP

- CP représente la composante-produit;
- PMCEC représente le prix du marché captif de l'Est du Canada, correspondant au prix de vente moyen pondéré le mois précédent de l'ensemble des ventes de WGML à quatre SDL de l'Est canadien (ICG Utilities (Ontario) Ltd («ICG Ontario»), Consumers', Union et Gaz Métropolitain, inc. («GMi»), plus 0,05 $ par gigajoule, moins les frais de transport moyens pondérés d'Empress vers l'Est du Canada;
- FJD désigne les frais journaliers liés à la demande du réseau NOVA, et
- DP représente les droits liés au produit, correspondant à la somme des frais liés au produit de TransCanada pour le transport et des frais du gaz utilisé comme combustible dans le réseau de TransCanada pour le transport du gaz.

En bref, le contrat prévoit un prix à l'exportation, dont la composante-produit se fonde sur le prix de vente mensuel moyen pondéré plus 0,05 $1GJ (0,05 $/$10^6$ BTU) à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, prix obtenu par WGML de SDL de l'Est canadien pour du gaz vendu à leurs marchés captifs ou prioritaires, moins la composante-demande du réseau de NOVA.

Le prix estimatif à la frontière de l'Alberta en janvier 1990 fondé sur les termes contractuels ci-dessus était de 2,30 $ CAN par GJ (2,47 $ CAN par 10^6 BTU).

Le contrat entre FSC et WGML comporte des modalités de renégociation et, au besoin, d'arbitrage si l'une ou l'autre partie est d'avis que le prix à payer par une SDL ne correspond plus au prix payé par les clients de son marché captif.

FSC a déclaré que même si con contrat avec Falcon Gas ne comportait pas de disposition de prise obligatoire, son contrat avec WGML l'obligeait à prendre un minimum de 75 % de la quantité contractuelle annuelle («QCA»). Si FSC achète moins de 75 % de cette quantité pendant une année quelconque, elle devrait compenser le volume manquant l'année suivante. Si FSC ne compensait pas ce déficit, WGML pourrait choisir de réduire en permanence la QCJ, à moins que FSC n'exerce son option de maintenir la QCJ en payant le gaz non pris. Si à la fin de la quatrième année contractuelle il restait un volume de gaz que FSC aurait dû prendre au cours de ces quatre années, FSC pourrait choisir de payer ce volume à WGML ou d'accepter de le prendre au cours des cinq années suivantes. À tout événement, à la fin de cette période suivante de cinq ans, FSC serait tenue de payer à WGML tout volume non pris.

7.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération s'effectuerait conformément au contrat en date du 28 avril 1989 entre NorCon et Niagara Mohawk. Le contrat d'électricité entrera en vigueur pour une durée initiale de 25 ans à compter de l'entrée en exploitation, au plus tard le 18 juillet 1995.

La centrale de cogénération de North East fonctionnera en exploitation obligatoire. Niagara Mohawk paiera un prix égal ou inférieur à ses coûts évités. La structure de prix comporte trois périodes distinctes et un compte de redressement. Au cours de la première période, le prix s'établit à 0,06 $/kW.h. Pendant la deuxième période, le prix représente 95 % du tarif des coûts évités de Niagara Mohawk, tels que déterminés par la NYSPSC, dans une fourchette de prix maximum et minimum tenant compte des coûts évités à long terme de Niagara Mohawk. Pour la troisième et dernière période, le prix s'établit à 90 % du tarif des coûts évités de Niagara Mohawk. La première période commence à la date d'entrée en exploitation initiale et se termine lorsque le solde du compte de redressement correspond à zéro. La seconde période, s'il y a lieu, va de la fin de la première période jusqu'à la fin de la quinzième année. La troisième période, s'il y a lieu, va de la fin de la deuxième période à la fin de la vingt-cinquième année. La vente d'électricité de la centrale de North East n'exige pas de transit par un tiers.

7.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique de la centrale de North East s'effectuerait en vertu d'un contrat d'énergie thermique entre Welch et Falcon Seaboard Oil Company. La vente d'énergie thermique a fait l'objet d'une lettre d'intention le 25 octobre 1988, modifiée depuis. La lettre d'intention prévoit que le contrat d'énergie thermique restera en vigueur pour une période de 25 ans à compter de la date de mise en exploitation initiale, la même échéance que le contrat de vente d'électricité. Le minimum d'achats de vapeur prévu par Welch permettra à la centrale de conserver son statut de CA. Dans le cadre de ses obligations contractuelles, la centrale de North East fournira à Welch l'électricité nécessaire au fonctionnement d'un compresseur, si la centrale de cogénération n'était pas en mesure d'offrir de réfrigérant.

Le demandeur a déclaré que la négociation se poursuit avec Welch et que l'on s'attend à signer un contrat d'ici décembre 1990. À la parution de ces motifs, le demandeur n'avait pas fait savoir à l'Office si le contrat de vente de vapeur avait été signé.

7.3.6 Approbations réglementaires

Les volumes faisant l'objet de la demande seraient acheminés de l'Alberta en vertu du permis TC-85-1, qui a été accordé par l'OCREA le 3 janvier 1986 et expire le 31 octobre 1999.

Falcon Gas a reçu une autorisation d'importation de 15 ans en vertu d'une ordonnance du DOE/FE, sous réserve d'une évaluation environnementale finale des installations nécessaires au transport du gaz.

La centrale de cogénération a obtenu de la FERC son statut de CA le 23 octobre 1990.

7.4 Opinions des intervenants

Consumers' et Union ont toutes les deux manifesté leur opposition à la demande de licence d'exportation présentée par FSC, évoquant surtout le caractère prématuré du projet, mais aussi des préoccupations à l'égard de la disposition de réduction des achats figurant au contrat d'approvisionnement en gaz avec WGML.

Sur le plan du caractère prématuré du projet, Consumers' et Union s'inquiétaient du fait que les installations nécessaires au transport du gaz au Canada et aux États-Unis n'avaient pas encore été construites et que l'on n'avait même pas encore demandé leur approbation réglementaire.

Union a avancé que le défaut d'avoir présenté une demande visant trois importantes approbations réglementaires devrait constituer un indice flagrant du caractère prématuré d'un projet.

Consumers' s'inquiétait de l'absence d'un contrat signé d'achat de vapeur, soulignant que deux années s'étaient écoulées depuis la signature de la lettre d'intention avec Welch. Union a soutenu qu'il était impossible pour l'Office ou les parties intéressées d'effectuer une analyse sérieuse d'un projet pour lequel il reste autant à accomplir. Union a souligné que les négociations avec l'acheteur de vapeur pourraient aboutir à des changements aux modalités de la lettre d'intention originale, ce qui devrait faire l'objet d'un examen en audience publique et non d'une simple production de données modifiées ou supplémentaires après l'audience.

Consumers' a relevé que FSC prévoyait obtenir un financement pour la centrale de cogénération en mars 1991 et entreprendre la construction en avril 1991. Consumers en a conclu que l'obtention d'une licence de l'Office ne semblait pas représenter une étape critique pour l'aboutissement de cette phase du projet.

Consumers' estimait qu'un contrat d'approvisionnement en gaz assorti d'une disposition de réduction constituait un contrat à court terme. D'après elle, il pourrait s'agir d'un contrat à long terme seulement si FSC n'exerçait jamais son option. Toutefois, Consumers' a souligné que FSC avait indiqué sa ferme intention d'acheter un approvisionnement réduit et de ce fait, Consumers' en concluait que l'approvisionnement en gaz auprès de WGML était de nature provisoire. Consumers' a également relevé le lien entre les prix des combustibles et les prix de l'électricité, en remettant en question la possibilité d'évaluer ce lien sans avoir une idée quelconque des modalités futures d'approvisionnement.

En ce qui a trait à la disposition de réduction des achats, Union a soutenu que l'Office ne devrait pas délivrer une licence en se fondant sur un contrat qui permet à FSC de réduire ou d'annuler les volumes de WGML en versant une indemnité modeste. Union a avancé qu'il n'était pas raisonnable de la part de FSC de demander à l'Office et au public de consacrer du temps à un examen public de données sur un approvisionnement en gaz afin de rendre une décision sur le caractère suffisant de cet approvisionnement, pour que FSC puisse ensuite remplacer le volume complet, peut-être même peu après la délivrance de la licence. Union était d'avis que l'objet d'un examen public d'un approvisionnement en gaz n'était pas respecté lorsque des données différentes sur l'approvisionnement peuvent être produites après la conclusion de l'audience.

WGML a précisé avoir conclu que la combinaison de dispositions de détermination des prix en fonction du marché et de l'éventuel avantage pour elle de la disposition d'indemnité en cas de réduction faisait de son contrat avec FSC un arrangement commercial viable.

En réponse aux préoccupations soulevées par Consumers' et Union, FSC a convenu que l'obtention d'une licence à cette étape de l'avancement du projet ne représentait pas un élément critique de financement. FSC estimait cependant avoir respecté toutes les exigences pour l'obtention d'une licence.

En ce qui a trait aux installations en aval, FSC a signalé qu'elle avait conclu un contrat précédent avec National Fuel, obligeant cette dernière à aller de l'avant avec les installations. FSC a soutenu que tout problème soulevé par la maturité de son projet pouvait être réglé au moyen d'une disposition de temporisation. FSC a proposé de présenter à l'Office toutes nouvelles données sur l'approvisionnement si un remplacement avait lieu et s'est dite prête à accepter une condition à cet effet dans la licence. FSC a déclaré que même si Consumers' et Union percevaient la disposition

de réduction comme une faiblesse du contrat, elle était plutôt d'avis que l'aptitude au remplacement par un autre approvisionnement offrait un élément de souplesse et renforçait la solidité économique du projet.

FSC a déclaré en conclusion que bien que la délivrance d'une licence ne joue pas un rôle critique dans le financement, une telle licence faciliterait les négociations entre les commanditaires du projet et les banquiers, à titre de preuve d'une source d'approvisionnement en gaz à long terme.

7.5 Opinion de l'Office

L'Office a examiné le contrat d'achat de gaz entre WGML et FSC et le contrat d'achat de gaz entre FSC et Falcon Gas. FSC a reconnu que son lien avec Falcon Gas faisait que leur contrat n'avait pas été négocié sans lien de dépendance. Néanmoins, comme l'a souligné FSC, les modalités de ce contrat sont à peu près identiques à celles du contrat avec WGML, qui lui avait été négocié sans lien de dépendance, et l'Office considère donc qu'il s'agit d'une opération sans lien de dépendance.

L'Office estime que la composante-demande du mécanisme de détermination du prix dans le contrat d'exportation garantirait le recouvrement des frais fixes de NOVA et de TransCanada pour le service de transport jusqu'à Niagara Falls. L'Office relève que la composante-produit du mécanisme de détermination du prix est liée au prix moyen pondéré des ventes de WGML à quatre SDL de l'Est canadien et qu'elle ne varie donc pas en fonction de la zone du marché immédiat de la centrale de cogénération. Toutefois, l'Office réalise que l'acheteur, en signant le contrat, était d'avis que le prix du produit, avec sa formule d'indexation, serait concurrentiel avec celui du gaz vendu dans le marché de sa région. L'Office relève également que le prix peut au besoin faire l'objet d'une renégociation et d'un arbitrage et que le producteur a approuvé le contrat de vente.

Pour ce qui est de la disposition de réduction au contrat WGML-FSC, l'Office a tenu compte des préoccupations soulevées par Union et Consumers' à l'égard de l'aptitude du public à examiner les modalités d'approvisionnement et autres à la base du projet. L'Office partage les inquiétudes d'Union et de Consumers', surtout compte tenu du fait que FSC a indiqué négocier activement des approvisionnements de remplacement en donnant l'impression qu'un tel remplacement, à tout le moins partiel, était imminent

Après de longues délibérations, l'Office a décidé que ses préoccupations pourraient être apaisées par l'inclusion d'une condition dans la licence délivrée à FSC pour le projet Welch. En vertu de cette condition, si FSC, avant le début des exportations, remplace son marché ou son approvisionnement en gaz par un autre, elle sera tenue d'obtenir l'autorisation de l'Office à cet effet. Pour ce faire, FSC devra présenter à l'Office et aux parties intéressées à la présente audience des données sur l'approvisionnement en gaz ou le marché de remplacement, suffisamment détaillées pour permettre à l'Office et à d'autres de bien évaluer la nature et l'effet du changement et pour permettre à l'Office, avec la contribution des parties intéressées, de déterminer s'il est nécessaire de procéder à un examen public des modalités modifiées d'approvisionnement ou de marché. L'Office a relevé qu'en réponse à un contre-interrogatoire de Consumers', FSC avait déclaré qu'elle ne s'opposerait pas à une condition qui assujettirait un approvisionnement de remplacement à un examen par l'Office identique ou similaire à celui qui visait l'approvisionnement original.

Une décision par FSC de remplacer l'approvisionnement de WGML après le début des exportations exigerait des modifications aux contrats d'approvisionnement de gaz, qui ne pourraient entrer en vigueur sans l'autorisation de l'Office, en vertu de l'article 35 du Règlement de la partie VI. L'Office aurait alors l'occasion d'évaluer l'effet des nouvelles modalités et il pourrait également solliciter la contribution d'autres parties intéressées à son examen.

En ce qui a trait à la question du caractère complet de la preuve, l'Office a étudié les arguments de toutes les parties en cause. L'Office relève que malgré l'absence de contrat signé d'achat de vapeur, une lettre d'intention détaillée signée par Falcon Seaboard Oil Company et Welch a été produite à l'audience. De plus, FSC a produit une seconde

lettre de Welch indiquant que les négociations continuent de progresser. L'Office relève également l'existence d'un contrat signé de vente de la production d'électricité avec Niagara Mohawk. L'Office juge donc qu'il existe un marché pour les volumes proposés à l'exportation.

Bien que le transport du gaz au Canada comme aux États-Unis exige des installations qui n'ont pas fait l'objet d'une demande, l'Office accepte l'argument de FSC à l'effet que l'existence de contrats précédents crée une présomption raisonnable que ces arrangements de transport seront conclus.

Quant aux arguments de Consumers' et d'Union à l'effet que cette demande d'exportation est prématurée et devrait être rejetée, l'Office réalise qu'il reste à conclure certains arrangements touchant le contrat d'achat de vapeur, le financement et le transport, mais l'Office trouve également la preuve suffisante pour que l'Office soit certain qu'une fois les modalités conclues, cette exportation comportera des modalités commerciales satisfaisantes et qu'elle desservira un projet de production d'électricité qui représente un marché à long terme satisfaisant. De plus, en assortissant la licence d'une disposition de temporisation et d'une condition qui interdit le remplacement de l'approvisionnement en gaz ou du marché sans l'autorisation préalable de l'Office avant que le gaz ne puisse être acheminé en vertu de cette licence, l'Office s'assure que la nature du projet ne différera pas de ce qui a été proposé dans la preuve déposée.

L'Office accepte l'argument de FSC à l'effet que même en l'absence de disposition de prise obligatoire au contrat, Falcon Gas s'oblige par contrat à verser des frais liés à la demande, que le gaz soit acheminé ou non. FSC est également dans l'obligation de prendre 75 % de la QCJ pendant les quatre premières années; sinon, FSC doit accepter de prendre la différence au cours des cinq années suivantes ou de payer le prix courant du produit pour ce volume. L'Office est raisonnablement assuré qu'avec de telles dispositions, le gaz sera pris à un facteur de charge élevé en vertu de ce contrat.

De plus, l'Office est d'avis qu'avec l'indemnité que FSC devrait verser à WGML pour exercer son option de réduction, FSC choisirait de réduire son approvisionnement auprès de WGML seulement si elle réussissait à trouver une autre source garantie d'approvisionnement à un prix qui justifierait le changement.

7.6 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à FSC, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2005. L'Office a également décidé d'inclure une condition prévoyant qu'avant le début des exportations, FSC ne peut, sans autorisation de l'Office, utiliser un approvisionnement ou délivrer à un marché qui ne correspondent pas à ceux décrits dans la demande et lors de l'audience GH-5-89.

Chapitre 8
Fulton Cogeneration Associates

8.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée le 4 décembre 1989 de sa demande en date du 3 novembre 1989, Fulton a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	du 1er novembre 1991 au 31 octobre 2005, pour une période de 14 ans.
Point d'exportation	-	Chippawa (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	326 10^3 m^3 (11,5 10^6 pi^3) les dix premières années, 160 10^3 m^3 (5,7 10^6 pi^3) les quatres dernières années.
Quantité annuelle maximale	-	119 10^6 m^3 (4,2 10^9 pi^3) les dix premières années, 58 10^6 m^3 (2,1 10^9 pi^3) les quatre dernières années.
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	1 424 10^6 m^3 (50,3 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz proposé à l'exportation serait produit à partir de gisements en Alberta et en Saskatchewan à partir de réserves établies contrôlées par OMV (Canada) («OMV») et Star Oil and Gas Ltd. («Star»). Le gaz serait acheminé par le réseau de NOVA en Alberta, celui de TransGas en Saskatchewan et celui de TransCanada jusqu'au point d'exportation proposé de Chippawa (Ontario). Du côté américain, le transport est prévu sur les réseaux d'Empire et de Niagara Mohawk afin d'alimenter en gaz une centrale de cogénération de 47,4 MW devant être construite à Fulton (comté d'Oswego, New York).

8.2 Approvisionnement en gaz

8.2.1 Contrats d'approvisionnement

Fulton a passé des contrats avec deux producteurs, OMV pour une durée de 11 ans et Star pour une durée de 15 ans. L'exécution des contrats ne repose pas sur l'affectation de réserves spécifiques, mais chaque producteur a indiqué son intention d'utiliser les réserves indiquées et d'y substituer d'autres réserves seulement après en avoir avisé Fulton et obtenu son consentement. L'approvisionnement d'OMV provient de ses réserves en Alberta, celui de Star de ses réserves en Saskatchewan.

Fulton a indiqué que certaines réserves de gaz naturel contrôlées par OMV et actuellement engagées par contrat à long terme à ProGas sont en voie d'être libérées de ce contrat et réaffectées à long terme à Fulton.

Fulton a également déclaré que Star livre actuellement du gaz en vertu d'un contrat d'achat avec Unigas à partir des réserves qui approvisionneront Fulton. Star et Unigas ont convenu de mettre fin à ce contrat le 1er avril 1991.

La section 8.3.3 des présents Motifs traite plus en détail de ces modalités contractuelles.

8.2.2 Réserves

Le tableau 8-1 indique que l'estimation par l'Office des réserves établies de gaz de Fulton est inférieure de 4 % à l'estimation par Fulton et qu'elle dépasse de 55 % le volume visé par la demande.

L'approvisionnement de Fulton repose sur des réserves en Saskatchewan et en Alberta. Fulton estime ses réserves à 1 029 10^6 m^3 (36,3 10^9 pi^3) en Saskatchewan et à 1 272 10^6 m^3 (44,9 10^9 pi^3) en Alberta. De son côté, l'Office estime les réserves de Fulton à 1 217 10^6 m^3 (43,0 10^9 pi^3) en Saskatchewan et à 991 10^6 m^3 (35,0 10^9 pi^3) en Alberta.

Tableau 8-1
Comparaison des estimations de réserves de gaz établies de Fulton et du volume visé par la demande ($10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

Fulton[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande
2 301	2 208	1 424
(81)	(78)	(50)

1. Au 9 avril 1990.
2. Au 31 décembre 1988.

Les réserves de Fulton en Saskatchewan se situent dans la région de Hatton, dans les zones de Milk River, Medicine Hat et Second White Specks. Les zones de Milk River et Second White Specks sont largement réparties, alors que la zone de Medicine Hat est mince et de superficie restreinte dans la région de Fulton.

L'estimation par l'Office des réserves en Saskatchewan dépasse d'environ 18 % celle effectuée par Fulton. L'écart provient surtout de différences d'interprétation de la production nette de Milk River à partir des données de diagraphie. Toutefois, l'Office accepte l'estimation par Fulton de la production nette des zones de Medicine Hat et de Second White Specks.

L'estimation par l'Office des réserves pour l'approvisionnement de Fulton en gaz d'Alberta est inférieure de 22 % à celle de Fulton. L'Office a reconnu 34 réservoirs en Alberta (dont 31 de moins de 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3)), se trouvant dans des zones crétacées, jurassiques, triasique et dévoniennes. L'estimation par Fulton englobait des réserves probables représentant environ 14 % de son approvisionnement total en gaz. L'Office a reconnu tous les terrains de Fulton contenant des réserves probables et a réduit leur montant du même facteur de risque utilisé par Fulton (50%). L'écart de 281 10^6 m^3 (10,0 10^9 pi^3) dans l'estimation des réserves d'Alberta provient principalement de l'interprétation de la superficie du réservoir. Fulton avait affecté des zones de drainage en coupe entière à plusieurs des réservoirs à puits unique. L'analyse de l'Office révèle qu'un drainage inférieur à une coupe entière convient souvent, comme on l'explique à l'annexe III, et l'Office trouve insuffisante la preuve présentée à l'appui de l'affectation d'une superficie supérieure pour certains des réservoirs à puits unique.

En bref, l'estimation des réserves par l'Office est légèrement inférieure à celle par Fulton, mais dépasse considérablement le volume visé par la demande.

8.2.3 Capacité de production

La figure 8.1 compare les estimations de capacité de production par l'Office et Fulton au volume visé par la demande.

Fulton a produit une estimation de sa capacité de production démontrant qu'elle est en mesure de répondre aux besoins visés par la demande jusqu'en 2001, prévoyant par la suite de légères insuffisances d'approvisionnement. Fulton s'approvisionne auprès de deux producteurs, Star et OMV. Star croyait que ses terrains pourraient effectivement produire les volumes nécessaires et a souligné qu'en cas d'insuffisance, elle pourrait augmenter son approvisionnement à partir d'autres réserves libres de contrats en Alberta et en Saskatchewan. OVM a déclaré détenir d'autres réserves disponibles, ainsi que des sources de gaz livrable à court terme, ce qui, avec son programme poussé d'exploration, permettrait de combler tout écart entre l'approvisionnement et les besoins. Aucun des producteurs n'avait de service quelconque d'appui, mais ils ont évoqué la possibilité de s'appuyer mutuellement.

L'estimation par l'Office de la capacité de production des réserves de Fulton indique que les besoins visés par la demande peuvent être comblés pour toute la durée de la licence d'exportation proposée.

8.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

8.3.1 Marché

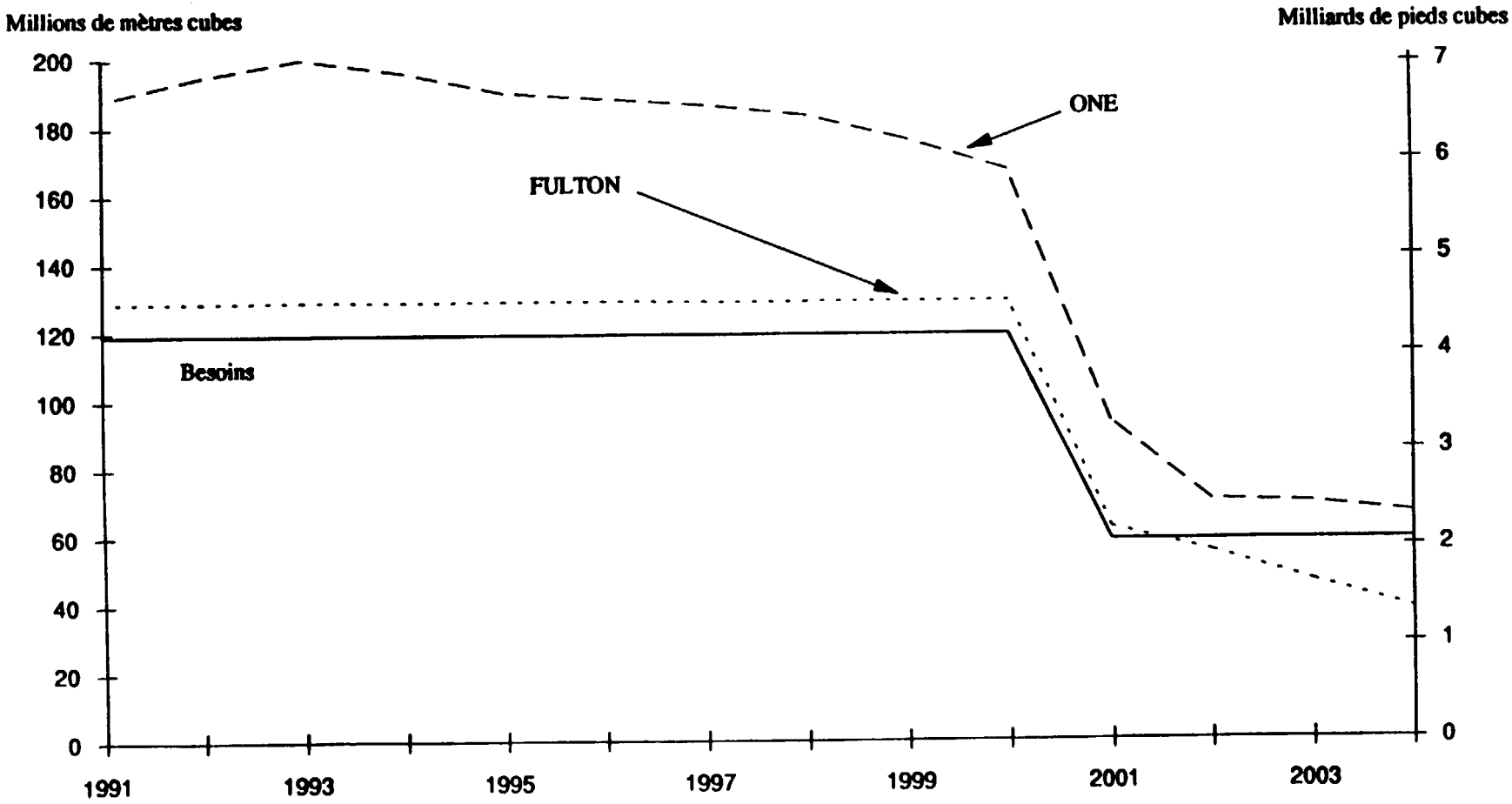
Le gaz alimenterait une centrale de cogénération de 47,4 MW, située à Fulton (New York) sur des terrains loués de Nestle Food Corporation («Nestle»). La centrale devrait entrer en exploitation au début d'avril 1991. Le volume en cause constitue la totalité des besoins de gaz de cette installation pour dix ans, puis la moitié par la suite.

L'électricité de la centrale de Fulton serait vendue à Niagara Mohawk, qui offre un service d'électricité à des clients résidentiels, commerciaux et industriels dans sa zone de service comprenant les villes d'Albany, Buffalo, Syracuse et Watertown (New York). Fulton a déclaré que l'usine serait exploitée sur une base obligatoire, de sorte que Niagara Mohawk doit acheter toute l'électricité produite.

Nestle, une société de transformation des aliments, achèterait l'énergie thermique. Elle a besoin de vapeur culinaire de catégorie alimentaire pour le chauffage et le refroidissement servant à la fabrication de produits de chocolat. Nestle est obligée par contrat d'acheter assez de vapeur pour assurer la statut de CA de la centrale.

Figure 8.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE DE FULTON



Bien que le financement de cette installation de 48 millions $ US ne soit pas définitif, Fulton a déclaré avoir déjà dépensé 30 millions sur l'installation au moment de l'audience.

8.3.2 Transport

Le gaz d'origine albertaine serait expédié par le réseau de NOVA jusqu'à Empress (Alberta). OMV, le producteur albertain, détient une capacité garantie suffisante sur le réseau de NOVA pour transporter les volumes visés par les contrats. Le gaz provenant de Saskatchewan serait expédié par TransGas jusqu'au point de livraison près de Success ou Bayhurst (Saskatchewan). Star, le producteur de Saskatchewan, a un contrat de transport à long terme avec TransGas qui, avec des renouvellements, assurerait une capacité suffisante pour la livraison des volumes visés par les contrats.

TransCanada transporterait ensuite le gaz d'Empress (Alberta) et de Bayhurst (Saskatchewan) jusqu'à Chippewa (Ontario), pour livraison à l'interconnexion à la frontière internationale avec le réseau proposé d'Empire. TransCanada et Fulton ont signé un contrat précédent le 8 décembre 1989, modifié le 12 octobre visant le transport garanti de 354 10^3 m^3 (12,5 10^6 pi^3) à compter du 1er novembre 1991. Puisque Fulton serait l'expéditeur sur le réseau de TransCanada, elle serait responsable des coûts fixes de transport pertinents à ce réseau. En plus des installations supplémentaires requises pour la canalisation principale de TransCanada en vue de transporter les volumes de Fulton, il faudrait également un nouveau prolongement de Kirkwall à Chippawa (Ontario), appelé prolongement de Blackhorse et faisant l'objet d'une demande distincte de TransCanada en vertu de l'article 58 de la Loi. Cette demande fait l'objet d'une audience distincte.

Aux É.-U., le gaz voyagerait par le réseau proposé d'Empire de la frontière internationale jusqu'à l'interconnexion avec le réseau de Niagara Mohawk à Syracuse (New York). Fulton signait un contrat précédent avec Empire le 17 mai 1989, modifié le 17 avril 1990, visant transport garanti de 340 10^3 m^3/j (12 10^6 pi^3/j) pour une période de 18 ans à compter du 1er novembre 1991. Fulton a précisé que le transport par le réseau Empire restait à confirmer à la présente étape, mais qu'elle prévoyait recevoir sous peu l'autorisation nécessaire de la NYSPSC.

Après avoir reçu les volumes de Fulton à Syracuse (New York), Niagara Mohawk les livrerait à la centrale de cogénération. Fulton a conclu un accord de principe avec Niagara Mohawk pour le transport des volumes visés par les contrats pendant une période de 18 ans. Pour transporter le gaz de Fulton, il faudra procéder à des travaux de construction sur le réseau de Niagara Mohawk, qui devraient commencer sous peu.

Fulton a déclaré que plusieurs options de transport s'offraient, si Empire était retardée ou même n'était pas construite: recourir au service garanti sur le réseau de Tennessee ou celui de Great Lakes Transmission Co. («Great Lakes») jusqu'à celui d'ANR Pipeline Co. («ANR») et à CNG Transmission («CNG»), ou d'autres. Elle a signalé qu'une fois la centrale de cogénération achevée, elle aurait affecté environ 48 millions $ US et que cette somme, en plus de son engagement à l'endroit d'OMV et Star, assurerait qu'elle tenterait activement d'adopter l'une des options de transport aux États-Unis.

Fulton a indiqué que la centrale de cogénération serait achevée à 92 % à la fin de 1990 et que la phase de mise en exploitation aurait lieu au début de 1991. Entre temps, Fulton a l'intention d'avoir recours au transport interruptible pour exporter du gaz à partir de Niagara Falls (Ontario) en vertu de son ordonnance d'exportation à court terme no GO-119-90. Du côté américain, Fulton a déclaré qu'elle aurait recours au service interruptible disponible le moins dispendieux.

8.3.3 Contrats de vente de gaz

Fulton a conclu des contrats de vente de gaz avec deux producteurs, OMV et Star.

8.3.3.1 OMV (Canada) Ltd.

Fulton et OMV ont signé une contrat de vente de gaz le 27 octobre 1989, modifié les 11 mai et 12 septembre 1990 et portent sur une durée de 11 ans. Ce contrat prévoit des livraisons pouvant atteindre 184 10^3 m^3/j (6,5 10^6 pi^3/j) à compter du 1er avril 1991. Le contrat fait l'objet de plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines et la conclusion de toutes les modalités de transport au Canada et aux États-Unis. Ces conditions précédentes doivent être respectées au plus tard le 1er février 1991, faute de quoi, l'une ou l'autre partie peut annuler le contrat sur production d'un avis écrit. Si au 31 mars 1991 aucune partie n'a choisi d'annuler le contrat, les conditions non respectées seront réputées entièrement abandonnées.

Le contrat attribue à OMV la responsabilité de tous les frais de transport par le réseau de NOVA.

Le contrat avec OMV comporte une disposition de prise obligatoire de 55 % pour les deux premières années et de 80 % pour le reste de la durée. Fulton a précisé que le niveau de prise moins élevé pour la période initiale avait comme objet d'accorder une marge de manoeuvre pour réagir à des retards dans la construction ou des problèmes techniques susceptibles de se manifester aux premières étapes du projet de centrale. Fulton estime un facteur de charge de 95 % selon ce contrat par suite des dispositions d'achat obligatoire ci-dessus, car elle est tenue par contrat de verser les frais de demande, que le gaz soit transporté ou pas

Le contrat avec OMV contient des dispositions de détermination du prix permettant un rajustement annuel en fonction de l'évolution du marché. Chaque année contractuelle comporte un prix de référence défini, établi à 1,71 $ US/GJ (1,80 $ US/10^6 BTU) pour la première année contractuelle commencant le 1er avril 1991, avec une hausse de 3 % par année jusqu'à 2,29 $ US/GJ (2,42 $ US/10^6 BTU) pour la onzième année contractuelle. Par la suite, le prix se déterminera chaque année comme étant le plus élevé:

a) du prix de référence de l'année contractuelle courante, ou
b) d'un prix de 1,61 $ US/GJ (1,70 $ US/10^6BTU) indexé par un facteur lié au prix de vente moyen pondéré de l'électricité reçue par Fulton l'année précédente, ou
c) de 80 % du cours moyen en Alberta («CMA») tel que publié.

Le prix estimatif en janvier 1990 à la frontière albertaine fondé sur les modalités contractuelles ci-dessus aurait été de 1,93 $ CAN par GJ (2,07 $ CAN par 10^6 BTU).

Le contrat prévoit au besoin la renégociation et l'arbitrage, afin de définir un autre mécanisme de détermination du prix si le CMA cessait d'être publié.

8.3.3.2 Star Oil and Gas Ltd.

Fulton signait avec Star un contrat de vente de gaz le 23 octobre 1989, modifié les 25 avril 1990 et 12 septembre 1990. Le contrat porte sur une période de 15 ans à compter du 1er avril 1991 et prévoit la livraison de jusqu'à 170 10^3 m^3/j (6,0 10^6 pi^3/j) de gaz à Chippawa (Ontario).

Le contrat fait l'objet de plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines, la conclusion de toutes les modalités de transport au Canada et aux États-Unis, l'obtention par l'acheteur d'un engagement pour le financement du projet et la construction de la centrale

de cogénération. Ces conditions précédentes doivent être respectées au plus tard le 1er février 1991, faute de quoi, l'une ou l'autre partie peut annuler le contrat sur production d'un avis écrit.

La disposition de prise obligatoire à 80 % du contrat Star-Fulton, ainsi que l'obligation qu'a Fulton de payer la composante demande, que le gaz ait été tranporté ou non, fait que Fulton prévoit un niveau de charge de l'ordre de 95 %.

Les dispositions du contrat prévoient la détermination du prix à partir d'un niveau de référence de 1,80 $ US/GJ (1,90 $ US/10^6BTU) au 1er avril 1991. Ce prix augmente ensuite de 3 % par année contractuelle à compter du 1er novembre 1991, à moins que le prix effectif de l'électricité vendue par Fulton ne dépasse 0,07 $ US/kW.h au début d'une année contractuelle quelconque. Le prix pour cette année contractuelle se déterminerait alors comme étant le plus élevé:

a) du prix de l'année contractuelle précédente plus 3 %, ou
b) du prix de l'année contractuelle précédente augmenté de 80% du changement dans l'indice implicite des prix américain pour le produit national brut pour les 12 mois précédents, ou
c) de 80 % du CMA publié pour les 12 mois précédents.

Le prix estimatif à Success (Saskatchewan) en janvier 1990 fondé sur les termes contractuels ci-dessus aurait été de 2,06 $ CAN par GJ (2,06 $ CAN par 10^6 BTU).

Dans les six mois précédant la douzième année contractuelle, Fulton et Star renégocieront le mécanisme de détermination du prix pour le reste de la durée du contrat. S'ils ne conviennent pas d'une formule, le contrat se terminera après la onzième année contractuelle. Star est responsable de la composante-demande des frais de transport jusqu'à l'admission au réseau de TransCanada.

8.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération de Fulton s'effectuerait conformément au contrat en date du 10 décembre 1987 entre le Turner Power Group, Inc. («Turner») et Niagara Mohawk. Turner a transféré le contrat d'électricité à Fulton en vertu d'un contrat de cession en date du 1er février 1988. Le contrat dure une année à compter de la date de mise en exploitation et se renouvelle automatiquement, à moins d'annulation par Fulton à 90 jours d'avis.

La centrale de cogénération de Fulton fonctionnera en exploitation obligatoire. Niagara Mohawk achètera toute la production d'électricité de la centrale, qui devrait représenter environ 392 000 MW.h par année. Niagara Mohawk paiera un prix égal à ses coûts évités, au tarif approuvé ou modifié par la NYSPSC. Si la NYSPSC cesse d'établir ce tarif, le calcul s'effectuera conformément aux modalités du contrat. Le tarif prévu au contrat comprend des prix en période de pointe et hors-pointe, ainsi que les frais évités prévus de production, de capacité et de transmission tels qu'approuvés par la NYSPSC. La vente d'électricité de la centrale de Fulton n'exige pas de transit par un tiers.

8.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

Nestle vendra ou louera à Fulton jusqu'à trois acres de terrain pour la centrale proposée. La vente proposée d'énergie thermique de la centrale de Fulton s'effectuerait en vertu du contrat modifié et reformulé de services de vapeur, signé le 9 juin 1988 par Fulton et Nestle, dans sa version modifiée. À compter de la date de mise en exploitation, le contrat aura une durée de 18 ans, pourra être renouvelé pour 5 autres années par consentement mutuel et être renouvelé ensuite pour d'autres périodes. Nestle est tenue d'acheter suffisamment de vapeur pour que la centrale de cogénération conserve son statut de CA. Afin d'assurer l'approvisionnement thermique de Nestle, Fulton aura des installations auxiliaires de production ou garantira une source d'approvisionnement d'urgence. Si Fulton n'est pas en mesure de

fournir la vapeur ou de faire fonctionner les installations auxiliaires, Nestle pourra utiliser ses chaudières installées. Nestle peut acquérir, sans frais pour Fulton, un service ou du matériel auxiliaire de production de vapeur. La vapeur sera vendue à un prix escompté à Nestle. Si Nestle mettait fin à ses opérations sur cet emplacement après le dixième anniversaire du contrat de vente d'énergie thermique, elle tentera de trouver un autre acheteur de vapeur pour conserver à la centrale son statut de CA.

8.3.6 Approbations réglementaires

Fulton, à titre de mandataire de Star, a présenté à la Saskatchewan une demande en date du 3 novembre 1989 en vue d'obtenir un permis d'acheminement de l'énergie à long terme pour la période du 1er novembre 1991 au 31 octobre 2005. Le 4 décembre 1989, les autorités de Saskatchewan avisaient Star par lettre qu'elles recommanderaient au ministre de l'Énergie et des Mines d'émettre un permis d'acheminement de l'énergie, sous réserve de certaines conditions. Star a indiqué au cours de l'audience qu'elle prévoyait obtenir un permis à long terme de la Saskatchewan à la suite de l'autorisation des installations à l'étude dans les présentes audiences.

Le 3 novembre 1989, OMV présentait à l'OCREA une demande de permis d'acheminement de l'énergie à long terme pour la période du 1er novembre 1991 au 31 octobre 2001. OMV prévoyait obtenir son permis avant la fin de 1990. À cet égard, Fulton a affirmé que l'OCREA avait recommandé au ministère de l'énergie qu'un permis d'acheminement soit accordé à OMV.

Le 25 février 1990, Fulton, à titre de mandataire de Star, et OMV présentaient des demandes à la Saskatchewan et à l'OCREA respectivement pour obtenir des permis d'acheminement à court terme, visant la période du 1er novembre 1990 au 31 octobre 1991. Ces permis ont été accordés et le gaz sera transporté en vertu de ces permis, puis exporté à Niagara Falls (Ontario), suivant l'ordonnance d'exportation à court terme pendant la période sise entre la mise en route et la délivrance de la licence.

Fulton a sollicité auprès du DOE/FE l'autorisation d'importer à partir du 25 avril 1990. D'après elle, l'autorisation a été retardée dans l'attente, entre autres, d'une décision au sujet de sa demande faite en vertu de la Partie VI.

L'usine a obtenu de la FERC son status de CA.

8.4 Opinions des intervenants

CNG a exprimé l'opinion que l'Office ne devrait pas accorder de licence d'exportation de gaz canadien à Chippawa, à cause de l'incertitude entourant les modalités connexes de transport. CNG a précisé que si l'on devait accorder une licence à Fulton, elle devrait être assortie de conditions relatives à cette incertitude. La section 12.4 des présents Motifs décrit plus en détail les conditions proposées par CNG à l'égard d'une licence.

8.5 Opinion de l'Office

L'Office trouve adéquat l'approvisionnement de Fulton relativement aux besoins proposés.

L'Office estime que l'électricité et la vapeur produites par la centrale de cogénération de Fulton ont des marchés garantis et que la centrale fonctionnerait à un facteur de charge élevé.

L'Office relève que le certificat de CA, l'autorisation d'importer du DOE/FE et la plupart des autres autorisations réglementaires requises pour cette centrale de cogénération ont été obtenues. L'Office est d'avis que le reste des autorisations nécessaires devrait être obtenu dans un proche avenir, compte tenu de la preuve à l'effet que la centrale de Fulton serait probablement terminée au début de 1991.

L’Office relève que les modalités de transport ont été réglées pour tous les pipelines en cause. Le contrat de vente de gaz garantit le recouvrement des frais liés à la demande pour le transport par les réseaux de NOVA, TransGas et TransCanada. À cet égard, l’Office constate que Fulton remettrait à TransCanada une lettre de crédit de sa banque, pour une durée de deux ans et d’un montant égal à une année de frais liés à la demande pour le service garanti de Transcanada, à partir du volume complet de la demande opérationnelle prévu au contrat multiplié par les droits liés à la demande approuvés par l’ONE pour cette période.

L’Office est d’avis que le mécanisme d’indexation prévu aux deux contrats de vente de gaz permettrait de rajuster le prix à l’exportation en fonction des fluctuations du marché. Sur ce plan, l’Office souligne que même en l’absence de dispositions explicites de renégociation et d’arbitrage dans le cas d’OMV, le contrat a été négocié sans lien de dépendance. Par contre, le contrat avec Star prévoit une redétermination de prix après la onzième année du contrat. L’Office est donc d’avis que des formules de détermination du prix en fonction du marché assureraient des niveaux de prise adéquats en vertu des contrats de vente de gaz. L’Office relève également que la combinaison de dispositions de prise obligatoire et de responsabilité à l’égard des frais liés à la demande contribuerait également à assurer des niveaux de prise élevés en vertu des deux contrats de vente.

L’Office juge que la situation du transport en aval, en ce qui a trait au projet d’Empire State, n’est pas encore réglée définitivement, car bien que la NYSPSC ait approuvé le projet d’Empire State, du côté canadien, l’Office étudie actuellement la demande de TransCanada sur le prolongement de Blackhorse. La réalisation du projet d’Empire State dépend de l’approbation par l’Office de la demande de TransCanada. Toutefois, l’Office constate qu’il existe plusieurs autres options pour le transport des volumes de gaz contractuels jusqu’à la centrale de Fulton. L’Office est d’avis qu’avec l’engagement financier de Fulton dans ce projet, cette dernière rechercherait activement d’autres trajets de transport au coût le moins élevé si le projet d’Empire State ne devait pas se concrétiser.L’Office a examiné les contrats de vente de gaz et relève qu’ils ont tous les deux été négociés sans lien de dépendance et que Star et OMV ont accordé leur aval à l’exportation proposée par le fait qu’elles aient signé les contrats.

8.6 Décision

L’Office a décidé de délivrer une licence d’exportation de gaz naturel à Fulton, sous réserve de l’approbation du gouverneur en conseil. L’annexe IV contient l’énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu’elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2005.

Chapitre 9
Indeck Gas Supply Corporation - Indeck Corinth

9.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 30 novembre 1989, Indeck Corinth, par l'entremise de son agent Northstar Energy Corporation («Northstar»), a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel.

La demande de licence comportait les modalités et conditions suivantes:

Durée	-	le plus tard entre le 1er novembre 1991 ou la date des premières livraisons, pour une période de 15 ans.
Point d'exportation	-	près de Chippawa (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	459 10^3 m^3 (16,3 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	168 10^6 m^3 (6,0 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	2 439 10^6 m^3 (86,6 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Les volumes proposés à l'exportation proviendraient de réserves établies en Alberta contrôlées par Devnic Energy Inc. («Devnic»), Northstar et un groupe de producteurs composé d'Inverness Petroleum Ltd. («Inverness»), Universal Exploration Ltd. («Universal») et Altex Resources Ltd («Altex»).

Le gaz serait vendu à Indeck Energy Services of Corinth, Inc. («Indeck Services Corinth.).

Le gaz serait transporté à Empress, à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, par le réseau de NOVA. À partir d'Empress, il serait acheminé par le réseau de TransCanada jusqu'à la frontière internationale à Chippawa (Ontario). Aux É.-U., National Fuel transporterait le gaz jusqu'aux installations de CNG à Elma (New York). CNG livrerait ensuite les volumes de gaz au village de Corinth (New York), où Niagara Mohawk construirait un pipeline de raccordement à une centrale de cogénération qui sera construite par indeck Services Corinth et lui appartiendra.

Consolidated Edison Company of New York, inc. («Con Ed») achèterait l'électricité et International Paper Company («International Paper») achèterait la vapeur.

9.2 Approvisionnement en gaz

9.2.1 Contrats d'approvisionnement

Pour répondre à ses besoins d'approvisionnement, Indeck Corinth a conclu trois contrats distincts avec Devnic, Northstar et un groupe composé d'Inverness, Universal et Altex. La durée du contrat avec Northstar est de 12 ans et celle des deux autres est de 15 ans.

Chacun de ces producteurs a affecté des gisements particuliers pour satisfaire aux exigences réglementaires du projet, et en vertu du contrat d'achat de gaz, est tenu de présenter chaque année un rapport d'ingénierie démontrant que les réserves et la productibilité affectées à Indeck Corinth sont suffisantes pour répondre à la QCJ maximale pendant cinq ans.

Dans l'éventualité d'un approvisionnement insuffisant, les producteurs peuvent affecter des réserves additionnelles à l'exécution du contrat, sans toutefois être tenus de le faire. Si Indeck Corinth devait obtenir un approvisionnement additionnel auprès d'autres sources pour pallier à un manque de gaz, les producteurs sont tenus de rembourser tous les frais additionnels engagés par Indeck Corinth.

Ces arrangements contractuels sont décrits plus en détail dans la section 9.3.3 des présents Motifs.

9.2.2 Réserves

Le tableau 9-1 montre que l'estimation par l'Office des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes d'Indeck Corinth est inférieure de 14 % à celle d'Indeck Corinth, mais dépasse de 14 % le volume visé par la demande.

L'estimation par l'Office comprend un volume pour le gaz des réserves potentielles non découvertes, qui représente 10 % de l'estimation totale de l'approvisionnement par l'Office.

La divergence entre les estimations des réserves découle principalement des interprétations différentes de la région de Riviere (gisements de St. Albert - Big Lake et Acheson East tels que définis par l'OCREA). Indeck Corinth a affecté des réserves prouvées dans la zone de Basal Belly River à six des 11 sections de terrains sous son contrôle. Des réserves probables, réduites par un facteur de risque, ont été affectées à deux des cinq sections restantes. De plus, la société a affecté des réserves probables, encore une fois réduites, à cinq sections de terrain dans une zone inférieure de Basal Belly River qui se trouve dans cette région. Indeck Corinth a attribué des zones de drainage par section entière à toutes les réserves affectées susmentionnées, ce qui représente des réserves totales pour la région de Riviere de 683 10^6 m^3 (24,1 10^9 pi^3) de gaz.

L'Office n'était pas d'accord avec le volume des réserves prouvées et probables affectées par Indeck Corinth, étant donné que cette région de la zone de Basal Belly River comporte quatre puits abandonnés, dont deux sur les terrains d'Indeck Corinth. L'Office a affecté deux sections de réserves prouvées, une section de réserves probables et quatre sections de réserves potentielles dans la zone de Basal Belly River, attribuant des facteurs de risque aux réserves probables et potentielles. L'Office a reconnu cinq sections entières de réserves potentielles dans la zone inférieure de Basal Belly River. Dans son analyse, l'Office estime les réserves établies des terrains de la région de Riviere d'Indeck Corinth à 149 10^6 m^3 (5,2 10^9 pi^3) de gaz et les réserves potentielles non découvertes à 246 10^6 m^3 (8,7 10^9 pi^3) de gaz.

L'estimation inférieure des réserves par l'Office pour la région de Riviere comptait pour environ 66 % de la différence globale entre les estimations totales des réserves restantes et des réserves potentielles non découvertes.

La divergence s'explique également par les interprétations différentes de la propriété du réservoir D jurassique de Whitecourt. Indeck Corinth a estimé les réserves de son puits à 31,25% du volume restant du réservoir ou 533 10^6 m^3 (18,8 10^9 pi^3) de gaz, selon le ratio entre la capacité de production de ses puits et la capacité de production totale du réservoir. L'Office a utilisé un facteur de pondération du volume poreux pour estimer les réserves du puits d'Indeck Corinth. Son interprétation de la propriété s'établit donc à 20 %, contre le 31,25 % d'Indeck Corinth. Cette estimation inférieure pour le gisement de Whitecourt représentait environ 30 % de la différence globale entre les deux estimations.

Indeck a affecté des zones de drainage par section entière à quatorze réservoirs à puits unique (environ 30 % des réservoirs à puits unique d'Indeck). L'estimation des réserves par l'Office pour la plupart des réservoirs à puits unique dans la zone crétacée se fonde sur une superficie moindre. L'Office n'a pas trouvé de preuve suffisante dans les réservoirs auxquels Indeck Corinth a affecté de plus grandes zones de drainage pour le faire changer notablement d'opinion quant à la superficie qu'il convient d'affecter à ces réservoirs à puits unique. Ce groupe de réservoirs représentait jusqu'à environ 13 % de la différence globale entre les deux estimations.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz d'Indeck Corinth, l'Office a reconnu 72 réservoirs de gaz établis. La plupart de ces réservoirs ne produisent pas, sont relativement petits et se trouvent au centre-est de l'Alberta, dans des sables crétacés. L'Office estime que les réserves représentent moins de 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3) de gaz commercialisable initial dans 76 % des réservoirs indiqués par Indeck Corinth.

En bref, l'estimation des réserves par l'Office est inférieure à celle d'Indeck Corinth mais dépasse le volume visé par la demande. Cet écart s'explique principalement par des différences dans l'évaluation des réserves prouvées et probables et des réserves potentielles non découvertes associées aux terrains non forés, dans la superficie affectée aux gisements à puits unique et dans l'interprétation de la propriété pour un réservoir.

Tableau 9-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes d'Indeck Corinth et du volume visé par la demande
10^6m^3 (Bcf)

	Indeck Corinth[2]	**ONE[1]**	**Volume visé par la demande**
Réserves établies	3 213 (113)	2 530 (89)	
Réserves potentielles non découvertes		246 (9)	
Total	**3 213 (113)**	**2 776 (98)**	**2 439 (87)**

1. Au 31 décembre 1988.
2. Au 1er septembre 1989, révisé le 30 novembre 1990. Indeck Corinth a aussi estimé les réserves restantes à 2 934 10^6m^3 (103,6 10^9pi^3) au 1er novembre 1991.

9.2.3 Capacité de production

La figure 9.1 présente une comparaison des estimations par l'Office et par Indeck Corinth de la capacité de production par rapport aux besoins visés par la demande.

L'estimation de la capacité de production annuelle par Indeck Corinth représente son taux de production prévu en fonction d'un facteur de charge de 94 %. Elle révèle que les besoins seraient entièrement satisfaits jusqu'en 1995, mais prévoit par après une insuffisance d'approvisionnement qui irait croissante pendant le reste de la durée de la licence d'exportation proposée. Indeck a déclaré que ses producteurs s'efforceraient de maintenir le taux de productibilité nécessaire soit en intensifiant la mise en valeur des réserves établies, soit en ajoutant des réserves situées dans d'autres zones sous leur contrôle.

Aucun des producteurs d'Indeck n'a conclu d'ententes officielles d'appui bien que des discussions préliminaires aient eu lieu en vue de négocier une entente d'appui mutuel. Indeck a déclaré que toute insuffisance d'approvisionnement serait comblée par des achats au marché du disponible de l'Alberta et que les producteurs avaient le droit d'affecter des réserves additionnelles en cas d'insuffisance à long terme.

L'estimation de la capacité de production pour le projet de Corinth par l'Office était très proche de celle du demandeur. La prévision de l'Office comprend un petit volume de réserves potentielles non découvertes mentionné dans la section 9.2.2 et au tableau 9-1.

9.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

9.3.1 Marché

L'installation de cogénération de Corinth, dont l'entrée en exploitation commerciale est prévue pour décembre 1992, devrait produire 132 MW dans des conditions ambiantes hivernales et 103 MW pendant l'été. Elle sera située parmi les installations d'International Paper à Hudson River, sur un emplacement acheté au destinataire de la vapeur. La vapeur sera utilisée pour chauffer la pulpe et sécher le papier nécessaire à la production de papier couché pour les magazines et les rapports commerciaux destinés à la publication. Con Ed, l'acheteur de l'électricité, fournit de l'électricité dans la ville de New York et la majeure partie du comté de Westchester. La société fournit également du gaz dans Manhattan, le Bronx, des parties de Queens et dans Westchester ainsi que de la vapeur dans des parties de Manhattan. La centrale de cogénération livrera à Con Ed une production électrique d'environ 971 000 MW.h par année.

En raison de l'examen de la méthodologie tarifaire (première phase de l'instance GH-5-89), la signature des documents de financement du projet Corinth a été retardée, mais à la lumière de la décision de l'Office, la signature pourrait intervenir d'ici la fin du premier trimestre de 1991.

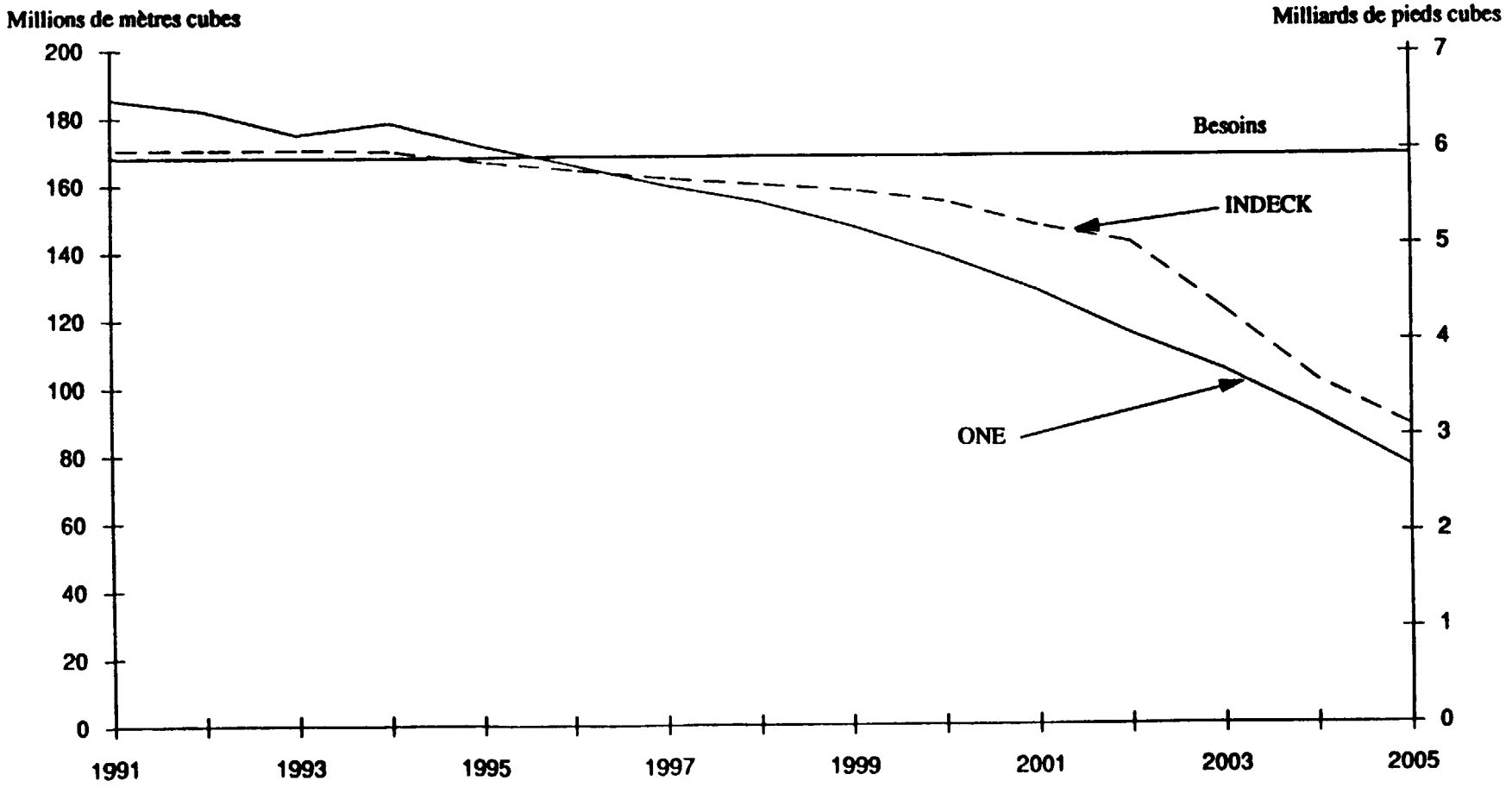
Indeck Corinth a déclaré que le gaz exporté répondrait à environ 73 % de la demande de la centrale de cogénération. Dans son témoignage, Indeck Corinth a déclaré que le facteur de charge de fonctionnement minimum prévu est de 94 % pour chaque année de la durée de la licence demandée. Cette prévision tient compte du régime d'entretien de la centrale et de l'obligation d'achat minimale de 94 %. Toutefois, étant donné qu'Indeck Corinth a la possibilité de réacheminer du gaz vers d'autres centrales de cogénération, le facteur de charge réel devrait être de 100 %.

9.3.2 Transport

Le gaz proposé à l'exportation serait transporté à Empress par le réseau de NOVA, à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. À partir d'Empress, le gaz serait acheminé par le réseau de TransCanada jusqu'à la frontière internationale a Chippawa (Ontario). Aux É.-U., National Fuel transporterait le gaz jusqu'aux installations de CNG à Elma (New York), qui ensuite livrerait les volumes de gaz au village de Corinth (New York) où Niagara Mohawk construirait un pipeline de raccordement à la centrale de cogénération.

Figure 9.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE D'INDECK CORINTH



À l'intérieur de l'Alberta, les producteurs ont demandé au réseau de NOVA un service de transport garanti à long terme pour livrer les volumes proposés à l'exportation à Empress. Le 8 décembre 1989, Indeck Corinth a conclu un contrat précédent avec TransCanada pour transporter le gaz depuis Empress jusqu'à Chippawa et le 12 février 1990, un contrat d'assurance financière. Ainsi, Indeck Corinth serait directement responsable du paiement de la composante demande sur le réseau de TransCanada.

Aux É.-U., Indeck Services Corinth a conclu avec National Fuel un contrat précédent le 5 novembre 1990 pour transporter le gaz depuis la frontière internationale jusqu'à un point d'interconnexion avec le réseau de CNG à Elma (New York). CNG a remis à Indeck Services Corinth une lettre datée du 20 avril 1990 dans laquelle elle exprime son intention de discuter avec Indeck Corinth Services pour assurer le transport nécessaire. Un contrat précédent est actuellement en voie de négociation. Depuis le point de livraison de Corinth, Niagara Mohawk livrerait le gaz à la centrale de cogénération par un prolongement de pipeline de six milles, pour lequel une demande devait être soumise auprès de la NYSPSC. Indeck Services Corinth et Niagara Mohawk négocient actuellement un contrat précédent.

9.3.3 Contrats de vente de gaz

En tant que partie chargée de se procurer l'approvisionnement en gaz naturel, Indeck Corinth a conclu trois contrats d'achat de gaz, deux avec les producteurs indépendants Devnic et Northstar, le 3 octobre 1989 et le 1er novembre 1989 respectivement, et un avec le groupe de producteurs composé d'Inverness, Universal et Altex, le 6 novembre 1989. Par ailleurs, Indeck Corinth a conclu le 10 octobre 1989 un contrat de vente et d'achat de gaz avec Indeck Services Corinth, en vertu duquel cette dernière convient de payer les frais engagés par Indeck Corinth pour se procurer le gaz à Empress et le transporter à Chippawa.

Les modalités du contrat régissant l'exportation du gaz sont essentiellement les mêmes que celles des contrats d'achat de gaz passés entre Indeck et les producteurs albertains. Ces arrangements qui portent notamment sur le combustible sont les suivants:

Producteur	**Volume** ($10^6 pi^3/j$)
Devnic Energy Inc.	8,0
Northstar Energy Corporation	2,5
Groupe de producteurs réunissant	
Inverness Petroleum Ltd.	3,0
Universal Exploration Ltd.	2,0
Altex Resources Ltd.	2,0

Les contrats comportent un certain nombre de conditions précédentes. Les producteurs sont chargés d'obtenir les permis d'acheminement provinciaux et d'assurer un service de transport garanti par le réseau de NOVA. Indeck Corinth est chargée d'obtenir une licence d'exportation de l'ONE et un permis d'importation américain, et d'arranger le transport depuis Empress jusqu'à Chippawa et, en vertu d'un contrat avec Indeck Services Corinth, de la frontière internationale jusqu'à Corinth. Au 1er novembre 1991, toutes les conditions doivent être respectées, faute de quoi, l'une ou l'autre partie peut mettre fin aux arrangements avec un préavis de 10 jours.

Dans les contrats, la QJM désigne les volumes des producteurs susmentionnés et l'obligation minimale désigne la QJM moins toute quantité qu'Indeck Corinth est incapable de prendre pour des raisons de force majeure ou d'une interruption faisant partie d'un programme régulier, définie comme étant une fermeture programmée de la centrale de cogénération pour des travaux routiniers d'inspection, d'entretien et de réparation, jusqu'à concurrence de 21 jours au cours de toute année contractuelle. Indeck Corinth s'engage à acheter l'obligation minimale au cours de chaque année contractuelle selon une disposition de prise obligatoire. Dans le cas de volumes payés mais non pris (c.-à-d. quantités

insuffisantes), Indeck Corinth a le droit de demander la livraison de ce gaz , sans frais, pendant une période allant jusqu'à deux années suivant la date d'expiration des contrats d'achat de gaz. Si Indeck Corinth n'achète pas l'obligation minimale pendant deux années consécutives, il est prévu aux contrats que les producteurs peuvent abaisser la QJM au volume moyen des volumes réels de gaz au cours de la période de deux ans pendant laquelle l'approvisionnement était insuffisant.

En vertu des modalités d'établissement des prix des contrats, les producteurs sont chargés du paiement de la composante-demande pour le transport par NOVA. Indeck Corinth est tenue de payer la composante-demande pour le transport par TransCanada. En vertu des modalités contractuelles, cette dernière composante-demande s'ajoute à la composante-produit, ce qui représente le coût total à Chippawa. Indeck Services Corinth assume ce coût et est tenue d'assurer le transport en aval de la frontière internationale.

La composante-produit que doit payer Indeck Corinth aux producteurs à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan sera déterminée selon un prix de référence négocié pour mai 1989, reflétant le coût moyen du total des achats de gaz («CMTAG») par Con Ed en avril 1989 de 2,37 $ US/GJ (2,50 $ US/10^6 BTU). Pour mai 1989, les prix de référence négociés à Empress étaient les suivants:

Producteur	**Prix de référence en mai 1989** ($ US/10^6 BTU)
Devnic	1,48
Northstar	1,55
Groupe de producteurs	1,53
Moyenne pondérée	1,51

Les prix réels à payer aux producteurs au cours d'un mois quelconque seront les prix de référence rajustés, qui reflètent essentiellement le changement proportionnel dans le CMTAG de Con Ed. Pour l'ensemble des contrats des trois producteurs la formule utilisée pour déterminer le prix du producteur, à Empress, au cours d'un mois quelconque, sera la suivante:

$$\text{Prix du producteur} = \frac{1{,}51 \text{ \$ US/}10^6\text{ BTU}}{2{,}50 \text{ \$ US/}10^6\text{ BTU/mois précédent}} \times \text{CMTAG}$$

où: 1,51 $ US/10^6 BTU était le prix moyen pondéré du producteur pour mai 1989.

2,50 $ US/10^6 BTU était le CMTAG de Con Ed en avril 1989.

Pour les volumes insuffisants, Indeck Corinth est tenue de payer aux producteurs la moyenne pondérée des prix en vigueur l'année de l'approvisionnement insuffisant.

Indeck Corinth a indiqué que le prix à la frontière albertaine en janvier 1990 aurait été de 2,024 $ CAN par GJ (1,823 $ US/10^6 BTU).

Bien que les contrats ne prévoient pas la renégociation de prix ou l'arbitrage, Indeck Corinth a déclaré que ces modalités n'étaient pas nécessaires parce que les prix s'établissaient en fonction du marché.

9.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération de Corinth sera conforme au contrat d'achat d'électricité conclu le 15 septembre 1989 entre Con Ed et Indeck Services Corinth. Le contrat aura une durée de 20 ans à compter de la date de l'entrée en exploitation commerciale.

La production de la centrale de cogénération de Corinth sera répartie selon des considérations d'ordre économique, de sécurité et de fiabilité par Con Ed; cette dernière programme et contrôle la transmission d'électricité de l'installation à son réseau. Lorsqu'elle entrera en production, la centrale fonctionnera à la pleine capacité disponible. En vertu du contrat d'achat d'électricité, la centrale de cogénération n'a droit à aucun paiement minimum prévu par la loi. Le prix comprend des paiements pour la capacité, l'énergie, le transport, l'exploitation, l'entretien et un service d'électricité. Tous les paiements comprennent des dispositions d'indexation. La centrale de cogénération de Corinth paie à Con Ed une remise d'économie de combustible. Con Ed est tenue de payer 85 % des coûts fixes de Corinth même si la centrale fonctionne à moins de 85 % de sa capacité. Le paiement de 85 % est fonction de la possibilité d'exploitation de la centrale. Si la centrale perd son statut de CA. Con Ed paiera un tarif égal à 90 % du tarif tel qu'il est calculé dans le contrat ou de celui déterminé par la NYSPSC. Si les tarifs se fondent sur le coût évité et que l'installation de cogénération a le contrôle de son exploitation, elle devient une exploitation à la production engagée et Indeck Services Corinth paie pour la programmation de la production et la transmission de l'électricité par Niagara Mohawk.

Niagara Mohawk doit assurer le transit de l'électricité vendue par l'installation de Corinth. Indeck Corinth s'est engagée à déposer auprès de l'Office le contrat de transit dès qu'il sera conclu.

9.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique de la centrale de Corinth sera conforme au contrat d'approvisionnement en énergie conclu le 30 octobre 1989 entre Indeck Services Corinth et International Paper. Le contrat a une durée de 20 ans à compter de la date d'entrée en exploitation commerciale et peut être renouvelé pour des périodes de cinq ans. International Paper est tenue d'acheter une quantité suffisante d'énergie thermique pour que la centrale de cogénération puisse conserver son statut de CA, Si cette quantité minimale de vapeur n'était pas prise, International Paper, sous certaines conditions, peut être tenue d'en payer le prix et de vendre un terrain vacant pour 1 $ pour y permettre l'installation d'une entreprise associée consommant de l'énergie thermique. Si International Paper devenait incapable de fournir de la vapeur à partir de ses propres chaudières, la centrale de cogénération s'efforcera de fournir la vapeur supplémentaire.

9.3.6 Approbations réglementaires

Le 15 décembre 1989, Indeck Corinth a présenté à l'OCREA une demande de permis d'acheminement de l'énergie à long terme. La demande portait sur une durée de 15 ans et un volume global de 3 538 10^6 m^3 (125 10^9 pi^3) qui comprend les volumes d'Indeck-Ilion (section 10.3.6). La société s'attend à obtenir le permis au printemps de 1991.

Le 22 janvier 1990, Indeck Services Corinth a présenté au DOE/FE une demande de permis d'importation. Aucune objection n'a été déposée et la société s'attend à obtenir le permis au plus tard en mai 1991.

Le statut de CA a été accordé à la centrale de cogénération par la FERC.

9.4 Opinions des intervenants

Consumers' s'est opposée à la délivrance d'une licence à Indeck Corinth parce qu'à son avis, le demandeur n'a pas démontré que tous les contrats et les autorisations réglementaires d'importance avaient été obtenus ou que leur traitement était suffisamment en bonne voie pour justifier une autorisation d'exportation.

En ce qui concerne le transport en aval, Consumers' a relevé que depuis le dépôt de la demande, plusieurs changements ont été apportés au point d'exportation et aux arrangements en aval selon que le gaz soit acheminé ou non par le pipeline d'Empire State. Plus particulièrement, Consumers' a noté qu'Indeck Corinth avait indiqué à l'origine que le gaz serait exporté à Niagara Falls par National Fuel au moyen de l'embranchement Niagara jusqu'aux installations de CNG à Marilla (New York). Indeck Corinth avait alors mentionné que le gaz serait transporté par «l'option d'Empire» de National Fuel. la suite du règlement d'un différend entre National Fuel et Empire, Indeck Corinth propose maintenant que le gaz soit exporté à Chippawa et, en ayant recours à la capacité réservée à National Fuel, qu'il soit transporté par le réseau proposé d'Empire jusqu'à une interconnexion avec les installations de CNG à Elma (New York) en vertu d'un nouvel accord précédent entre Indeck Services Corinth et National Fuel. Consumers' constate que cet accord précédent comprend une disposition à l'effet qu'advenant la résiliation du contrat, le contrat original prévoyant l'utilisation de l'embranchement Niagara entrerait de nouveau en vigueur. Consumers' a présumé que dans une telle situation, le point d'exportation serait encore Niagara Falls et elle a constaté qu'il n'y avait aucune preuve quant aux installations et aux autorisations de service qui seraient alors nécessaires.

Consumers' a également relevé qu'au moment de l'audience, Indeck Corinth s'attendait à ce que l'exploitation commerciale de la centrale débute le 1er novembre 1991. TransCanada a toutefois mentionné dans son témoignage que le service de transport ne serait pas disponible avant le 1er avril 1992. Consumers' s'est demandé comment le gaz serait acheminé à la centrale entre novembre 1991 et avril 1992. De plus, Consumers' a déclaré que si le projet d'Empire n'était pas terminé avant novembre 1991, il n'existait aucune preuve concernant d'autres solutions de rechange pour le transport. Consumers' a en outre signalé que des expéditeurs éventuels pour le réseau d'Empire avaient présenté des renseignements concernant des arrangements d'appui ou de rechange mais non Indeck Corinth parce qu'elle n'avait pas l'intention d'avoir recours au réseau d'Empire dans sa demande originale.

En ce qui a trait à d'autres arrangements de transport en aval, Consumers' a constaté qu'en février 1990, Indeck Corinth s'attendait à conclure un contrat précédent avec CNG en mars 1990, date qui a ensuite été reportée au deuxième trimestre de 1990, et au mois de novembre 1990, Indeck Corinth déclarait que son accord précédent avec CNG était toujours en voie de négociation et que tout ce qu'il y avait à verser au dossier public était une lettre d'intention. Consumers' a ajouté qu'en vertu de ces circonstances, l'on ignorait encore quelles seraient les modalités du service de transport et si ce dernier serait offert dans les délais voulus. Consumers' a également noté que les installations proposées de CNG constituaient une solution de rechange au réseau d'Empire et par conséquent, elles semblaient touchées par l'ensemble du différend entourant le réseau d'Empire.

Pour ce qui est des modalités de transport par Niagara Mohawk, Consumers' a relevé les déclarations d'Indeck Corinth selon lesquelles un contrat précédent était en cours de négociation avec Niagara Mohawk mais qu'il ne pouvait être encore conclu à cause d'un problème concernant la propriété du matériel de compression requis pour desservir la centrale de cogénération. De plus, Niagara Mohawk aurait besoin de nouvelles installations pour lesquelles une demande à la NYSPSC n'a pas encore été présentée et cette question devrait faire l'objet d'une audience publique. Le 15 novembre 1990, les négociations étaient toujours en cours.

En réponse aux objections de Consumers', Indeck Corinth a signalé que la demande de licence porte sur l'exportation du gaz à partir de Chippawa (Ontario) et qu'Indeck Services Corinth a conclu un contrat précédent avec National Fuel.

Bien que l'accord précédent prévoit un autre trajet pour le transport du gaz, c.-à-d. par National Fuel à partir de Niagara Falls par l'embranchement Niagara, au cas où l'accord précédent avec National Fuel serait résilié, Indeck Corinth a déclaré qu'elle prendrait d'autres arrangements à ce moment et présenterait une demande de modification à sa licence à ses risques. De l'avis d'Indeck Corinth, il s'agissait d'une question à régler lorsqu'elle se présenterait, le cas échéant.

Concernant les autres modalités de transport en aval, Indeck Corinth a mentionné la lettre d'intention «sans équivoque» de CNG indiquant sa volonté de travailler avec Indeck Services Corinth pour assurer un service de transport jusqu'à la centrale de Corinth. En ce qui a trait à la préoccupation de Consumers' à l'égard de l'absence de modalités connues pour le service de transport de CNG, Indeck Corinth s'est fiée au fait que CNG était un réseau pipelinier régi par la FERC dont les tarifs sont publiés. Par ailleurs, Indeck Corinth a reconnu le fait que les contrats de transport avec CNG et Niagara Mohawk n'étaient pas conclus mais elle ne s'opposerait pas à ce que la licence soit délivrée sous réserve d'une preuve à l'effet que les modalités de transport en aval ont été garanties, bien qu'elle n'en voit pas la nécessité étant donné qu'une disposition de temporisation assurerait la même protection.

Consumers' a relevé qu'un engagement financier pour la centrale de Corinth avait été prévu à l'origine pour décembre 1989, avec un financement définitif pour janvier 1990. Par après, Indeck Corinth a déclaré dans son témoignage que la question des engagements financiers devait être réglée au début de l'été 1990. Le 7 décembre 1990, Indeck Corinth mentionnait que le financement n'avait pas encore été réglé parce que les parties attendaient la décision de l'Office sur la question des droits. Consumers' a constaté que la question des droits a été examinée en février 1990 et le règlement de cette question n'explique pas pourquoi le financement n'a pas été obtenu en décembre 1989 comme prévu à l'origine. Indeck Corinth a déclaré que la décision de l'Office d'aller de l'avant pour décider de la méthode de conception des droits a été prise après avoir entendu les témoins d'Indeck Corinth en mai 1990. Maintenant que la décision de l'Office concernant la conception des droits a été rendue (GH-5-89, volume 1 - Conception des droits et faisabilité économique), Indeck Corinth a indiqué dans son témoignage que le financement du projet serait réglé avant la fin du premier trimestre de 1991.

Au sujet des prévisions d'Indeck Corinth, Consumers' a signalé qu'au cours de l'audience, une preuve avait été produite pour démontrer que des changements importants avaient été apportés au calendrier de construction de la centrale de Corinth. Bien que le début de la construction ait été prévu à l'origine pour mars 1990, l'exploitation commerciale commençant en novembre 1991, un délai de démarrage de 20 mois, Indeck Corinth a déclaré dans son plus récent témoignage que la construction devrait commencer en mars ou avril 1991. En supposant le même délai de démarrage, Consumers' a constaté que l'entrée en exploitation commerciale n'aurait pas lieu avant décembre 1992, neuf mois après que TransCanada serait en mesure d'offrir un service de transport à Indeck Corinth. Devant cette preuve, Consumers' a exprimé des inquiétudes advenant de nouveaux délais.

Indeck Corinth était d'avis que ses antécédents étaient solides, citant notamment l'achèvement réussi des projets de cogénération d'Oswego et de Yerkes pour lesquels des licences d'exportation ont déjà été délivrées. Notant que certains de ses projets étaient plus avancés que d'autres, Indeck Corinth a avancé que l'Office devrait adopter une attitude assez souple et reconnaître les réalités et les complexités de faire affaire avec plusieurs parties contractantes et organismes de réglementation. Indeck Corinth a également affirmé que de toute façon, l'inclusion d'une disposition de temporisation dans la licence et de conditions dans le certificat des installations, comme celles imposées dans l'audience GH-1-89, protégeraient l'intérêt public canadien.

Consumers' s'est dit préoccupée par le fait que seule une lettre d'intention d'assurer le transit de l'électricité de la centrale de Corinth jusqu'à Con Ed a été déposée auprès de l'Office, ce qui laisse supposer que le contrat de transit n'a pas encore été signé. En réponse aux préoccupations de Consumers', Indeck Corinth a déclaré qu'elle possédait

une lettre d'intention en date du 24 octobre 1988 entre Niagara Mohawk et Indeck Services Corinth et qu'elle avait l'intention de conclure un contrat de transit à long terme.

9.5 Opinion de l'Office

Bien qu'il existe une légère insuffisance de la capacité de production par rapport aux besoins pour la majeure partie de la durée proposée de l'exportation, l'Office juge satisfaisante, dans l'ensemble, la position d'Indeck Corinth quant à l'approvisionnement. L'Office constate que les contrats d'approvisionnement en gaz d'Indeck Corinth comprennent des dispositions qui permettent à ses producteurs d'affecter des réserves supplémentaires à l'exécution du contrat et en vertu desquelles ils sont tenus de fournir à Indeck Corinth un certain niveau de rendement pendant toute la durée de l'exportation. En outre, les producteurs d'Indeck Corinth sont tenus d'assumer tous les frais supplémentaires engagés par Indeck Corinth au cas où ils ne seraient pas en mesure de livrer la quantité contractuelle.

L'Office estime que les marchés en aval pour l'électricité et la vapeur produites par la centrale de cogénération sont satisfaisants et que la centrale fonctionnerait à un facteur de charge élevé. Toutefois, en ce qui concerne la vente d'électricité, l'Office relève qu'un contrat devrait être conclu avant le début des exportations de gaz. L'Office constate que le financement du projet et le permis d'importation du DOE/FE n'ont pas encore été obtenus mais de l'avis de l'Office, il ne s'agit pas d'un empêchement majeur étant donné la preuve qu'on lui a présentée. L'Office note également que l'achèvement de la centrale de cogénération est prévu pour décembre 1992.

L'Office relève que les modalités ont été réglées pour le transport par tous les réseaux pipeliniers canadiens nécessaires mais que les contrats précédents concernant le transport par CNG et Niagara Mohawk en sont à la phase de négociation. L'Office estime que les frais de transport engagés au Canada seront recouvrés pour l'exportation proposée, puisqu'Indeck Corinth a convenu de payer la totalité de la composante-demande liée au transport du gaz jusqu'à la frontière internationale.

En ce qui a trait à la garantie de prise, l'Office croit qu'il y aura un niveau élevé de prise étant donné l'obligation annuelle minimale selon une disposition de prise obligatoire prévue à chacun des contrats, la responsabilité pour Indeck Corinth de payer la composante-demande et le prix déterminé en fonction du marché.

L'Office a examiné les contrats de gaz et a noté qu'ils avaient été négociés sans lien de dépendance et que les modalités d'établissement de prix font en sorte qu'il soit probable que l'arrangement s'applique toute la durée de la licence ou du contrat.

Le fait que les producteurs de l'Alberta aient signé des contrats avec Indeck Corinth démontre leur appui au projet.

9.6 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Indeck Corinth, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 ou à la date du début des livraisons, selon la date la plus éloignée, et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin 15 ans après le début des livraisons ou après le 1er novembre 1991, selon la date la plus éloignée.

Chapitre 10
Indeck Gas Supply Corporation - Indeck-Illion

10.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 30 novembre 1989, Indeck-Ilion, par l'entremise de son agent Northstar, a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel. Le gaz serait vendu à Indeck Energy Services of Ilion, Inc. («Indeck-Services-Ilion»).

Les volumes proposés à l'exportation proviendraient de réserves établies en Alberta contrôlées par Trilogy Resource Corporation («Trilogy»).

Niagara Mohawk achèterait l'électricité et E.I. Dupont de Nemours and Company, Inc. («Dupont») achèterait la vapeur.

Indeck-Ilion a demandé une licence comportant les modalités suivantes:

Durée	-	le plus tard entre le 1er novembre 1991 ou la date des premières livraisons, pour une période de 15 ans.
Point d'exportation	-	près de Chippawa (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	210 10^3 m^3 (7,5 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	73 10^6 m^3 (2,6 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	852 10^6 m^3 (30,2 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

10.2 Approvisionnement en gaz

10.2.1 Contrats d'approvisionnement

Indeck-Ilion a conclu avec Trilogy un contrat d'approvisionnement en gaz (la durée prévue du contrat est de 13 ans, avec une durée maximale de 18 ans). Trilogy a affecté à Indeck-Ilion des réserves situées dans des gisements qu'elle contrôle en Alberta pour satisfaire aux exigences réglementaires de l'exportation, mais ces réserves ne sont pas engagées par contrat.

Le contrat prévoyait le versement d'un paiement forfaitaire à Trilogy par Indeck-Ilion pour les volumes contractuels. En retour, Trilogy devait remettre à Indeck-Ilion une lettre de crédit irrévocable garantissant son obligation de livrer les volumes restants. La lettre de crédit serait modifiée à la hausse ou à la baisse en fonction du volume engagé non consommé au cours de la durée du contrat.

Ces arrangements contractuels sont décrits plus en détail dans la section 10.3.3 des présents Motifs.

10.2.2 Réserves

Le tableau 10-1 montre que l'estimation par l'Office des réserves établies de gaz d'Indeck-Ilion est inférieure de 10 % à celle d'Indeck-Ilion et inférieure de deux % au volume visé par la demande.

La divergence entre les estimations des réserves par Indeck-Ilion et par l'Office peut être principalement attribuée aux différences dans l'interprétation de la production nette moyenne pour le réservoir Glauconite dans le gisement Bigoray.

Indeck-Ilion a utilisé pour la production nette une profondeur de forage variant entre huit et dix mètres aux fins du calcul des volumes du réservoir de gaz. L'Office a établi un plan de la zone et calculé la production nette moyenne du réservoir à une profondeur d'environ six mètres.

Tableau 10-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Indeck-Ilion et du volume visé par la demande
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

Indeck-Ilion[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande
926	838	852
(32,7)	(29,6)	(30,1)

1. Au 1er septembre 1989 et au 1er novembre 1991 (aucune production n'est prévue par Indeck-Ilion avant le 1er novembre 1991).
2. Au 31 décembre 1988.

L'estimation inférieure de la production nette du réservoir Glauconite comptait pour la majeure partie de la différence globale entre les deux estimations des réserves restantes. L'estimation par l'Office des réserves contractuelles d'Indeck-Ilion dans le réservoir Glauconite est inférieure de 17 % à l'estimation d'Indeck-Ilion.

Indeck-Ilion a affecté une zone de drainage par section entière à ses deux réservoirs à puits unique, attribuant une portion de la superficie de l'un des puits aux réserves probables. La société a également affecté une section entière de réserves probables dans une deuxième zone dans l'un des puits susmentionnés. Un facteur de réduction a été appliqué aux deux estimations de réserves probables. Indeck-Ilion a signalé qu'elle avait utilisé, conformément aux observations de ses experts-conseils, des superficies de 256 hectares pour les couches de sédiments pouvant êre regroupées dans le calcul de l'estimation des réserves en l'absence d'autres facteurs de délimitation. Toutefois, lorsque d'autres types de sédiments (bancs arqués, etc.) et d'autres facteurs de délimitation sont pris en compte pour tous les réservoirs à puits unique, la superficie moyenne globale calculée est de beaucoup inférieure à 256 hectares.

Dans l'ensemble, l'Office a affecté des réserves légèrement supérieures aux réservoirs à puits unique d'Indeck-Ilion que les réserves calculées par Indeck-Ilion. Cette différence découle principalement d'un traitement plus optimiste des réserves probables pour certains de ces réservoirs.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz d'Indeck-Ilion, l'Office a reconnu neuf réservoirs de gaz établis. La plupart de ces réservoirs ne produisent pas, sont relativement petits et se trouvent au centre-ouest de l'Alberta, dans

des sables crétacés. L'Office estime que les réserves représentent moins de 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3) de gaz commercialisable initial dans 67 % des réservoirs indiqués par Indeck-Ilion.

En résumé, l'estimation des réserves par l'Office est très légèrement inférieure à l'estimation d'Indeck-Ilion et au volume visé par la demande. Cette divergence s'explique principalement par des différences dans l'interprétation de la production nette moyenne pour le réservoir Glauconite dans le gisement Bigoray.

10.2.3 Capacité de production

La figure 10.1 présente une comparaison des estimations par l'Office et par Indeck-Ilion de la capacité de production par rapport aux besoins visés par la demande.

Selon la prévision par Indeck de la capacité de production pour une période de 12 ans, les besoins visés par la demande pourront être satisfaits jusqu'en 1998 avec par après une insuffisance d'approvisionnement qui ira croissante.

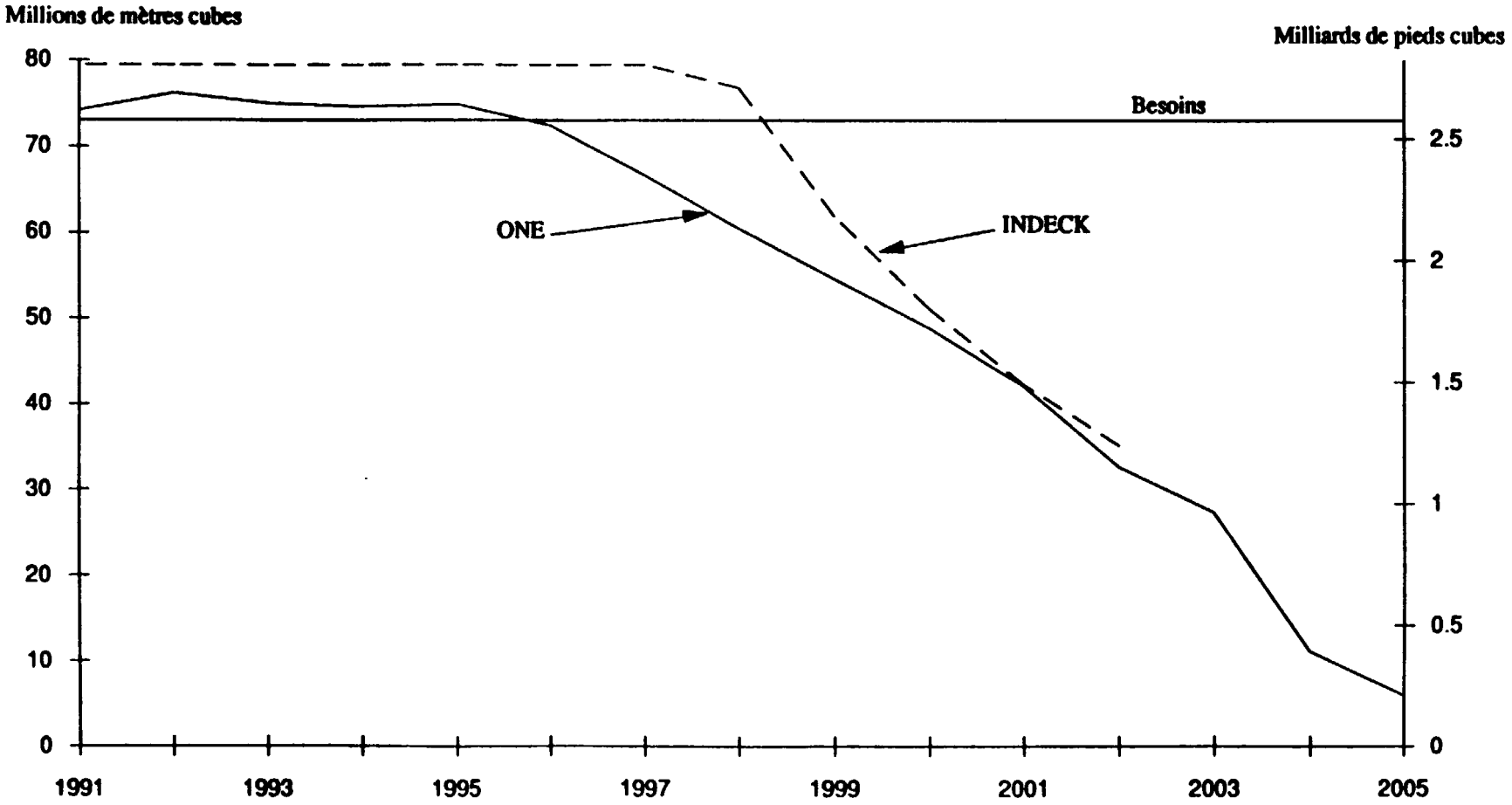
Trilogy, fournisseur d'Indeck-Ilion, a déclaré qu'elle s'efforcerait de maintenir le taux de productibilité nécessaire soit en intensifiant la mise en valeur des réserves établies, soit en ajoutant des réserves situées dans d'autres zones sous son contrôle. À l'appui de cette allégation, Trilogy a présenté un programme de mise en valeur des réserves établies indiquant les travaux de forage et de compression qu'elle entend entreprendre pour maintenir la productibilité nécessaire. Indeck-Ilion a soutenu que le paiement forfaitaire initial prévu au contrat permettrait à Trilogy de poursuivre l'exploration et la mise en valeur des réserves.

Trilogy a également présenté un résumé de la situation de ses réserves générales au cours des cinq dernières années, qui révélait que ses additions nettes égalaient 2,8 fois sa production. Trilogy a signalé que son contrat avec Indeck-Ilion ne représente que 20,9 % de ses réserves totales. Avec les investissements plus élevés découlant de ce contrat, la société s'attend à des réserves supplémentaires de plus de 4 249 10^6 m^3 (151 10^9 pi^3) et à une production additionnelle de l'ordre de 1 416 10^3 m^3 (50 10^6 pi^3) par jour au cours des cinq prochaines années.

L'estimation de la capacité de production par l'Office est très proche de celle d'Indeck-Ilion et révèle un approvisionnement insuffisant à compter de 1996.

Figure 10.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE D'INDECK-ILION



10.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

10.3.1 Marché

La centrale de cogénération d'Ilion, dont l'entrée en exploitation commerciale est prévue pour décembre 1992, produira 54,7 MW et sera située sur un emplacement vendu par Dupont à Ilion, près de l'installation de Dupont Remington Arms. La vapeur servira au chauffage et au nettoyage des pièces au cours du traitement métallurgique. La centrale de cogénération fournira à Niagara Mohawk environ 460 000 MW.h par année. Niagara Mohawk fournit un service d'électricité à ses clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans l'état de New-York, y compris les villes d'Albany, Buffalo, Syracuse et de Watertown.

Le demandeur a déclaré qu'il prévoyait régler la question du financement avant la fin du premier trimestre de 1991 malgré le retard causé par la décision de l'Office en matière de droits.

Dans son témoignage, Indeck-Ilion a déclaré que le facteur de charge de fonctionnement minimum prévu est de 94 % pour chacune des années de la licence demandée. Toutefois, étant donné qu'Indeck-Ilion a la possibilité de réacheminer du gaz vers d'autres installations de cogénération, le facteur de charge réel devrait être proche de 100 %. D'après le demandeur, le gaz qu'on envisage d'exporter représente environ 58 % des besoins globaux de la centrale.

10.3.2 Transport

Le trajet d'acheminement du gaz proposé à l'exportation par Indeck-Ilion est identique à celui décrit pour le gaz d'Indeck Corinth à la section 9.3.2.

À l'intérieur de l'Alberta, Trilogy demandé au réseau de NOVA un service de transport garanti à long terme pour livrer les volumes proposés à l'exportation à Empress (Alberta). Les arrangements pour le transport du gaz depuis Empress jusqu'à Chippawa (Ontario) par le réseau de TransCanada ont fait l'objet d'une demande en vertu de l'article 71 de la Loi. Indeck-Ilion serait responsable du paiement de tous les coûts reliés au transport du gaz sur le réseau de Transcanada.

Aux É.-U., les arrangements pour le transport par National Fuel et CNG sont décrits à la section 9.3.2. Depuis le point de livraison d'Ilion, Niagara Mohawk livrerait le gaz à la centrale de cogénération par un prolongement de pipeline d'un mille. Indeck-Services-Ilion et Niagara Mohawk ont conclu une entente de principe en date du 12 janvier 1990 portant sur cet aspect du transport.

10.3.3 Contrat de vente de gaz

En tant que partie chargée de se procurer l'approvisionnement en gaz naturel, Indeck-Ilion a conclu un contrat de vente et d'achat de gaz avec Trilogy le 18 mai 1990. Par ailleurs, Indeck-Ilion a conclu le 10 octobre 1989 un contrat d'achat de gaz avec Indeck-Services-Ilion en vertu duquel cette dernière convient de payer les frais engagés par Indeck-Ilion pour se procurer le gaz en Alberta et le transporter à Chippawa (Ontario).

Les modalités du contrat régissant l'exportation du gaz sont essentiellement les mêmes que celles du contrat d'achat et de vente de gaz passé entre Indeck-Ilion et Trilogy. Cet arrangement porte sur un volume de 225 10^3 m^3/j (8,0 10^6 pi^3/j).

Le contrat comporte un certain nombre de conditions précédentes. Trilogy est chargée d'obtenir un permis d'acheminement provincial et d'assurer un service de transport garanti par le réseau de NOVA. Indeck-Ilion est chargée d'obtenir une licence d'exportation de l'ONE et un permis d'importation américain, et d'arranger le transport depuis Empress jusqu'à Chippawa et en vertu d'un contrat avec Indeck-Services-Ilion, de la frontière internationale jusqu'à Ilion. Au 1er novembre 1991, toutes les conditions doivent être respectées, faute de quoi, l'une ou l'autre partie peut mettre fin au contrat avec un préavis de 10 jours. Trilogy peut également décider de mettre fin au contrat si Indeck-Ilion ne lui a pas versé un paiement forfaitaire (défini ci-dessous) au plus tard le 1er février 1991. Si les livraisons de gaz n'ont pas commencé avant le 1er novembre 1995, l'une ou l'autre partie peut mettre fin au contrat.

Le contrat de vente et d'achat de gaz entrera en vigueur le 1er novembre 1991 pour une durée maximale de 18 ans, selon le rythme de la prise.

Trilogy est tenue de mettre à la disposition d'Indeck-Ilion une quantité journalière maximale de 225 10^3 m^3 (8,0 10^6 pi^3) et une quantité annuelle maximale de 77,5 10^6 m^3 (2,8 10^9 pi^3) calculée en fonction d'un programme régulier d'interruption de 21 jours par année (fermeture programmée de la centrale pour des travaux routiniers d'inspection, d'entretien et de réparation). Indeck-Ilion s'engage à acheter et à utiliser à sa centrale de cogénération une quantité journalière minimale de 197 10^3 m^3 (7,0 10^6 pi^3). Le volume maximal engagé pour Indeck-Ilion, en vertu des modalités contractuelles, est de 916 10^6 m^3 (32,5 10^9 pi^3) et il doit obligatoirement être pris avant la fin de la dix-huitième année du contrat, faute de quoi la société devra y renoncer.

En vertu des modalités d'établissement des prix des contrats, tandis que Trilogy est chargée d'assurer un service de transport garanti par le réseau de NOVA, Indeck-Ilion est tenue de payer la composante-demande. Indeck-Ilion est également chargée de payer la composante-demande pour le transport par TransCanada et Indeck-Services-Ilion assume les frais de transport en aval de la frontière internationale.

Le prix que versera Indeck-Ilion à Trilogy sera composé des sommes suivantes:

a. Un paiement forfaitaire unique initial de 19 987 500 $ U.S.;

b. un droit d'exploitation de 0,24 $ US/GJ (0,25 $ US/10^6BTU) pour 1991, avec 5 % d'indexation pour chacune des années subséquentes;

c. le remboursement de toutes les redevances de la Couronne payées par Trilogy à l'endroit du gaz livré, et

d. le paiement de la composante-demande pour le transport par NOVA.

Dans son témoignage, Indeck-Ilion a déclaré que le paiement forfaitaire avait été versé le 5 décembre 1990. Trilogy devait remettre à Indeck-Ilion une lettre de crédit irrévocable garantissant son obligation de livrer les volumes restants. La lettre de crédit est modifiée à la hausse ou à la baisse en fonction du volume engagé non consommé pendant la durée du contrat.

10.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération d'Ilion sera conforme à la deuxième modification au contrat de vente d'électricité en date du 23 mai 1990 entre Niagara Mohawk et Indeck-Services-Ilion. Le contrat se renouvelera automatiquement tous les ans pendant 20 ans à compter de la date de l'entrée en exploitation commerciale. Après 20 ans, le contrat sera renouvelé pour des périodes consécutives d'une année jusqu'à ce que l'une ou l'autre partie y mette fin.

Niagara Mohawk programmera la production quotidienne de la centrale de cogénération d'Ilion en fonction de critères économiques. Le prix à payer pour la production d'électricité correspond à un prix de référence négocié pour la capacité, l'énergie, le transport, l'exploitation, et le fonctionnement et l'entretien. Sauf dans le cas de l'énergie, tous les paiements se fondent sur la capacité fiable nette maximale en conformité avec le contrat d'exploitation avec le New York Power Pool. Tous les tarifs sont assortis de dispositions d'indexation. La capacité est indexée jusqu'à la quinzième année du contrat après quoi le tarif est fixe. Il n'y a pas lieu d'assurer le transit par un tiers de l'électricité vendue par la centrale d'Ilion.

10.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique de la centrale d'Ilion sera conforme au contrat d'achat de la vapeur conclu le 17 novembre 1989 entre Indeck-Services-Ilion et Dupont. Le contrat a une durée de 20 ans à compter de la date des premières livraisons et il demeurera en vigueur jusqu'à ce que l'une ou l'autre partie y mette fin, avec un préavis de trois ans avant la fin de la durée initiale ou n'importe quand par après. Dupont est tenue d'acheter une quantité suffisante d'énergie thermique pour que la centrale de cogénération conserve son statut de CA. Les besoins en vapeur de Dupont varient tout au long de l'année, en étant au plus bas au cours de la période allant de juin à septembre. Si la prise de vapeur est trop basse, elle peut être négociée à la hausse pour que l'installation conserve son statut de CA. Si Dupont n'en achetait pas une quantité suffisante, la centrale de cogénération pourrait alors vendre, par contrat, de l'énergie thermique à un autre acheteur pour conserver son statut de CA. Si Dupont ferme ses portes, Indeck-Services-Ilion peut essayer de diriger une entreprise associée de consommation d'énergie thermique sur un terrain vacant ou à l'intérieur de structures vacantes achetées pour un dollar auprès de Dupont. Le contrat prévoit la remise en état possible de l'installation de chaudières auxiliaires de Dupont, si nécessaire. Le prix de la vapeur n'était pas pas indiqué au contrat, Dupont n'ayant pas consenti à sa publication.

10.3.6 Approbations réglementaires

Le 15 décembre 1989, Indeck-Ilion a présenté à l'OCREA une demande de permis d'acheminement de l'énergie à long terme. La demande portait sur une durée de 15 ans et un volume global de 3 538 10^6 m^3 (124,9 10^9 pi^3) qui comprend les volumes d'Indeck Corinth (voir section 9.3.6). La société s'attend à obtenir le permis au printemps de 1991.

Le 22 janvier 1990, Indeck-Services-Ilion a présenté au DOE/FE une demande de permis d'importation. Aucune objection n'a été déposée et la société s'attend à obtenir le permis au plus tard en mai 1991.

La centrale a obtenu de la FERC son statut de CA.

10.4 Opinions des intervenants

Consumers' s'est opposée à l'exportation proposée d'Indeck-Ilion pour les mêmes raisons relatives aux modalités de transport en aval s'appliquant à la demande d'Indeck Corinth. La section 9.4 des présents Motifs présente les préoccupations de Consumers' et les réponses d'Indeck.

Consumers' a relevé que l'acheteur original de l'électricité produite par la centrale d'Ilion était Con Ed, en vertu d'un contrat de production engagée. Niagara Mohawk a par la suite repris le contrat d'achat d'électricité, modifié de façon à pouvoir programmer la production de la centrale. Consumers' a affirmé qu'il n'y avait pratiquement aucune preuve concernant les effets de cette modification sur le fonctionnement ou la rentabilité du projet. Indeck-Ilion a déclaré que la production de la centrale serait programmée à l'intérieur du réseau, toutes les fois qu'elle serait disponible, lorsque le prix variable de l'énergie de la centrale, déterminé en fonction des hypothèses de prix moyen à long terme

(«PMLT») de 1988 de la NYSPSC, se compare favorablement au prix marginal de Niagara Mohawk. Indeck-Ilion a mentionné qu'une comparaison de son prix variable avec le prix marginal de Niagara Mohawk entraînerait en 1992 cinq périodes d'une à cinq heures au cours desquelles le prix variable de la centrale dépasserait le prix marginal de Niagara Mohawk et qu'en raison des périodes de fonctionnement minimal de 24 heures et des frais de démarrage compris dans le contrat d'achat de gaz, on prévoyait que la production de la centrale ne serait pas distribuée à des clients limitrophes. Indeck-Ilion a également mentionné que la NYSPSC accepte que la production de la centrale soit répartie librement toutes les fois qu'elle sera disponible en 1992 et par après, à chaque année du contrat d'achat d'électricité.

La deuxième modification au contrat de vente d'électricité exige l'approbation de la NYSPSC. Le demandeur s'est engagé à aviser l'Office de l'approbation de la NYSPSC.

10.5 Opinion de l'Office

L'analyse par l'Office de l'approvisionnement en gaz d'Indeck-Ilion révèle une insuffisance par rapport aux besoins visés par la demande, légère dans le cas des réserves et plus importante dans le cas de la capacité de production. Cependant, le contrat avec Trilogy prévoit un paiement forfaitaire initial pour l'approvisionnement en gaz d'Indeck-Ilion. L'Office croit que ce paiement forfaitaire ainsi que les clauses d'exécution au contrat fournissent une garantie suffisante que l'approvisionnement requis sera offert à Trilogy.

Par conséquent, l'Office estime que l'approvisionnement d'Indeck-Ilion est suffisant pour satisfaire aux besoins visés par la demande.

L'Office juge que les marchés en aval pour l'électricité et la vapeur produites par la centrale de cogénération sont garantis et que la centrale fonctionnerait à un facteur de charge élevé. L'Office relève que le financement du projet et le permis d'importation du DOE/FE n'ont pas encore été obtenus. L'Office note aussi que l'achèvement de la centrale de cogénération est prévu pour décembre 1992.

L'Office constate que les modalités ont été réglées pour le transport par tous les réseaux pipeliniers nécessaires et il estime que les frais de transport engagés au Canada seront recouvrés pour l'exportation proposée, puisqu'Indeck-Ilion est tenue de rembourser à Trilogy tous les frais de transport par le réseau de NOVA et de payer les frais de transport par TransCanada si le service est offert.

Le contrat entre Indeck-Ilion et Trilogy prévoit un paiement forfaitaire initial de près de 20 millions $ US qui, constate l'Office, a déjà été versé. Le contrat prévoit également le remboursement de toutes les redevances de la Couronne payées par Trilogy à l'endroit du gaz livré ainsi que le paiement d'un droit d'exploitation avec 5 % d'indexation annuelle à compter de 1992. De plus, la composante-demande pour le transport par NOVA sera payée. L'Office convient avec Indeck-Ilion que les dispositions contractuelles permettent des rajustements en fonction des fluctuations du marché pour la durée du contrat.

L'Office a examiné les contrat de vente de gaz et conclut qu'ils ont été négociés sans lien de dépendance.

La conclusion d'un contrat entre Indeck-Ilion et Trilogy est la preuve manifeste qu'un producteur appuie l'exportation proposée.

L'Office reconnaît que Consumers' s'oppose à la délivrance d'une licence d'exportation à Indeck-Ilion en raison de la modification de certains contrats (c.-à-d. le contrat d'achat d'électricité) et de l'absence de certains permis réglementaires et des modalités de transport en aval. Bien que le règlement de la question du pipeline d'Empire State

soit incertain, l'Office relève qu'Indeck-Ilion a conclu un contrat précédent avec National Fuel. Quant aux modalités de transport avec CNG, malgré le délai considérable pour la mise au point de cet aspect particulier des modalités de transport en aval, l'Office estime que cette question sera réglée étant donné l'intention expresse de CNG de travailler dans ce but avec Indeck-Ilion.

Enfin, avec l'inclusion d'une disposition de temporisation dans la licence, l'Office est d'avis que l'intérêt public sera protégé si ces questions ne sont pas réglées dans les délais prescrits.

10.6 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Indeck-Ilion, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 ou à la date du début des livraisons, selon la date la plus éloignée, et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin 15 ans après le début des livraisons ou après le 1er novembre 1991, selon la date la plus éloignée.

Chapitre 11
JMC Selkirk, Inc.

11.1 Résumé de la demande

Dans sa demande en date du 11 août 1989, JMC Selkirk, Inc., à titre d'associé gérant de Selkirk Cogen Partners, L.P. («Selkirk»), a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	à compter du plus tard du 1er novembre 1991 ou de la date des premières livraisons, pour une période de 15 ans à 6 mois.
Point d'exportation	-	près d'Iroquois (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	652 10^3 m^3 (23,0 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	238 10^6 m^3 (8,4 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	3 686 10^6 m^3 (130,1 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

Le gaz proposé à l'exportation proviendrait d'Alberta et des Territoires du Nord-Ouest, à partir de réserves établies que contrôle Paramount Resources Ltd. («Paramount»). Les réserves des Territoires du Nord-Ouest se trouvent le long de la frontière avec l'Alberta et la production serait reliée au réseau de NOVA.

Le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA et de TransCanada jusqu'à l'admission au réseau d'IGTS près d'Iroquois (Ontario). IGTS et Tennessee achemineraient ensuite le gaz jusqu'à la centrale de cogénération de Selkirk, à Selkirk (New York).

La production électrique de la centrale serait vendue à Niagara Mohawk et sa production thermique, à l'usine voisine de la division des plastiques de la General Electric Company («G.E.»).

11.2 Approvisionnement en gaz

11.2.1 Contrats d'approvisionnement

Selkirk a signé avec Paramount un contrat d'une durée de 15 ans, avec option de renouvellement pour 5 autres années.

Paramount a affecté des réserves contractuelles à Selkirk. Paramount est également tenue de produire un rapport d'ingénierie démontrant qu'elle détient des réserves affectées correspondant aux volumes visés par la demande. Par la suite, elle devra produire un rapport annuel prouvant qu'il existe des réserves restantes suffisantes pour maintenir la capacité de livraison de la QCJ pendant cinq ans. Si le rapport indique des réserves insuffisantes au maintien de cette capacité, Paramount doit affecter des réserves supplémentaires à l'exécution du contrat.

Le contrat prévoit également que Paramount sera l'unique fournisseur du projet jusqu'à concurrence de la QCJ pour toute la durée du contrat.

La section 11.3.3 des présents Motifs traite plus en détail de ces modalités contractuelles.

11.2.2 Réserves

Le tableau 11-1 indique que l'estimation par l'Office des réserves établies de gaz et des réserves potentielles non découvertes est inférieure de 19 à l'estimation par Selkirk, mais qu'elle surpasse de 34% le volume visé par la demande.

L'estimation de l'Office englobe les réserves potentielles non découvertes, qui représentent une proportion d'environ 10 % du total.

Tableau 11-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de Selkirk et du volume visé par la demande
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

	Selkirk[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande
Réserves établies	6 069 (214)	4 450 (157)	3 686 (130)
Réserves potentielles non découvertes	473 (17)		
Total	6 069 (214)	4 923 (174)	3 686 (130)

1 Au 1er février 1990.
2 Au 31 décembre 1988.

1. Au 1er février 1990.
2. Au 31 décembre 1988.

Selkirk inclut dans l'estimation de ses réserves établies des données sur des puits confidentiels. L'Office n'a pas accès aux données à l'appui des estimations de puits confidentiels et il a donc classé ces estimations dans la catégorie des réserves potentielles non découvertes, avec la réduction convenant à cette catégorie, aux fins de l'évaluation des approvisionnements de Selkirk. L'écart entre les estimations des réserves établies par l'Office et Selkirk relève en grande partie de divergences dans les estimations de superficie et de production nette et dans la détermination du facteur de risque limitant les réserves probables dans trois zones, celles de Kettle River, Liège South et Saleski. Une partie de la différence provient également de l'effet cumulatif d'autres écarts mineurs pour certains réservoirs et de l'inclusion des réserves de puits confidentiels dans cette catégorie.

À l'intérieur de la formation McMurray dans la zone de Kettle River, Selkirk a cartographié cinq réservoirs à puits multiples. Selkirk a déclaré que l'on trouvait du sable dans une bonne partie des 112 puits forés dans la zone. Selkirk a de plus présenté des données sur la pression et l'interface gaz-eau à l'appui de sa cartographie, en soulignant que les données de production de puits dans le réservoir Chard voisin suggèrent un drainage supérieur à une section, ce qui

appuie les techniques de cartographie qu'elle a appliquées à Kettle River. Selkirk a cependant précisé que des zones à risque supérieur ne figuraient pas dans la cartographie des cinq réservoirs.

L'estimation par l'Office des réserves dans la zone de Kettle River est inférieure de 286 10^6 m^3 (10,0 10^9 pi^3) à celle de Selkirk, qui comprenait de grandes zones à contrôle de puits limité, en particulier dans les réservoirs McMurray 12-29 et Clearwater 11-19. L'évaluation par l'Office du réservoir McMurray 12-29 différait quelque peu de celle effectuée par Selkirk, avec l'exclusion de certaines sections non forées et une délimitation des productions nettes moins optimiste que celle présentée par Selkirk. Les estimations de la rpoduction nette de chaque puits par l'Office et Selkirk concordaient généralement, mais l'évaluation globale de l'Office a mené à une estimation un peu moins élevée des réserves.

À l'intérieur de la formation Clearwater dans la zone de Kettle River, Selkirk a cartographie un grand réservoir d'environ 4 100 hectares, portant la désignation Clearwater 11-19. L'évaluation par l'Office du réservoir Clearwater 11-19 a permis de déterminer une zone de réserves prouvées de 770 hectares, située de manière générale dans la partie est du réservoir. L'analyse par l'Office des données de puits et sondages dans le reste de la superficie de réservoir cartographiée par Selkirk et à proximité suggère une probabilité minimale de présence de gaz. Jusqu'à nouvel ordre, l'Office ne reconnaît pas des réserves pour l'ensemble de la zone cartographiée par Selkirk.

Selkirk a inclus dans ses approvisionnements des réserves de deux réservoirs de Liège South (tronçon ouest), dans les zones Wabiskaw et Middle Wabiskaw. L'estimation par l'Office de réserves de ces réservoirs est inférieure de 72 10^6 m^3 (2,5 10^9 pi^3) à l'estimation de 323 10^6 m^3 (11,4 10^9 pi^3/j) proposée par Selkirk. La différence provient surtout de l'inclusion par Selkirk de plusieurs sections non forées que l'Office n'a pas encore reconnues.

L'approvisionnement en gaz de Selkirk comprend des réserves affectées à deux sections entières de terrain à la bordure sud-est du réservoir Saleski Grosmont A. L'Office s'est fondé sur sa propre estimation des réserves du réservoir Grosmont A pour en affecter une partie à Selkirk, ce qui a donné une estimation inférieure de 144 10^6 m^3 (5,1 10^9 pi^3) à celle de Selkirk.

Selkirk estimait à 946 10^6 m^3 (33,4 10^9 pi^3) les réserves des puits confidentiels de plusieurs réservoirs de l'Alberta et de Cameron Hills, volume déterminé par un expert-conseil indépendant à partir des données disponibles. La nature encore confidentielle des données à l'appui de ces estimations a empêché l'Office de les analyser. L'Office a donc classé ces puits dans la catégorie des réserves potentielles. On a ensuite réduit l'estimation de Selkirk par un facteur de risque, pour en arriver à des réserves potentielles de 473 10^6 m^3 (16,7 10^9 pi^3). L'écart entre les deux estimations provient donc de la réduction par le facteur de risque, qui compte pour environ 41% de la différence entre les estimations de l'Office et de Selkirk. L'Office, en réduisant ainsi les réserves potentielles, admet qu'il s'agit d'une évaluation plus stricte que celle qu'il effectuera lorsque les données justificatives deviendront disponibles.

Dans son analyse, l'Office a reconnu 83 réservoirs dont 90 % ne sont pas encore entrés en production. La majorité de ces réservoirs se trouvent dans des sables crétacés du nord-est de l'Alberta, le reste dans la région de Cameron Hills au centre-nord de l'Alberta et au sud-Ouest des Territoires du Nord-Ouest. L'Office a estimé à moins de 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3) les réserves initiales de gaz commercialisable pour 80 % des réservoirs visés par des estimations de Selkirk.

En bref l'estimation des réserves par l'Office est inférieure à celle de Selkirk mais supérieure au volume visé par la demande. Cet écart s'explique principalement par des différences dans la superficie cartographiée, la production nette, l'effet cumulatif de petits écarts dans plusieurs réservoirs et un traitement différent de puits pour lesquels les données justificatives restent confidentielles.

11.2.3 Capacité de production

La figure 11.1 compare les estimations par l'Office et par Selkirk de la capacité de production par rapport aux besoins visés par la demande.

Selkirk a produit une estimation de sa capacité de production démontrant qu'elle surpasse les besoins visés par la demande pour la durée entière de la licence d'exportation demandée. Cette projection se fondait sur son calendrier d'aménagement et de raccordements futurs.

L'estimation par l'Office de la capacité de production de Selkirk indique que les besoins peuvent être comblés jusqu'en 2002, avec une insuffisance croissante par la suite. La projection de l'Office suivait de manière générale le calendrier de raccordement de Selkirk, à l'exception de certains des raccordements prévus pour 1994, que l'on a devancé pour combler les insuffisances découlant de l'estimation moins élevée des réserves par l'Office.

11.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

11.3.1 Marché

Le gaz proposé à l'exportation alimenterait une centrale de cogénération à cycle combiné de 79,9 MW que Selkirk a l'intention de construire sur des terrains loués de G.E., à Selkirk (New York).

Selkirk est constituée d'une filiale de mise en valeur de J. Makowski Associates, Inc. («JMAI») et d'Old State Management. JMAI a participé à plusieurs projets mettant en cause des licences d'exportation et la capacité pipelinière connexe, projets étudiés et approuvés par l'Office.

L'usine de G.E. fabrique le plastique Noryl, utilisé dans la production automobile. La centrale de cogénération devrait fournir à Niagara Mohawk environ 625 000 MW.h d'énergie annuellement Niagara Mohawk dessert en électricité des clients résidentiels, commerciaux et industriels dans sa zone de service de l'état de New York comprenant les grandes villes d'Albany, Buffalo, Syracuse et Watertown.

Selkirk a conclu avec Distrigas un contrat d'appui portant sur du gaz naturel liquéfié regazéifié. On prévoit également utiliser à la centrale du gaz résiduel du procédé de fabrication de G.E., avec aussi comme combustibles auxiliaires du mazout n^{o} 2, du propane et du butane. Autrement, la centrale de cogénération serait alimentée entièrement par les volumes faisant l'objet de la demande.

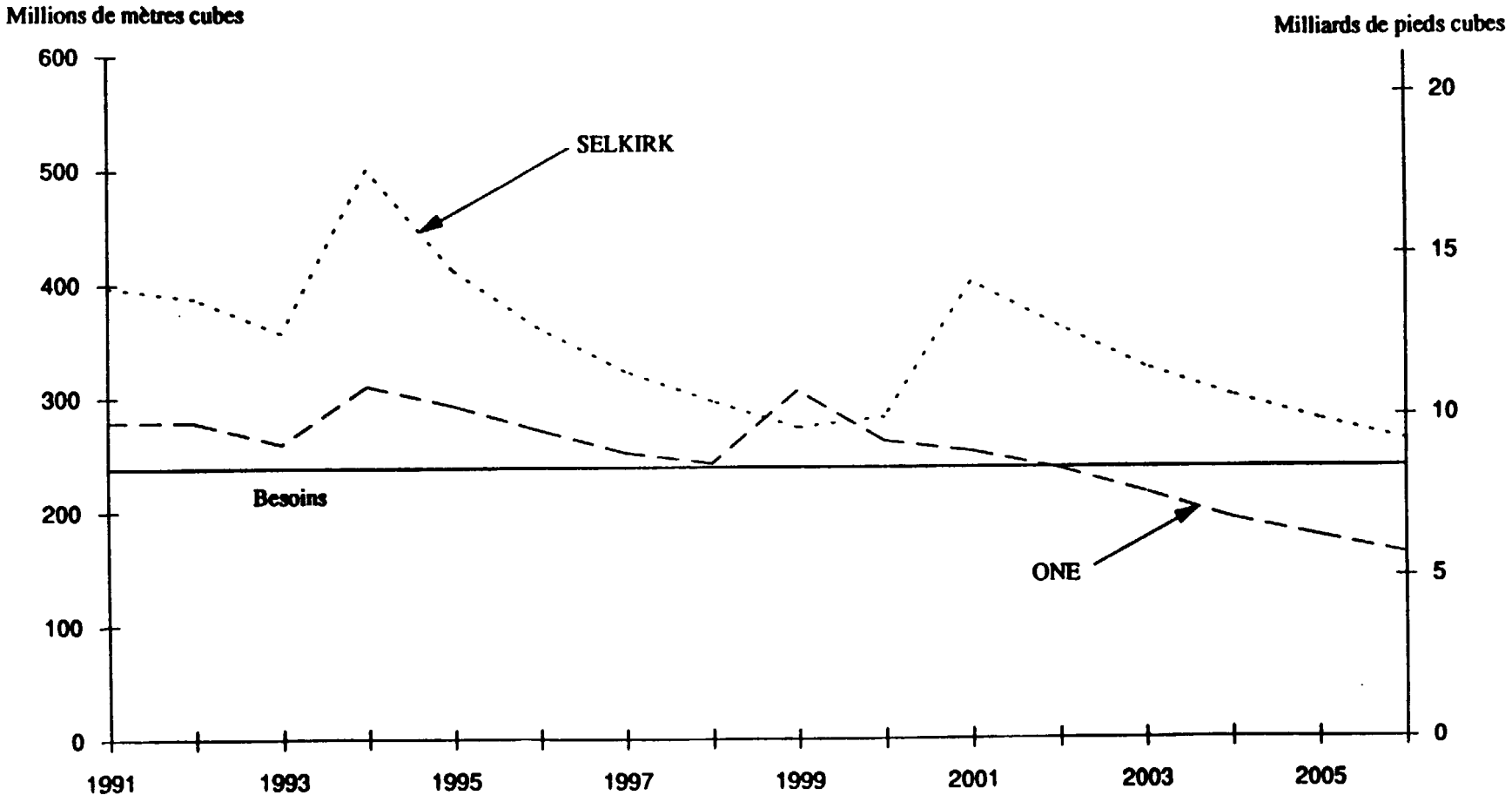
Le 19 juin 1990, on réglait les modalités de financement avec un consortium de banques dirigé par la Chase Manhattan Bank. Le financement réglé, la Bechtel Construction Company a entrepris la construction de la centrale de cogénération, le projet ayant obtenu l'ensemble des permis et autorisations nécessaires pour les activités de construction et d'exploitation aux États-Unis. L'exploitation commerciale de la centrale devrait commencer en janvier 1992.

En se fondant sur des simulations du New York Power Pool effectuées au moyen du modèle PROMOD III de l'Energy Managament Associates, Inc., on estime que la centrale de cogénération fonctionnerait en exploitation obligatoire avec un facteur d'utilisation supérieur à 88 %.

On envisage une deuxième phase pour le projet de Selkirk, mais les plans détaillés restent à compléter. Selkirk a l'intention d'intégrer cette deuxième phase à la première et de demander le renouvellement du statut de CA pour un projet amélioré.

Figure 11.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE DE SELKIRK



11.3.2 Transport

En Alberta, le gaz serait expédié par le réseau de NOVA jusqu'à Empress. De ce point, TransCanada transporterait le gaz jusqu'au réseau IGTS pour livraison au réseau Tennessee, qui transporterait le gaz jusqu'à la centrale de cogénération à Selkirk (New York).

NOVA et Paramount ont signé un contrat de 15 ans pour le transport garanti en Alberta de 620 10^3 m^3/j (21,9 10^6 pi^3/j). Paramount a demandé une capacité supplémentaire dans le réseau NOVA, qu'elle obtiendra à compter du 1er novembre 1991.

Selkirk et TransCanada ont conclu un contrat précédent le 1er mai 1989, depuis modifié, qui prévoit le transport garanti de tout le volume proposé à l'exportation. La période de service commencerait au plus tôt le 1er novembre 1991, pour se terminer le 31 octobre 2011. En vertu d'une entente novatoire en date du 20 avril 1990, Selkirk a affecté à Selkirk Partners son intérêt dans le contrat précédent avec TransCanada. Selkirk est donc directement responsable du paiement de la composante demande sur le réseau de TransCanada.

Selkirk a signé des contrats précédents avec IGTS et Tennessee, respectivement les 1er juin 1990 et 16 décembre 1988, pour obtenir un service de transport garanti sur leurs réseaux. Les ajouts nécessaires aux installations de ces deux pipelines ont été approuvés par la FERC le 14 novembre 1990.

Selkirk Partners possède et exploite le pipeline d'interconnexion de 3,4km (2,1 milles) entre le réseau de Tennessee et la centrale de cogénération. Le pipeline en question, approuvé par la NYSPSC, est déjà construit

11.3.3 Contrat de vente de gaz

Paramount et Selkirk ont signé un contrat de vente de gaz le 15 décembre 1989, pour une durée de 15 ans après le début des livraisons garanties avec une période d'essai initiale de six mois. Le contrat prévoit que l'acheteur pourra prolonger la durée pour une période de cinq ans, sous réserve de certaines conditions protégeant Paramount.

Le contrat prévoit la livraison d'un volume maximal de 652 10^3 m^3/j (23 10^6 pi^3/j) de gaz à Empress (Alberta). À la demande de Selkirk, Paramount fera de son mieux pour atteindre ce volume pendant la période d'essai de l'usine de cogénération.

Le contrat est assujetti à la mise en chantier de la centrale de cogénération le 31 décembre 1990 ou à une autre date convenue mutuellement et à la condition que l'ONE n'impose pas de droits supplémentaires au transport par le réseau TransCanada.

Le contrat interdit explicitement à Selkirk de conclure des contrats d'approvisionnement en gaz à long terme avec d'autres parties que Paramount. De plus, si le volume commandé un jour quelconque est inférieur à l'entière QJM, Paramount peut choisir de se servir des droits de transport inutilisés de Selkirk pour commercialiser ce gaz.

Le contrat comporte une structure de détermination des prix en deux volets, avec une composante-demande et une composante-produit.

Les frais mensuels de la composante-demande représentent le produit de la moyenne de la QJM pour le mois et de la composante-demande unitaire versée par Paramount pour les livraisons à Empress par le réseau NOVA au cours de ce même mois.

La composante-produit fera l'objet d'un rajustement mensuel, à partir d'un niveau initial de 1,49 $ US/GJ (1,60 $ US/10^6 BTU) au 21 décembre 1988. Les rajustements à la composante-produit se fonderont sur les fluctuations d'un indice des combustibles fossiles, constitué de la composante du coût du gaz du barème RQ de CNG et du cours du disponible du mazout n° 6 au port de New York. L'utilisation réelle de combustible par Niagara Mohawk servira à pondérer les composantes de l'indice des prix des combustibles fossiles (gaz naturel et mazout n° 6). Le contrat prévoit l'exclusion du charbon de l'indice et et une pondération minimale du tiers pour le gaz naturel.

Selkirk a souligné qu'au 1er janvier 1990, le prix à la frontière de l'Alberta aurait représenté 2,18 $ CAN/GJ (2,30 $ CAN/10^6BTU). Selkirk estimait que de 1988 à 2006 inclusivement, la composants-produit du prix augmenterait respectivement de 5,8 et 7,5 % en vertu des scénarios de prix bas et élevé du pétrole figurant dans le rapport de 1988, L'énergie au Canada - Offre et demande 1987-2005.

Le contrat prévoit la renégociation annuelle des dispositions contractuelles de détermination des prix, sauf pour ce qui est de la composante-demande. En cas d'échec des discussions, l'une ou l'autre des parties peut demander l'arbitrage. Cet arbitrage aurait comme objectif de définir une composante-produit comparable au revenu net moyen des producteurs albertains en vertu de contrats similaires à long terme, sous réserve du fait qu'une telle composante-produit entraînerait probablement une exploitation de la centrale de cogénération environ 310 jours par année.

11.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération s'effectuerait conformément au contrat en date du 7 décembre 1987 entre Selkirk et Niagara Mohawk, dans sa version modifiée. Le contrat reste en vigueur pour une période de 20 ans à compter de la date de mise en exploitation.

Niagara Mohawk choisira le mode d'exploitation de la centrale de cogénération en fonction de critères économiques. Dans le contrat, les parties ont négocié le prix de l'électricité sans modalités de coûts évités. Si Niagara Mohawk enjoint la centrale de s'écarter de l'exploitation programmée, le service public devra verser des frais supplémentaires. Si la centrale de cogénération devait perdre son statut de CA, les tarifs prévus au contrat seraient rajustés de 15% à la baisse. Le tarif de la puissance doit être payé, que Niagara Mohawk commande ou non la production de la centrale. La vente d'électricité de la centrale n'exige pas de transit par un tiers.

Selkirk peut mettre fin au contrat en tout temps, avec préavis écrit de deux ans. Si Selkirk met fin au contrat, elle devra verser des droits à cet égard, ainsi qu'un montant égal à 35 % du revenu mensuel accru de Selkirk provenant de la vente d'électricité à des tiers pour le reste de la période de 20 ans.

11.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

La vente proposée de vapeur s'effectuerait en vertu d'un contrat conclu le 15 février 1990 par Selkirk et G.E. Le contrat porte sur une période initiale de 20 ans à compter de la date de mise en exploitation commerciale et peut être renouvelé pour la plus longue période de 5 ans ou jusqu'à l'expiration du contrat de vente d'électricité en vigueur. Les dispositions de renouvellement peuvent s'appliquer jusqu'à 20 années contractuelles supplémentaires. G.E. est tenue d'acheter une quantité de vapeur dépassant le minimum qui permet de conserver le statut de CA. Le prix d'un volume de référence de vapeur s'établit à 50 % des coûts évités de production de vapeur de G.E., avec un prix correspondant à l'ensemble des coûts évités pour la vapeur au-delà du volume de référence. Le prix réduit de la vapeur peut être augmenté au cours de périodes où Selkirk éprouverait des difficultés économiques, avec remboursement à la fin de ces difficultés. G.E. est tenue de payer pour la prise d'une quantité minimale de vapeur, qu'elle soit ou non effectivement prise. Selkirk achètera les installations actuelles de production de vapeur de G.E. pour produire de la vapeur au besoin,

en alimentant ces installations avec les déchets utilisables de G.E. Si Selkirk décidait de vendre la centrale de cogénération, G.E. détient un droit de préemption.

11.3.6 Approbations réglementaires

Le 11 août 1989, Selkirk et Paramount ont présenté conjointement à l'OCREA une demande de permis d'acheminement de l'énergie à long terme. Selkirk a déclaré qu'elle prévoyait obtenir ce permis au printemps de 1990. Cependant, à la clôture de l'audience, rien n'indiquait que le permis avait été reçu.

L'acheminement à partir des réserves de Paramount dans les Territoires du Nord-Ouest n'exige pas de permis.

La FERC a accordé le statut de CA à ce projet le 28 septembre 1989. De son côté, le DOE/FE a accordé le permis d'importation le 15 novembre 1990.

11.4 Opinion de l'Office

L'Office trouve adéquat l'approvisionnement de Selkirk par rapport à ses besoins. L'Office réalise que Selkirk a fait étudier l'approvisionnement de Paramount par un expert-conseil indépendant qui a eu accès à des données confidentielles sur les réserves, que l'Office n'a pu consulter. L'estimation de l'approvisionnement par l'Office a fait l'objet d'une réduction à cause de cette absence de données à l'appui des estimations de réserves et il pourrait donc s'agir d'un volume plutôt conservateur.

L'Office est d'avis que les marchés en aval pour la production d'électricité et de vapeur de la centrale sont garantis et que la centrale fonctionnerait avec un facteur de charge élevé. L'Office relève également que le financement du projet, l'autorisation d'importer de la DOE/FE et le certificat de CA de la FERC ont été obtenus. L'Office relève également que l'entrée en service commercial est prévue pour janvier 1992.

L'Office constate que les modalités de transport ont été réglées pour tous les pipelines en cause. De plus, l'Office est d'avis que tous les frais fixes du transport au Canada seront recouvrés. Plus spécifiquement, la composante-demande du prix dans le contrat d'achat de gaz entre Selkirk et Paramount assure le recouvrement des frais liés à la demande du réseau de NOVA. À titre d'expéditeur par le réseau de TransCanada, Selkirk sera directement responsable des frais liés à la demande.

La composante-produit du prix à l'exportation est indexée en fonction des prix du gaz naturel et du mazout n^{o} 6 dans l'indice des combustibles fossiles de Niagara Mohawk. L'Office estime par conséquent que les dispositions de détermination du prix dans le contrat d'achat de gaz entre Selkirk et Paramount permettent des rajustements au prix à l'exportation en fonction des fluctuations du marché. L'Office relève également les éléments de souplesse apportés par l'inclusion dans le contrat de conditions de renégociation et d'arbitrage.

Le contrat entre Selkirk et Niagara Mohawk garantit des achats d'électricité par Niagara Mohawk la plupart des journées de l'année, au cours desquelles la centrale de cogénération aura besoin de gaz naturel comme combustible. Le contrat fait de Paramount l'unique fournisseur à long terme de ce gaz.

De l'avis de l'Office, la disposition du contrat garantissant le statut de fournisseur unique à Paramount, avec la probabilité que la centrale fonctionnera à un facteur de charge élevé, assureront des niveaux de prise adéquats en vertu du contrat d'achat de gaz.

L'Office a examiné le contrat de gaz et constaté qu'il avait été négocié sans lien de dépendance.

Comme le gaz dont on propose l'exportation proviendrait de réserves appartenant à Paramount, il n'était pas nécessaire de faire la preuve de l'appui du producteur.

11.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Selkirk[1]. Pour entrer en vigueur, une licence doit recevoir l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 ou à la date du début des livraisons, selon la dernière de ces deux éventualités, et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin 15 ans et six mois après le début des livraisons ou après le 1er novembre 1991, selon la dernière de ces éventualités.

[1] Même si la demande de licence d'exportation de gaz a été déposée par Selkirk la licence est accordée à Selkirk Cogen Partners, L.P., comme demandé.

Chapitre 12
Kamine Carthage Cogen. Co., Inc. et Beta Carthage Inc.

12.1 Résumé de la demande

Dans une demande en date du 31 juillet 1989, Kamine Carthage, à titre d'associé commandité de Kamine/Besicorp Carthage L.P., a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une nouvelle licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	du 1er novembre 1991 au 31 octobre 2006, pour une période de 15 ans à 6 mois.
Point d'exportation	-	près de Chippawa (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	402 10^3 m^3 (14,2 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	140 10^6 m^3 (4,93 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	2 094 10^6 m^3 (73,95 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour.

Les réserves de gaz à l'appui de l'exportation proposée se trouvent en Alberta et proviendraient de gisements et réservoirs établis contrôlés par Renaissance Energy Ltd. («Renaissance»).

Le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA en Alberta et de TransCanada jusqu'au point d'exportation de Chippawa (Ontario). Du côté américain, le transport est prévu par les réseaux d'Empire et de Niagara Mohawk pour livraison à Carthage (New York).

Le gaz proposé à l'exportation alimenterait une centrale de cogénération à cycle combiné de 49,9 MW, située sur l'emplacement de l'usine de James River à Carthage (comté de Jefferson, New York). Niagara Mohawk achèterait l'électricité et James River II, Inc. (James River II) achèterait la vapeur.

12.2 Approvisionnement en gaz

12.2.1 Contrats d'approvisionnement

Kamine Carthage a conclu un contrat d'achat de gaz avec Renaissance pour une durée de 15 ans, à compter du 1er novembre 1991. Une liste de terrains affectés à Kamine Carthage par Renaissance accompagnait la demande. Cinquante pour cent de la participation de concessionnaire de Renaissance dans ces terrains est affectée à ce contrat et à l'exécution de l'exportation de Kamine Carthage. L'autre 50 % est affecté à un contrat d'achat de gaz identique conclu avec Kamine South Glens Falls pour l'exécution de cette exportation. L'examen qui suit de l'approvisionnement en gaz porte sur l'approvisionnement à la fois de Kamine Carthage et de Kamine South Glens Falls; pour faciliter la lecture de la présente section sur les approvisionnements, les demandeurs porteront la désignation Kamine Beta.

12.2.2 Réserves

Renaissance, le producteur de Kamine Beta, a adopté l'estimation effectuée par l'OCREA de ses réserves de gaz établies. De plus, Renaissance a inclus à l'appui de sa demande des estimations de réserves potentielles non découvertes à l'égard de terrains non forés. Le tableau 12-1 démontre que l'estimation par l'Office des réserves établies surpasse de 8 % celle de Kamine Beta, tandis que l'estimation par l'Office des réserves potentielles non découvertes de terrains non forés est plus élevée d'environ 12 % que celle de Kamine Beta. Les réserves potentielles non découvertes comptent pour 35% de l'estimation par l'Office de l'approvisionnement total destiné à Kamine Beta. L'estimation par l'Office des réserves établies dépasse de 8 % le volume visé par la demande.

L'Office a estimé les réserves établies de Kamine Beta à 4 534 10^6 m^3 (160 10^9 pi^3), volume qui dépasse de 8 % l'estimation de Kamine Beta, un écart surtout attribuable à l'effet cumulatif de différences mineures dans quelques paramètres de réservoir.

Tableau 12-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de Kamine Beta et du volume visé par la demande
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

	Kamine Beta[1]	ONE[2]	Volume visé par[3] la demande
Réserves établies	4 182 (148)	4 534 (160)	4 186 (148)
Réserves potentielles non découvertes	2 202 (78)	2 464 (87)	
Total	**6 384 (226)**	**6 998 (247)**	**4 186 (148)**

1. Au 19 septembre 1990.
2. Au 31 décembre 1988.
3. Incluant Kamine Carthage et Kamine South Glens Falls.

L'Office n'est pas en mesure de donner une explication précise des différences d'estimation des réserves de 19 réservoirs, car Kamine Beta a adopté les estimations de l'OCREA, dont les données justificatives détaillées ne sont pas encore disponibles.

L'estimation par Kamine Bec de réserves potentielles de 2 202 10^6 m^3 (78 10^9 pi^3) s'applique à des terrains non forés que détient Renaissance. La société a déclaré qu'environ 32 800 hectares nets (128 sections) sont disponibles pour des ajouts aux réserves. Renaissance a également indiqué que des activités de forage prévues pour l'avenir immédiat toucheraient jusqu'à sept sections non forées.

L'Office a déterminé par son analyse que les terrains non forés pourraient contenir du gaz supplémentaire et effectué son évaluation en conséquence. L'analyse par l'Office des terrains non forés comprenait une réduction par un facteur de risque exploratoire, pour donner lieu à une estimation de réserves potentielles légèrement supérieure à celle de Renaissance, soit 2 464 10^6 m^3 (87 10^9 pi^3). Les terrains non forés sont situés dans le centre-nord de l'Alberta, à environ 100 kilomètres au nord d'Edmonton, et semblent présenter des possibilités dans les zones des sables crétacés et des carbonates de Wabamun.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz de Kamine Beta, l'Office a reconnu autour de 126 réservoirs. La plupart de ces réservoirs ne produisent pas, sont relativement petits et se trouvent dans des zones crétacées du centre et du centre-est de l'Alberta. L'Office estime que 95 des réservoirs figurant dans la demande de Kamine ont des réserves initiales de gaz commercialisable inférieures à 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3).

En bref, l'estimation par l'Office des réserves établies et des réserves potentielles non découvertes est supérieure à celle de Kamine Beta et surpasse considérablement le volume visé par la demande. L'écart s'explique par l'effet cumulatif de variations mineures dans des paramètres de réservoir et par les méthodes de détermination des réserves potentielles de terrains non forés.

12.2.3 Capacité de production

La figure 12.1 compare les estimations par l'Office et par Kamine Beta de la capacité de production par rapport aux besoins combinés visés par la demande, pour les projets de Kamine Carthage et Kamine South Glens Falls.

Kamine Beta a produit une estimation de la capacité de production de ses réserves affectées démontrant qu'elle est en mesure de répondre à l'ensemble des besoins de Carthage et South Glens Falls pour toute la durée de l'exportation proposée. Kamine a déclaré qu'en cas d'insuffisance de la capacité de production, Renaissance tirerait un approvisionnement supplémentaire d'autres terrains libres de contrats qu'elle contrôle.

L'estimation par l'Office de la capacité de production des réserves affectées de Kamine Beta indique que cette dernière peut combler les besoins visés par la demande jusqu'en 2003.

Kamine Beta a inclus d'importantes réserves potentielles non découvertes dans sa demande, mais l'Office n'a pas tenté de prédire la capacité de production de ces ressources, tout en reconnaissant qu'il est raisonnable de s'attendre à ce que Kamine Beta pourrait avoir accès à un certain approvisionnement supplémentaire.

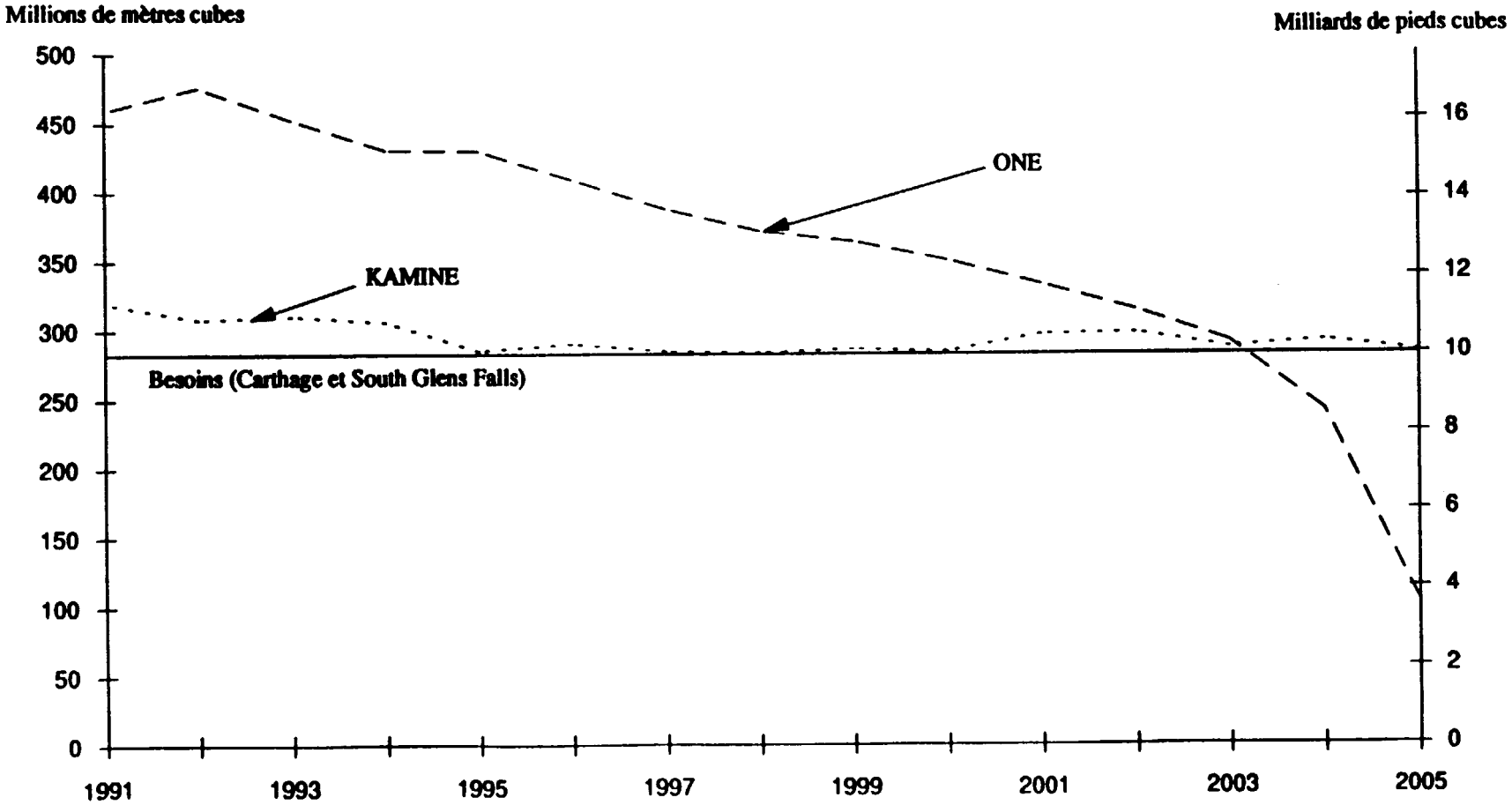
12.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

12.3.1 Marché

La centrale de cogénération de Carthage, une CA de 49,9 Mw qui devrait entrer en exploitation commerciale en juillet 1991, sera située sur l'emplacement de l'usine de James River à Carthage (New York). L'acheteur de vapeur, James River II, s'en servira pour la fabrication de serviettes et mouchoirs de papier. Niagara Mohawk, l'acheteur d'électricité, offre un service d'électricité à des clients résidentiels, commerciaux et industriels dans sa zone de service du nord de l'état de New York comprenant les villes d'Albany, Buffalo, Syracuse et Watertown.

Figure 12.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE DE KAMINE



La centrale de cogénération, qui fonctionnera en exploitation obligatoire, est conçue pour produire environ 400 000 MW.h d'électricité par année. Un financement d'environ 70 millions $ US a été consenti par la General Electric Capital Corporation.

Kamine Carthage a déclaré que le facteur de charge prévu de la centrale serait de 90 à 95 %, les arrêts résultant de l'entretien régulier et parfois d'interruptions provenant du réseau de Niagara Mohawk. La centrale serait exploitée sur une base obligatoire, de sorte que Niagara Mohawk devra acheter toute l'énergie qu'elle produit. James River II a garanti d'acheter le minimum de vapeur devant permettre le maintien du CA.

12.3.2 Transport

Au Canada, le gaz serait expédié par le réseau de NOVA jusqu'à Empress (Alberta), à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. De ce point, TransCanada transporterait le gaz jusqu'à la frontière internationale, près de Chippawa (Ontario). Aux E.-U., le gaz passerait par le pipeline proposé d'Empire, de la frontière internationale jusqu'à l'interconnexion avec le réseau de Niagara Mohawk près de Syracuse (New York), pour livraison à la centrale de cogénération à Carthage (New York).

À l'intérieur de l'Alberta, le transport s'effectuerait en vertu de contrats de service garanti à long terme entre Renaissance et NOVA.

TransCanada et Kamine Carthage ont conclu un contrat précédent le 31 mai 1989, modifié les 12 janvier et 16 octobre 1990, visant le transport garanti de 402 10^3 m^3/j (14,2 10^6 pi^3/j) de gaz par jour d'Empress (Alberta) à Chippawa (Ontario), à compter du 1er novembre 1991 ou le plus tôt possible après cette date. En plus des installations supplémentaires requises pour transporter le gaz de Kamine Carthage par la canalisation principale de TransCanada, il faudrait également un nouveau prolongement de Kirkwall à Chippawa (Ontario), désigné comme le prolongement de Blackhorse, qui fait l'objet d'une demande distincte de TransCanada en vertu de l'article 58 de la Loi, demande actuellement à l'étude.

Si un service de transport garanti par le réseau de TransCanada ne devenait pas disponible avant le 1er novembre 1992, Kamine Carthage s'est déclarée contante de pouvoir négocier une affectation de capacité dans le réseau de TransCanada.

Aux É.-U., Kamine Carthage a conclu un contrat précédent avec Empire le 29 mars 1989, modifié les 5 novembre et 29 décembre 1990, visant le transport garanti du gaz de la frontière internationale à une interconnexion avec le réseau de Niagara Mohawk à compter du 1er novembre 1991. Finalement, Kamine Carthage a conclu une entente de principe en date du 20 janvier 1989 avec Niagara Mohawk, pour le transport des volumes visés par les contrats jusqu'à la centrale de cogénération de Kamine. Niagara Mohawk devrait construire de nouvelles installations pour desservir la centrale proposée.

Kamine Carthage a indiqué que le transport par le réseau d'Empire reste incertain à cette étape. Elle a reçu l'approbation nécessaire du projet d'Empire par la NYSPSC. En cas de retard dans la construction, Kamine Carthage signerait des contrats de service interruptible aux É.-U. et au Canada, pour prendre livraison du gaz de TransCanada à Emerson (Manitoba) afin de l'acheminer par les réseaux de la Great Lakes Transmission Company («Great Lakes»), de l'ANR Pipeline Company («ANR»), de la Texas Gas Transmission Company («Texas Gas») et de CNG.

12.3.3 Contrat de vente de gaz

Renaissance et Kamine Carthage ont signé un contrat d'achat de gaz le 9 mai 1989, modifié les 31 octobre 1989 et 30 octobre 1990 et portant sur des livraisons pouvant atteindre 402 10^3 m^3/j (14,2 10^6 pi^3/j), à Chippawa (Ontario).

Le contrat fait l'objet de plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines, la conclusion de toutes les modalités de transport au Canada et aux États-Unis, l'obtention par l'acheteur d'un engagement de financement à des conditions raisonnables et la conclusion par le vendeur et l'acheteur d'un contrat régissant le calcul du prix maximal. Ces conditions précédentes doivent être respectées au plus tard le 1er février 1991, faute de quoi, l'une ou l'autre partie peut annuler le contrat.

Le contrat prévoit que Renaissance sera l'unique fournisseur du total des besoins en gaz de la centrale de cogénération, jusqu'à concurrence de la QJM. Si Kamine Carthage achète son gaz ailleurs, elle devra rembourser Renaissance en fonction des volumes non acceptés et aussi la composante demande des droits pipeliniers canadiens.

Le prix de référence, établi initialement à 1,37 $ US/GJ (1,45 $ US/10^6 BTU) pour l'année 1989, serait calculé à Empress (Alberta), avec rajustement trimestriel selon les fluctuations d'un indice de prix du marché constitué du barème publié de CNG pour service de gaz naturel toute l'année à Niagara Mohawk (pondération de 50 %), du cours moyen du disponible pour le gaz livré à plusieurs pipelines américains (pondération de 25 %) et du prix du mazout no 2 livré au port de New York (pondération de 25 %). Le résultat de ce calcul constituera le prix rajusté.

Le prix de référence comporte un minimum et un maximum. Le minimum correspond au prix de référence contractuel, soit 1,37 $ US/GJ (1,45 $ US/10^6 BTU) pour 1989. Le maximum, établi à 2,28 $ US/GJ (2,40 $ US/10^6 BTU) pour 1989, serait recalculé chaque année à partir d'une formule accordant une importance égale à l'indice américain des prix à la consommation et à la fluctuation du prix moyen de l'électricité pour Niagara Mohawk en vertu du contrat d'achat d'électricité.

Le prix estimatif à la frontière de l'Alberta en janvier 1990 fondé sur les modalités contractuelles ci-dessus était de 1,95 $ CAN par GJ (2,09 $ CAN par 10^6 BTU).

Le prix de référence et la composition de l'indice du marché peuvent être renégociés pour tenir compte des prix du marché au cours des mois d'avril de 1991 et de la cinquième, la dixième et la quinzième année du contrat. Si entre ce mois d'avril et octobre qui suit les parties n'arrivent pas à convenir d'un prix de référence ou d'un indice de marché renégocié, elles peuvent mettre fin au contrat avec préavis écrit d'un an. Le prix de référence renégocié ne peut s'écarter de plus de 25 % du prix rajusté en vigueur, dans les limites du minimum et du maximum des prix.

Si le prix rajusté est inférieur au prix minimum, Renaissance recevra le prix minimum. Si le prix rajusté dépasse le maximum, Renaissance recevra le prix maximum et la différence de recettes entre le prix maximum et le prix rajusté serait portée au crédit d'un compte de report, avec intérêt au taux préférentiel. Une fois le prix rajusté revenu entre le minimum et le maximum, on verserait le prix maximum à Renaissance en retirant des fonds du compte de report. Le compte de report représenterait pour Renaissance une sûreté à l'égard du projet. Tout solde figurant au compte de report à la fin de la durée du contrat ou à son annulation serait versé au producteur.

D'après Kamine Carthage, elle se prévaudrait du gaz à un facteur de charge élevé par suite d'un engagement contractuel à acheter exclusivement de Renaissance et à verser la composante demande.

12.3.4 Contrat de vente d'électricité

La vente proposée d'électricité de la centrale de cogénération de Carthage s'effectuerait conformément au contrat en date du 5 juin 1987 entre Kamine Carthage et Niagara Mohawk. Le contrat d'électricité a été cédé à Kamine/Besicorp Carthage L.P. le 31 octobre 1989. Le contrat s'applique sur une période de 20 ans à compter de la date de mise en exploitation.

La centrale de cogénération de Carthage fonctionnera en exploitation obligatoire et Niagara Mohawk achètera toute la production d'électricité de la centrale. Niagara Mohawk paiera le plus élevé de 0,06/kW.h ou du tarif s'appliquant aux producteurs admissibles d'électricité sur place, tel que modifié ou révisé par la NYSPSC. Si l'on n'utilise pas le tarif de la NYSPSC, le calcul s'effectuera conformément aux modalités du contrat. Le tarif prévu au contrat comprend des prix en période de pointe et hors-pointe, ainsi que les coûts évités prévus de production, de capacité et de transmission tels qu'approuvés par la NYSPSC. Carthage a renoncé au droit à tout rajustement à la hausse des tarifs minimaux réglementaires. La vente d'électricité de la centrale de Carthage n'exige pas de transit par un tiers.

12.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique de la centrale de Carthage s'effectuerait en vertu du contrat de services de vapeur signé le 31 octobre 1989 par Kamine/Besicorp Carthage L,P. et James River II. À compter de la date de mise en exploitation, le contrat aura une durée de 20 ans. James River II est tenue d'acheter suffisamment de vapeur pour que la centrale de cogénération conserve son statut de CA.

Le demandeur a présenté avec sa demande une version tronquée du contrat de services énergétiques, estimant que la partie supprimée contenait des détails confidentiels sur le plan commercial. Le 31 octobre 1989, la James River Corporation, société-mère de James River II, s'engageait inconditionnellement à acheter et utiliser la quantité minimale de vapeur nécessaire au maintien du statut de CA de la centrale de cogénération. En cas de vente de l'usine, la James River Corporation a le droit de transférer ses obligations en matière de garantie.

12.3.6 Approbations réglementaires

Le 14 juin 1989, Renaissance présentait à l'OCREA une demande de permis d'acheminement de l'énergie à long terme. L'OCREA a recommandé de permettre à Renaissance d'acheminer 4 000 10^6 m^3 (141,2 10^9 pi^3) de gaz hors de la province pendant une période de 15 ans. Renaissance a précisé lors de l'audience que le permis devrait être approuvé par le lieutenant-gouverneur en conseil dans un proche avenir. Les volumes visés comprennent ceux de Kamine Carthage et ceux de Kamine South Glens Falls. Suite à la clôture de l'audience, Kamine Carthage a déposé une lettre en date du 18 mars 1991 informant l'Office que l'OCREA avait accordé à Renaissance le permis d'acheminement n^o GR 90-159. Le permis autorise Renaissance à acheminer 3 975 10^6 m^3 (140 10^9 pi^3) de gaz naturel en provenance de l'Alberta pour une durée de 15 ans.

Kamine/Besicorp Carthage L.P. a demandé au DOE/FE un permis d'importation le 21 juillet 1989, qu'elle a obtenu le 28 mars 1990. Kamine Carthage a souligné que l'autorisation du DOE/FE prévoyait l'importation à Emerson (Manitoba), plutôt qu'à Chippawa (Ontario). Le point d'importation deviendra Chippawa lorsque le pipeline d'Empire entrera en service.

La FERC a accordé à la centrale de cogénération le statut de CA.

12.4 Opinions des intervenants

CNG a avancé que si l'on délivrait une licence, elle devrait comporter une condition obligeant Kamine Carthage à produire une preuve satisfaisante l'autorisant spécifiquement à importer du gaz canadien à Chippawa. Kamine Carthage s'est opposée à cette proposition, en soulignant qu'un changement du point d'importation de Chippawa pouvait s'effectuer par simple production d'un avis auprès du DOE/FE. De plus, Kamine Carthage estimait qu'une telle condition ne serait d'aucune utilité réelle, car une éventuelle licence serait dotée d'une disposition de temporisation, à laquelle Kamine Carthage ne s'opposerait pas.

CNG a également avancé qu'il existait une incertitude considérable à l'égard des modalités de transport, pour déclarer que si l'on délivrait une licence à Kamine Carthage, elle ne devrait pas entrer en vigueur avant le 1er novembre 1992 et elle devrait comporter une condition obligeant Kamine Carthage à produire une preuve satisfaisante de modalités de transport garanti jusqu'au point d'exportation de Chippawa et à partir de ce point. De plus, la licence devrait expirer si les livraisons à Chippawa n'avaient pas commencé avant le 31 octobre 1993. Comme on l'a déjà mentionné, Kamine Carthage estimait que l'inclusion d'une disposition de temporisation rendait inutile l'imposition de conditions du type préconisé par CNG. De plus, Kamine Carthage a souligné que l'on ne construirait pas d'installations si l'on ne complétait pas les modalités de transport en aval.

12.5 Opinion de l'Office

L'Office estime que Kamine Beta pourrait tirer de ses terrains non forés des réserves potentielles non découvertes suffisantes pour compenser toute pénurie de capacité de production afin de répondre aux besoins combinés du projet de Kamine Carthage et Kamine South Glens Falls. L'Office trouve donc l'approvisionnement adéquat par rapport aux besoins.

L'Office est d'avis que les marchés en aval de la production d'électricité et de vapeur de la centrale de Kamine Carthage sont garantis et que la centrale fonctionnerait à un facteur de charge élevé.

L'Office relève que le financement final du projet, le certificat de CA, l'autorisation d'importer à Emerson (Manitoba) par le DOE/FE et d'autres autorisations nécessaires ont été obtenus. Sur ce plan, l'Office constate que lorsque le demandeur jugera nécessaire de changer le point d'exportation d'Emerson (Manitoba) pour celui de Chippawa (Ontario), il peut le faire en produisant un avis auprès du DOE/FE et aucune autre modification ou autorisation ne sera nécessaire. L'Office relève également que l'achèvement de la centrale de cogénération est prévu pour juillet 1991.

L'Office constate que les modalités ont été réglées pour le transport par tous les pipelines requis. De plus, l'Office estime que Kamine Carthage recouvrerait tous les frais fixes de transport au Canada. Le contrat de vente de gaz assurerait le recouvrement des frais liés à la demande pour le transport par les réseaux de NOVA et de TransCanada, quel que soit le prix du gaz. Sur ce plan, l'Office relève que Kamine Carthage a produit une lettre de crédit de sa banque portant sur une période de deux ans et sur un montant égal à une année de frais liés à la demande pour le service garanti de TransCanada, en fonction de la demande contractuelle de Kamine Carthage multipliée par les droits liés à la demande pour service garanti tels qu'approuvés par l'ONE.

L'Office est d'avis que la situation du transport en aval est encore incertaine en ce qui a trait au projet d'Empire State. La NYSPSC a approuvé ce projet, mais l'Office n'a pas encore étudié le prolongement de Blackhorse, dont l'approbation est essentielle au projet d'Empire State. L'Office relève toutefois que Kamine Carthage, par l'entremise d'Energy Market Exchange, utiliserait toute capacité disponible de service interruptible afin d'acheminer le gaz de

Renaissance à partir d'Emerson (Manitoba) en aval par le réseau de Great Lakes jusqu'à celui d'ANR, en passant par Lebanon (Ohio), pour atteindre le réseau de CNG et, par celui de Niagara Mohawk, la centrale.

L'Office constate que le prix en vertu du contrat de vente de gaz a été négocié sans lien de dépendance et que l'on a convenu d'une formule comprenant un indice des prix de combustibles concurrentiels. Le rajustement trimestriel d'après l'indice et la possibilité de rajuster le prix de référence devraient correspondre, pendant la durée du contrat, à la juste valeur marchande du gaz dans le marché où est située la centrale de Kamine Carthage. L'Office relève de plus que des dispositions de renégociation du prix, après un intervalle de cinq ans, ajoutent un élément de souplesse au contrat et l'Office est d'avis que les dispositions du mécanisme de détermination du prix garantissent un prix contractuel s'ajustant aux fluctuations du marché au cours de la durée du contrat

L'Office a examiné les contrats de gaz, pour constater qu'ils avaient été négociés sans lien de dépendance et que leurs dispositions de détermination des prix étaient telles que le contrat et la licence devraient atteindre leur pleine durée. L'Office relève que le producteur canadien a apporté son aval à l'exportation proposée en signant le contrat de vente de gaz.

12.6 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Kamine Carthage, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2006.

Chapitre 13
Kamine South Glens Falls Cogeneration Co., Inc. et Beta South Glens Falls Inc.

13.1 Résumé de la demande

Dans une demande en date du 31 juillet 1989, Kamine South Glens Falls, à titre d'associé commandité de Kamine/Besicorp South Glens Falls L.P., a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel reprenant les modalités de la demande de Kamine Carthage dont traite le chapitre 12, sauf que dans ce cas le point d'exportation serait Emerson (Manitoba). Les détails figurent à la section 12.1.

Les réserves de gaz à l'appui de l'exportation proposée se trouvent en Alberta et proviendraient de gisements et réservoirs établis contrôlés par Renaissance.

Le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA en Alberta et de TransCanada jusqu'au point d'exportation d'Emerson (Manitoba). Du côté américain, le transport est prévu par les réseaux de Great Lakes, ANR, CNG et Niagara Mohawk pour livraison à South Glens Falls (New York).

L'électricité et la vapeur seraient achetées par les mêmes parties que dans la demande de Kamine Carthage.

13.2 Approvisionnement en gaz

La demande de Kamine South Glens Falls repose sur le même approvisionnement que celle de Kamine Carthage. Les données pertinentes sur l'approvisionnement figurent à la section 12.2.

13.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

13.3.1 Marché

La General Electric Capital Corporation a consenti un financement d'environ 65 millions $ US à Kamine South Glens Falls.

Bien que la centrale de cogénération soit ailleurs, la production de South Glens Falls (New York) serait vendue aux mêmes clients et consommée de la même manière. Voir 12.3.1 au sujet du marché.

13.3.2 Transport

À l'intérieur de l'Alberta, le transport du gaz visé par la demande de licence d'exportation s'effectuerait en vertu de contrats de service garanti à long terme entre Renaissance et NOVA. NOVA livrerait le gaz à l'interconnexion de son réseau et de celui de TransCanada à Empress (Alberta); à partir de ce point, Kamine South Glens Falls deviendrait propriétaire du gaz.

TransCanada transporterait le gaz d'Empress (Alberta) à Emerson (Manitoba), à l'interconnexion des installations de TransCanada et Great Lakes. TransCanada et Kamine/Besicorp South Glens Falls L.P. ont conclu un contrat précédent le 31 mai 1989, modifié les 12 janvier et 16 octobre 1990, visant le transport garanti de 402 10^3 m^3/j (14,2 10^6 pi^3/j)

de gaz d'Empress (Alberta) à Chippawa (Ontario), à compter du 1er novembre 1991 ou le plus tôt possible après cette date.

Un contrat précédent a été signé avec Great Lakes afin d'obtenir un service garanti de transport, sous réserve de l'achèvement de l'expansion nécessaire des installations au 1er avril 1991. Cette expansion a d'ailleurs fait l'objet d'une demande auprès de la FERC. Si les travaux d'expansion ne sont pas terminés à cette date, le demandeur a l'intention de transporter le gaz par service interruptible, au moyen d'une capacité pipelinière établie, jusqu'à l'achèvement des travaux.

Kamine South Glens Falls serait responsable de l'ensemble des droits et frais de transport liés à la livraison du gaz, au Canada et aux É.-U., du point de livraison à Empress (Alberta) jusqu'à la centrale à South Glens Falls (New York).

ANR et Kamine/Besicorp South Glens Falls L.P. ont signé un contrat précédent le 15 décembre 1988, modifié le 24 août 1990.

Kamine/Besicorp South Glens Falls L.P. a également signé un contrat précédent avec CNG le 27 février 1989, modifié le 5 octobre 1990, visant un service garanti de transport.

Les réseaux Great Lakes, ANR et CNG attendent toujours des autorisations de service et de construction de la FERC.

Kamine/Besicorp South Glens Falls L.P. a signé un contrat précédent avec Niagara Mohawk le 17 janvier 1989, pour le transport du gaz à la centrale de cogénération.

13.3.3 Contrat de vente de gaz

Renaissance et Kamine South Glens Falls ont signé un contrat d'achat de gaz le 9 mai 1989, modifié les 31 octobre 1989 et 30 octobre 1990. Le contrat porte sur une durée de 15 ans à compter du 1er novembre 1991 et ses modalités sont les mêmes que celles du contrat entre Kamine Carthage et Renaissance, dont les détails figurent à la section 12.3.3.

13.3.4 Contrat de vente d'électricité

Le contrat de vente d'électricité signé le 5 juin 1987 par Kamine South Glens Falls et Niagara Mohawk est le même que celui conclu entre Kamine Carthage et Niagara Mohawk. La section 12.3.4 décrit en détail le contrat de vente d'électricité de South Glens Falls.

13.3.5 Contrat de vente d'énergie thermique

Le contrat de services énergétiques signé le 31 octobre 1989 par Kamine/Besicorp South Glens Falls L.P. et James River II est identique à celui conclu par cette dernière avec Kamine/Besicorp Carthage L.P. La section 12.3.5 donne le détail du contrat de services énergétiques de South Glens Falls.

13.3.6 Approbations réglementaires

Kamine South Glens Falls a demandé au DOE/FE un permis d'importation le 21 juillet 1989, qu'elle a obtenu le 5 février 1990. Les détails du permis d'acheminement de l'Alberta apparaissent à la section 12.3.6. La FERC a accordé à la centrale de cogénération son statut de CA.

13.4 Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que les marchés de la production d'électricité et de vapeur de la centrale de Kamine South Glens Falls sont garantis et que le centrale fonctionnerait à un facteur de charge élevé.

L'Office relève que le financement final du projet, le certificat de CA, l'autorisation d'importer à Emerson (Manitoba) du DOE/FE et les autres autorisations nécessaires ont été obtenus. Sur ce plan, l'Office souligne qu'il reste encore à obtenir les approbations et autorisations de service de la FERC pour les réseaux de Great Lakes, d'ANR et de CNG. L'Office est d'avis que le commanditaire de ce projet d'exportation devrait obtenir les autorisations nécessaires à temps pour acheminer le gaz à la centrale de cogénération. L'Office relève également que l'achèvement de la centrale de cogénération est prévu pour juillet 1991.

L'Office constate que les modalités ont été réglées pour le transport par tous les pipelines requis et que l'on recouvrerait tous les frais fixes de transport au Canada. Le contrat de vente de gaz assurerait le recouvrement des frais liés à la demande pour le transport par les réseaux de NOVA et de TransCanada, quel que soit le prix du gaz. Sur ce plan, l'Office relève que Kamine South Glens Falls a produit une lettre de crédit de sa banque portant sur une période de deux ans et sur un montant égal à une année des frais liés à la demande pour le service garanti de TransCanada, en fonction de la demande contractuelle de Kamine South Glens Falls multipliée par les droits liés à la demande pour service garanti tels qu'approuvés par l'ONE.

L'Office constate que la formule contractuelle de détermination du prix comporte un indice commercial des prix de combustibles concurrentiels. Le rajustement trimestriel d'après l'indice et la possibilité de rajuster le prix de référence devraient correspondre, pendant la durée du contrat à la juste valeur marchande du gaz dans le marché où est située la centrale de Kamine South Glens Falls. L'Office relève de plus que des dispositions de renégociation du prix, après un intervalle de cinq ans, ajoutent un élément de souplesse au contrat et l'Office est d'avis que les dispositions du mécanisme de détermination du prix garantissent un prix contractuel s'ajustant aux fluctuations du marché au cours de la durée du contrat.

L'Office relève que Kamine South Glens Falls, par l'entremise d'Energy Market Exchange, utiliserait toute capacité disponible de service interruptible afin d'acheminer le gaz de Renaissance à partir d'Emerson (Manitoba) en aval par le réseau de Great Lakes jusqu'à celui d'ANR, en passant par Lebanon (Ohio), pour atteindre le réseau de CNG et, par celui de Niagara Mohawk, la centrale, dans l'éventualité d'un retard dans l'expansion des installations de transport en aval aux États-Unis.

L'Office a examiné les contrats de gaz, pour constater qu'ils avaient été négociés sans lien de dépendance et que leurs dispositions de détermination des prix étaient telles que le contrat et la licence devraient atteindre leur pleine durée.

L'Office relève que le producteur canadien a apporté son aval à l'exportation proposée en signant le contrat de vente de gaz.

13.5 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Kamine South Glens Falls, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres quelle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 31 octobre 2006.

Chapitre 14
New England Power Company

14.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 4 août 1989, NEP a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	à partir du 1er novembre 1991 au plus tôt ou du 1er novembre de l'année pendant laquelle les exportations ont débuté, et sur 15 ans.
Point d'exportation	-	près d'Iroquois (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	1 700 10^3 m^3 (60,0 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	621 10^6 m^3 (21,9 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	9 308 10^6 m^3 (328,5 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par an.

Le gaz proposé à l'exportation serait produit en Alberta et en Colombie-Britannique à partir de réserves établies et de réserves potentielles non découvertes dans des terrains contrôlés par BP Resources Canada Limited («BP Resources»), Renaissance, Sceptre et Triton Canada Resources Limited («Triton»). Les réserves de Colombie-Britannique se trouvent à la frontière avec l'Alberta et seraient reliées au réseau de NOVA.

NOVA transporterait le gaz jusqu'à Empress (Alberta) et TransCanada jusqu'au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario). Le gaz serait ensuite expédié par les réseaux d'IGTS, de Tennessee et d'Algonquin jusqu'aux installations de NEP au Massachusetts et au Rhode Island.

14.2 Approvisionnement en gaz

14.2.1 Contrats d'approvisionnement

NEP a signé des contrats d'approvisionnement en gaz d'une durée de 20 ans avec BP Resources, Sceptre et Triton, et d'une durée de 15 ans, avec option pour cinq autres années, avec Renaissance.

En vertu de son contrat d'approvisionnement, Renaissance a affecté des terrains spécifiques en Alberta à l'approvisionnement de NEP. Renaissance a également convenu de mettre en valeur des réserves potentielles supplémentaires dans la zone de Graindale en Alberta. BP Resources, Sceptre et Triton ont produit des estimations d'approvisionnement en gaz à l'égard de réservoirs en Alberta et en Colombie-Britannique, sans cependant affecter spécifiquement à NEP la production de ces terrains.

La section 14.3.3 des présents Motifs traite plus en détails de ces modalités contractuelles.

14.2.2 Réserves

Le tableau 14-1 révèle que l'estimation par l'Office des réserves établies de gaz de NEP est inférieure de 5 à celle de NEP (y compris les volumes de Sceptre), mais qu'elle surpasse de 42 % le volume visé par la demande. En plus des réserves établies, NEP a intégré à son approvisionnement total une estimation des réserves potentielles non découvertes de terrains non forés. L'estimation par l'Office des réserves potentielles non découvertes est inférieure de 63% à celle de NEP et compte pour neuf % dans l'estimation totale de l'Office. En comptant les réserves potentielles non découvertes, l'estimation totale de l'Office est inférieure de 17% à celle de NEP, mais surpasse de 57% le volume visé par la demande.

L'estimation par l'Office des réserves potentielles attribuées aux terrains non forés comporte une réduction par un facteur de risque reflétant l'incertitude de telles estimations. L'Office a également évalué les réserves établies que Sceptre fournira à partir de son approvisionnement garanti général. Aux fins de l'examen et de la présentation de la demande de NEP, l'Office y a affecté une partie de l'approvisionnement général de Sceptre correspondant aux besoins de 3 102 10^6 m^3 (109,5 10^9 pi^3) de Sceptre. La section 5.2 des présents Motifs présente une description plus détaillée de l'évaluation par l'Office de l'approvisionnement général de Sceptre.

Tableau 14-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies et des réserves potentielles non découvertes de NEP et du volume visé par la demande
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

	NEP[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande
Réserves établies	10 847 (383)	10 091 (356)	6 206 (219)
Réserves potentielles non découvertes	3 680 (130)	1 378 (49)	
Total (excluant Sceptre)	**14 527 (513)**	**11 469 (405)**	
Réserves établies de Sceptre[3]	3 102 (110)	3 102 (110)	3 102 (110)
Total (incluant Sceptre)	**17 629 (623)**	**14 571 (515)**	**9 308 (329)**

1 Au 1er janvier 1991.
2 Au 31 décembre 1988.
3 L'approvisionnement global de Sceptre est inclus à l'appui des demandes de NEP et d'Enserch; pour fins de présentation, la partie de l'approvisionnement de la société nécessaire pour répondre aux besoins de NEP a été comprise.

1. Au 1er janvier 1991.
2. Au 31 décembre 1988.
3. L'approvisionnement global de Sceptre est inclus à l'appui des demandes de NEP et d'Enserch; pour fins de présentation, la partie de la société nécessaire pour répondre aux besoins de NEP a été comprise.

L’écart entre les estimations des réserves établies par l’Office et par NEP s’explique surtout par l’effet cumulatif de différences dans plusieurs paramètres de divers réservoirs visés par la demande, notamment les affectations de superficie à des réservoirs à puits uniques et les interprétations de production nette. La plus grande part de la différence entre les estimations totales par l’Office et NEP provient de l’évaluation des réserves potentielles non découvertes de terrains non forés. Celle de l’Office était très inférieure à celle de NEP, surtout à cause de l’interprétation différente des facteurs de réduction en fonction du risque dans le calcul de ces estimations.

L’estimation par l’Office de ces réserves indique que l’approvisionnement d’ensemble des producteurs de NEP permettra de fournir le volume visé par la demande. Les différences dans l’estimations des réserves par l’Office et NEP pour chacun des quatre producteurs sont résumées ci-après.

L’estimation par l’Office des réserves établies de NEP provenant de Renaissance rejoignait celle de Renaissance, qui se fondait sur les données de l’OCREA.

Les estimations de réserves potentielles par Renaissance s’appliquaient à la zone de Graindale en Alberta, dans des terrains désignés comme non forés. Renaissance a produit des estimations de réserves potentielles pour 24 sections de terrain, réduites par un facteur de risque établi à 50 ou 60 % dans le cas de terrains voisins de réserves prouvées. De plus, Renaissance a utilisé des affectations de superficie par section entière, en présumant un minimum de deux zones productives et un maximum de quatre pour chaque section.

L’évaluation par l’Office des réserves potentielles dans les terrains non forés est inférieure de 63 % à celle présentée par Renaissance pour NEP. La différence provient de variations dans la méthode de détermination du facteur de risque approprié et dans l’affectation de réserves par section (ce qui découlait de différences dans la zone de drainage, l’affectation de production nette et le nombre de zones productives présumées par section).

L’Office a effectué une analyse distincte de chaque zone et estimé les réserves potentielles au moyen d’affectations se fondant sur les réserves moyennes par section de réservoirs établis adjacents. Ensuite, on a calculé un taux de réussite à partir des résultats de forages exploratoires dans le voisinage immédiat des terrains non forés. L’estimation se fondant sur l’affectation des réserves par section a été réduite par le facteur de risque. L’Office a utilisé un facteur de risque beaucoup plus élevé que celui de Renaissance. L’Office a relevé que tous les réservoirs établis de la zone comportent un puits unique et que seulement trois puits comptent plus d’une zone productive, dans le cas présent un maximum de deux.

L’estimation par l’Office des réserves de Triton était quelque peu inférieure à celle de la société, surtout à cause de différences d’interprétation de paramètres de réservoir dans la zone de Winefred Lake.

Triton a déclaré avoir surtout utilisé des affectations de superficie de 256 hectares, en se fondant sur le rendement de puits établis. Triton a avancé que la majorité de ses réservoirs sont composées de puits Colony et McMurray dans les zones de Cold Lake, Hardy/Winefred et Thornbury, où les volumes cumulatifs de production jusqu’à maintenant pour des puits distincts dépassent souvent les réserves estimées à partir d’affectations de superficie de 256 hectares. Triton a présenté plusieurs exemples à l’appui de son estimation des réserves. Dans son analyse des puits de Triton, l’Office a découvert que la majorité des puits avaient déjà été cartographiés par l’Office à titre de réservoirs à puits multiples et non à puits unique; l’Office est donc d’avis que Triton a utilisé des affectations appropriées pour les réserves.

L’estimation par l’Office des réserves de BP Resources était légèrement inférieure à celle de la société, surtout à cause de l’effet cumulatif de légères différences d’interprétation de paramètres de réservoir. BP Resources a déclaré que ses affectations de superficie à des réservoirs à puits unique rejoignaient pour l’essentiel celles de l’Office et de l’OCREA et qu’elle avait utilisé des données géologiques et géophysiques en plus de celles sur le rendement afin de déterminer

les affectations de superficie appropriées. L'Office a examiné ces estimations et accepte de manière générale les affectations de superficie employées par BP Resources.

L'estimation par l'Office des réserves de NEP produites par Sceptre (approvisionnement garanti général) rejoignait celle de Sceptre (voir section 5.2.2.1). Cependant, l'Office souligne que cet approvisionnement général doit répondre non seulement aux besoins de NEP, mais également à d'autres besoins, notamment ceux de la demande présentée par Encogen au cours de la présente audience.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz de NEP, l'Office a reconnu 337 réservoirs (à l'exclusion des réservoirs de l'approvisionnement général de Sceptre). La plupart de ces réservoirs sont relativement petits, ne produisent pas et se trouvent dans l'est de la province, dans des zones crétacées. L'Office estime que 73 % des réservoirs pour lesquels NEP a présenté des estimations de réserves comportent des réserves initiales de gaz commercialisable inférieures à 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3).

En bref, l'estimation par l'Office des réserves établies est quelque peu inférieure à celle de NEP, mais de loin supérieure au volume visé par la demande. L'écart entre les estimations provient principalement de différences dans les affectations de production nette, de différences dans l'évaluation du risque pour l'affectation de réserves potentielles à des terrains non forés et de l'effet cumulatif de variations mineures dans d'autres paramètres de réservoir.

14.2.3 Capacité de production

L'approvisionnement de l'exportation de NEP provient de quatre producteurs, Triton, Renaissance, BP Resources et Sceptre. Sceptre traite son contrat d'achat de gaz avec NEP comme une vente à partir de son approvisionnement garanti général, qu'elle a l'intention d'approvisionner à partir de ses réserves non affectées en Alberta.

Afin d'illustrer plus clairement la capacité de production de NEP, l'Office l'a analysée en deux étapes. En premier lieu, on a estimé la capacité de production disponible de Triton, Renaissance et BP Resources en fonction de la partie des besoins de NEP à combler par ces producteurs. Ensuite, on a étudié l'approvisionnement garanti général de Sceptre dans le contexte du total des besoins à combler par cette source d'approvisionnement, y compris ceux de NEP.

La figure 14.1 compare les estimations par l'Office et par NEP de la capacité de production de Triton, Renaissance et BP Resources par rapport aux besoins correspondants. Dans son estimation de la capacité de production, NEP prévoit que ses besoins seraient comblés jusqu'en 1999, avec une insuffisance croissante par la suite. La projection par l'Office de la capacité de production révèle que NEP sera probablement en mesure de répondre aux besoins visés par la demande pour toute la durée de la licence d'exportation demandée. L'Office a rajusté sa projection de la capacité de production afin de tenir compte de la capacité inutilisée par rapport aux besoins.

La section 5.2.3 des présents Motifs traite en détail de l'analyse par l'Office de la capacité de production des réserves figurant dans l'approvisionnement garanti général de Sceptre, par rapport à l'ensemble de ses besoins, y compris l'approvisionnement de NEP.

NEP a inclus certaines réserves potentielles non découvertes dans sa demande. L'Office n'a pas tenté d'estimer la capacité de production de ces réserves potentielles, mais reconnaît qu'il est raisonnable de s'attendre plus tard à un certain approvisionnement supplémentaire.

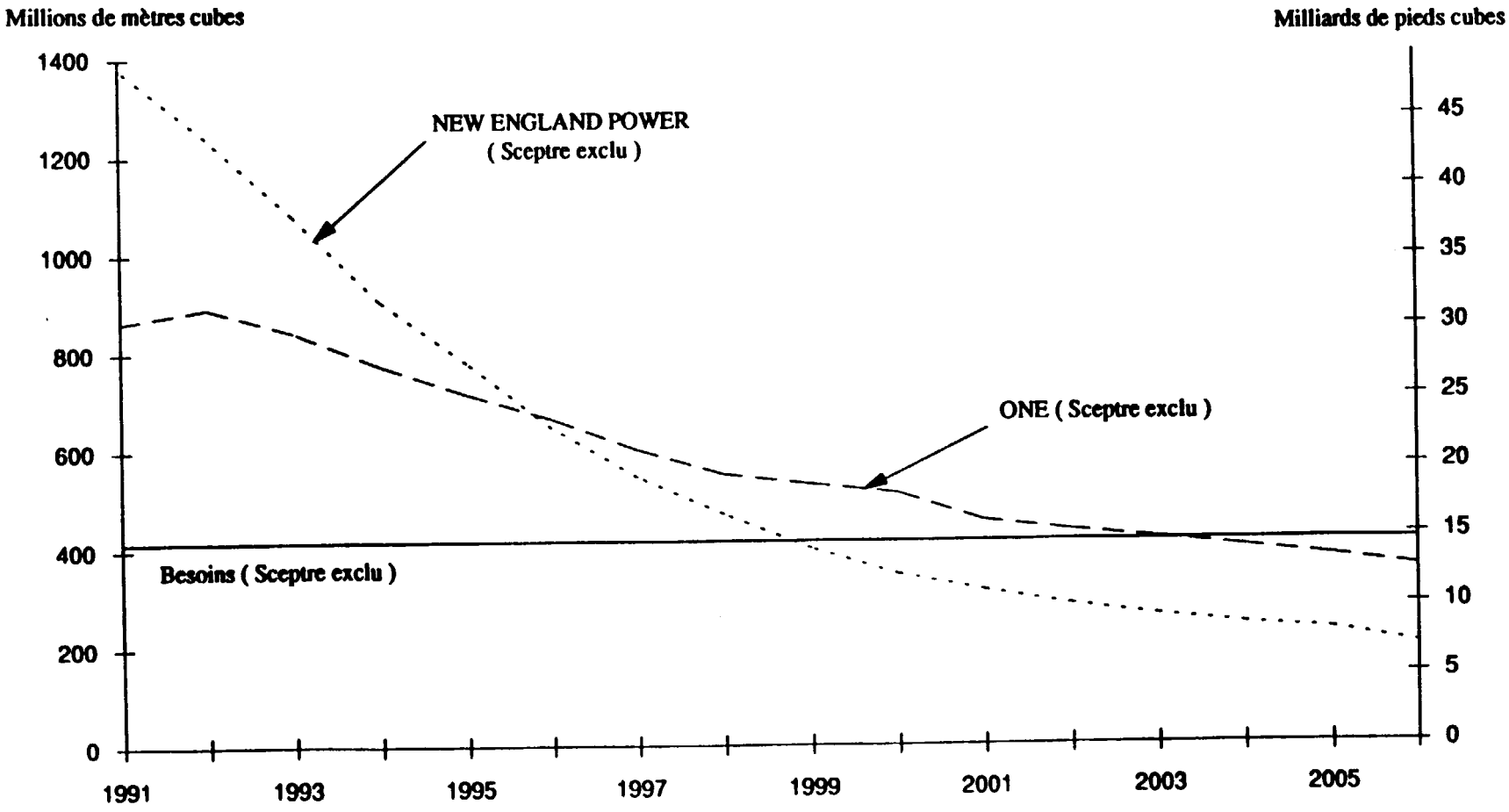
14.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

14.3.1 Marché

Le gaz proposé à l'exportation serait utilisé par NEP et ses affiliées pour produire de l'électricité et, plus spécifiquement, pour remplacer le mazout résiduel que brûle actuellement NEP à l'unité 4 de la centrale Brayton Point de 430 Mw, située à Somerset (Massachusetts). Le gaz alimenterait également trois nouvelles unités de remplacement à cycle combiné de 450 MW à la centrale de Manchester Street de Providence (Rhode Island). Le gaz pourrait également alimenter la centrale de South Street, toujours à Providence.

Figure 14.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE DE NEW ENGLAND POWER [1]



1. Estimation de la capacité de production de Triton, BP Resources et Renaissance à laquelle ces producteurs répondront. Le reste des besoins sera comblé à partir des approvisionnements de la société Sceptre. Ces derniers sont décrits à la section 6.3 de ces motifs.

NEP produit et transmet de l'électricité vendue à des services publics affiliés ou non desservant la région de la Nouvelle-Angleterre. Elle est également la filiale de production en gros du New England Electric System («NEES»). Les filiales du NEES comprennent trois sociétés d'exploitation de détail qui, ensemble, alimentent en électricité plus de 1,2 million de clients au Massachusetts, au Rhode Island et au New Hampshire.

La centrale de Brayton Point devrait entrer en production en novembre 1991 et consommera environ 2 690 10^3 m^3/j (95 10^6 pi^3/j) de gaz. La centrale Manchester Street, qui devrait entrer en service au cours de l'année contractuelle 1994-1995, exigera autour de 2 180 10^3 m^3/j (77 10^6 pi^3/j) de gaz.

NEP a entrepris le projet d'exportation afin de se conformer à la réglementation environnementale du Massachusetts et d'améliorer la qualité de l'air en remplaçant le mazout utilisé à la centrale de Brayton Point, afin d'accroître sa capacité de production pour répondre à la demande croissante en électricité de la Nouvelle-Angleterre par le remplacement avec des unités au gaz naturel à la centrale de Manchester Street, afin de diversifier son portefeuille d'approvisionnement en ajoutant le gaz à ses combustibles de production d'électricité et afin de diversifier son approvisionnement en gaz en y ajoutant des sources canadiennes.

Les projections du NEES laissent prévoir qu'en l'absence d'efforts importants de conservation de la part de ses clients, la croissance annuelle de la charge de pointe s'établira en moyenne autour de 2,9% les 15 prochaines années. L'implantation réussie de programmes de conservation et de gestion de la charge pourrait limiter la croissance annuelle de la charge de pointe à 1,8 %. En 1988, on a atteint de nouvelles charges de pointe d'été et d'hiver représentant respectivement 4 107 et 4 019 MW. En plus des installations qui recevraient du gaz en vertu de la licence visée par la demande, NEES estime qu'elle pourrait avoir besoin d'une capacité de production supplémentaire vers la fin des années 1990.

Pour ce qui est du NEES et de ses trois filiales de détail, la répartition des besoins par catégorie de clientèle s'établit à 34 pour le secteur résidentiel, 32 % pour le secteur commercial, 22 % pour le secteur industriel et 12 pour le reste. Le secteur commercial a manifesté la plus forte croissance ces cinq dernières années, à un rythme annuel de 5 %, et devrait continuer de dominer la croissance.

Le gaz visé par la demande représenterait autour du tiers des volumes prévus dans la stratégie globale de NEP, qui désire obtenir jusqu'à 5 380 10^3 m^3/j (190 10^6 pi^3/j) pour alimenter les cinq centrales. Dans le volume de 3 680 10^3 m^3/j (130 10^6 pi^3/j) que NEP a l'intention d'obtenir de fournisseurs américains, des approvisionnements de 1 700 10^3 m^3/j (60 10^6 pi^3/j) feraient l'objet de contrats à long terme.

En 1988, les sources énergétiques du NEES étaient constituées à 44 % de charbon, 27 % de pétrole, 17 % d'énergie nucléaire, 11 % d'hydroélectricité et un % de gaz. On a l'intention d'améliorer la sécurité et la fiabilité en ajoutant un service garanti de gaz. On prévoit que d'ici 1999, les sources énergétiques du NEES seraient composées à 37% de charbon, 10 % de pétrole, 15% de nucléaire, 10% d'hydro-électricité et 28% de gaz.

NEP prévoit un facteur de charge à 100 % pour la prise des quatre fournisseurs canadiens pendant la durée de la licence.

14.3.2 Transport

Le gaz de l'Alberta et du gisement Mica, à la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, serait expédié par le réseau de NOVA jusqu'à Empress (Alberta). De ce point, TransCanada transporterait le gaz jusqu'au réseau d'IGTS, pour livraison au réseau de Tennessee près de Wright (New York). Tennessee acheminerait ensuite le gaz jusqu'à son

interconnexion avec le réseau d'Algonquin, près de Mendon (Massachusetts). Algonquin livrerait alors le gaz aux centrales de NEP situées près de Somerset (Massachusetts) et Providence (Rhode Island).

Chacun des quatre producteurs canadiens a conclu des ententes renouvelables pour réserver une capacité garantie suffisante dans le réseau NOVA afin de respecter leurs engagements envers NEP.

TransCanada et NEP ont conclu un contrat précédent le 10 mai 1989, prévoyant dans version modifiée le transport garanti de 1 700 10^3 m^3/j (60 10^6 pi^3/j) de gaz. La durée du contrat commence au plus tôt le 1er novembre 1991 et expire le 31 octobre 2006.

Le 11 octobre 1989, NEP signait des contrats précédents avec IGTS et Tennessee, portant sur un service garanti de transport NEP et Algonquin ont également signé un contrat précédent de service garanti le 13 janvier 1989, dans sa version modifiée. Les ajouts nécessaires aux installations d'IGTS ont été approuvés par la FERC le 14 novembre 1990.

Algonquin construirait, posséderait et exploiterait les raccordements entre son réseau et les centrales de NEP. Tennessee et Algonquin attendent toujours que la FERC approuve leurs installations.

14.3.3 Contrats de vente de gaz

NEP a conclu des contrats distincts d'achat de gaz naturel avec BP Resources, Renaissance, Sceptre et Triton, prévoyant la livraison du gaz à Empress (Alberta). Tous les producteurs, sauf Renaissance, ont promis de s'efforcer le livrer le gaz dans les meilleurs délais.

Chacun des contrats fait l'objet de plusieurs conditions précédentes, notamment l'obtention de toutes les autorisations réglementaires canadiennes et américaines et la conclusion de toutes, les modalités de transport au Canada et aux États-Unis. Les conditions précédentes des contrats avec BP Resources et Renaissance doivent être respectées à diverses dates déterminées. Celles des contrats avec Sceptre et Triton doivent être respectées au 1er novembre 1993.

La structure de prix de chacun des contrats, sauf celui avec Renaissance, comporte une composante-demande et une composante-produit. La composante-demande est constituée des frais de transport des producteurs par le réseau NOVA attribuables à la vente. Comme NEP est l'expéditeur par le réseau de TransCanada, elle paierait les frais fixes de transport pertinents de TransCanada. Le contrat avec Renaissance comporte seulement une composante-produit.

Dans chacun des quatre contrats, si les parties n'arrivent pas à s'entendre sur une redétermination du prix dans les trois mois suivant la demande initiale de révision, l'une ou l'autre partie peut mettre fin au contrat.

Les dispositions particulières à chacun des contrats sont abordées ci-après.

14.3.3.1 BP Resources Canada Limited

NEP et BP Resources ont signé un contrat de vente de gaz le 17 janvier 1989. Le contrat, d'une durée de 20 ans, prévoit la livraison d'un maximum de 283 10^3 m^3/j (10 10^6 pi^3/j). Le contrat prévoit également que NEP peut demander une augmentation de la QJM de 283 10^3 m^3 (10 10^6 pi^3).

Si NEP devait prendre en moyenne moins de 80 % de la QAM au cours d'une année contractuelle, NEP pourrait alors choisir de verser un droit déterminé de réservation. Que NEP choisisse ou non d'effectuer un tel versement, BP Resources peut choisir de réduire la QJM pour le reste de la durée du contrat. L'une ou l'autre partie peut effectuer des ventes hors-réseau.

La composante-produit du prix fera l'objet d'un rajustement mensuel à partir d'un niveau initial de 1,26 $ US/GJ (1,33 $ US/10^6 BTU). Ces rajustements se fonderont à parts égales sur les changements dans certains prix déterminés du gaz au milieu du continent et sur la côte du golfe et sur les changements dans le coût moyen du pétrole livré aux centrales électriques de NEP.

Le prix estimatif à la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta en janvier 1990 en vertu de ce contrat était de 2,44 $ CAN par GJ (2,62 $ CAN par 10^6/BTU)

Le prix contractuel pourra être redéterminé tous les deux ans, dans des circonstances définies pour chaque partie. BP Resources pourra demander une redétermination du prix si, pendant une période quelconque de quatre mois consécutifs au cours des deux années précédentes, elle a obtenu en moyenne moins de 90 % du prix albertain moyen pour cette même période. De son côté, NEP pourra demander une redétermination du prix contractuel si ce dernier ne lui permet pas d'engager la production de ses génératrices à une moyenne de 90 de leur capacité pendant une période quelconque de quatre mois consécutifs au cours des deux années précédentes.

14.3.3.2 Renaissance Energy Ltd.

Le 17 janvier 1989, NEP a signé avec Renaissance un contrat de vente de gaz portant sur une durée de 15 ans, avec possibilité de renouvellement de cinq ans, qui prévoit la livraison d'un maximum de 425 10^3 m^3/j (15 10^6 pi^3/j). NEP peut demander une augmentation de la QJM jusqu'à 708 10^3 m^3 (25 10^6 pi^3).

Si la prise moyenne de NEP représentait moins que la QAM pendant une année contractuelle quelconque, Renaissance pourrait choisir de réduire la QJM. Si le niveau de prise restait inférieur à la QAM pendant deux années consécutives, Renaissance pourrait mettre fin au contrat. Toutefois, l'une ou l'autre partie peut effectuer des ventes hors-réseau.

La composante-produit du prix fera l'objet d'un rajustement mensuel à partir d'un niveau initial de 1,30 $ US/GJ (1,37 $ US/10^6BTU). Ces rajustements se fonderont à parts égales sur les changements dans un ensemble de quatre prix de combustibles fossiles, soit le coût moyen courant du gaz acheté par Tennessee et Tetco et le coût moyen du mazout et du charbon livré à NEP. Renaissance ne reçoit pas un remboursement direct de ses frais de transport par le réseau de NOVA, bénéficiant plutôt d'un prix de référence contractuel supérieur. La redétermination du prix contractuel peut avoir lieu après la deuxième année contractuelle et tous les deux ans suivant la plus récente redétermination.

Le prix estimatif à la frontière de l'Alberta en janvier 1990 en vertu de ce contrat était de 2,04 $ CAN par GJ (2,19 $ CAN par 10^6 BTU).

14.3.3.3 Sceptre Resources Limited

Le 31 août 1988, NEP a signé avec Sceptre un contrat de vente de gaz portant sur une durée de 20 ans qui prévoit la livraison d'un maximum de 567 10^3 m^3/j (20 10^6 pi^3/j).

Si la prise moyenne de NEP au cours d'une année contractuelle représentait moins de 65 % de la QJM, NEP peut choisir de verser un droit déterminé de réservation. Si NEP choisit de ne pas effectuer un tel versement, Sceptre peut choisir de réduire la QJM pour le reste de la durée du contrat.

La structure de prix du contrat prévoit une contribution à des paiements de redevances, advenant que ces derniers se fondent sur un prix supérieur à celui prévu au contrat.

La composante-produit, calculée mensuellement, correspond à la moitié du CMA publié par le gouvernement de l'Alberta, plus la moitié de la différence entre le coût moyen pondéré variable du combustible fossile pour NEP et tous les frais variables relatifs au transport du produit s'appliquant à l'exportation. La composante-produit comporte également un facteur de production engagée d'électricité, dont conviendront les deux parties. Le facteur de production engagée devrait représenter une quantité variable permettant aux unités alimentées au gaz de NEP de soutenir la concurrence d'autres unités du réseau NEPOOL; il peut s'agir d'un nombre positif ou négatif. S'il s'avère impossible de s'entendre sur la valeur du facteur de production engagée, il correspondra à zéro. Ce facteur peut être redéfini si, pendant une période quelconque de six mois consécutifs, le prix contractuel moyen était inférieur à 90% du CMA ou s'il atteignait un niveau tel que les unités de NEP ne pourraient produire à une moyenne de 90% de leur capacité nette. La redétermination du prix contractuel peut avoir lieu à compter du 1er novembre 1992 et tous les deux ans par la suite.

Le prix estimatif à la frontière de l'Alberta en janvier 1990 en vertu de ce contrat était de 2,04 $ CAN par GJ (2,19 $ CAN par 10^6 BTU).

14.3.3.4 Triton Canada Resources Limited

Le 31 août 1988, NEP a signé avec Triton un contrat de vente de gaz portant sur une durée de 20 ans qui prévoit la livraison de 425 10^3 m^3/j (15 10^6 pi^3/j).

Si la prise moyenne annuelle de NEP représentait moins de 65 % de la QJM et des ventes hors-réseau, les mêmes dispositions de recours que dans le contrat entre NEP et Sceptre s'appliqueraient.

La composante-produit du prix, calculée mensuellement, représente 85% du CAM, plus un paiement supplémentaire égal à la moitié du prélèvement de TopGas; ce paiement supplémentaire est plafonné à 0,05 $ US/GJ (0,05 $ US/10^6 BTU) et cessera de s'appliquer après le 31 août 1994.

La redétermination du prix contractuel peut s'effectuer dans des circonstances définies après le 1er novembre 1993 et tous les deux ans suivant la plus récente redétermination. NEP peut demander une redétermination lorsque le prix contractuel n'aurait pas entraîné une production engagée de ses unités alimentées au gaz à 80 % de leur capacité nette pendant une année quelconque. De son côté, Triton peut demander une redétermination si le prix contractuel pendant une année quelconque s'établissait à moins de 85 % du prix du gaz provenant d'Alberta vendu pour la production d'électricité en Nouvelle-Angleterre.

Le prix estimatif à la frontière de l'Alberta en janvier 1990 en vertu de ce contrat était de 1,55 $ CAN par GJ (1,67 $ CAN par 10^6 BTU).

14.3.4 Approbations réglementaires

Au début de 1989, chacun des producteurs de NEP présentait à l'OCREA une demande de permis d'acheminement de l'énergie à long terme.

Au moment de l'audience, l'OCREA étudiait toujours la demande de Sceptre, mais l'autorisation était attendue à brève échéance. Les demandes de Renaissance et Triton en étaient arrivées à l'étape de l'approbation par le lieutenant-gouverneur en conseil. L'OCREA avait accordé le permis d'acheminement GR90-90 à BP Resources.

BP Resources a également présenté une demande de permis d'acheminement de l'énergie à long terme au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de Colombie-Britannique.

NEP a déclaré avoir déposé une demande auprès de la DOE/FE en février 1990 et prévoyait obtenir une autorisation au premier trimestre de 1991.

14.4 Opinions des intervenants

Pour Union, les contrats d'approvisionnement de NEP ne contiennent aucun engagement solide. Les quatre contrats prévoient une redétermination du prix à certains intervalles définis et si les parties n'arrivent pas à s'entendre, le contrat peut être résilié. Union a donc avancé que ces contrats représentaient en fait des ententes à court terme avec option de renouvellement et qu'ils ne pouvaient appuyer une demande d'exportation à long terme.

Union s'est opposée à la demande de licence d'exportation présentée par NEP et à la partie connexe de la demande d'installations de TransCanada, en se fondant sur l'absence de garanties contractuelles de prise et de contrats de vente de gaz à long terme.

Union a soutenu que la seule garantie contractuelle de prise venait du fait que les producteurs canadiens pouvaient réduire la QCJ si les ventes ne dépassaient pas un niveau déterminé. Union a déclaré ne pas considérer que des obligations relatives aux frais liés à la demande constituaient une preuve convaincante que le gaz serait effectivement acheminé.

Union a également avancé que ces contrats, comme celui entre Pawtucket et Columbia, ne contenaient pas de disposition d'arbitrage exécutoire, ce qui en fait concrètement des contrats à court terme renouvelables.

En réfutation, NEP a soutenu qu'elle-même et les producteurs avaient un intérêt réel et considérable à ce que le gaz soit acheminé en vertu des contrats pour la pleine durée de la licence visée par la demande. Plus spécifiquement, le droit bilatéral d'exiger une renégociation et l'absence d'arbitrage exécutoire visaient à forcer les parties à résoudre tout différend sur la détermination du prix en se fondant sur le marché. On estimait que les frais élevés à engager dans les opérations et modifications réglementaires en vue de trouver un nouveau fournisseur ou un nouvel acheteur et le risque d'avoir à verser des frais de transport liés à la demande pour une capacité inutilisée constituaient des obstacles dans la conclusion de nouveaux contrats avec d'autres parties.

14.5 Opinion de l'Office

En ce qui a trait aux contrats d'achat de gaz entre NEP et ses producteurs, l'Office convient avec Union que des contrats résiliables sans exigence d'arbitrage n'offrent pas une pleine garantie de viabilité pour la durée d'une licence d'exportation. Cependant, l'Office n'accepte pas l'absence d'une disposition d'arbitrage comme motif suffisant de refus d'une demande de licence d'exportation.

L'Office est prêt à accepter les arguments de NEP, à l'effet qu'il existe des facteurs incitant les parties aux contrats d'approvisionnement à maintenir leurs liens respectifs au cours de la durée prévue. Les producteurs ont affecté des approvisionnements au projet et NEP s'est engagée à verser les frais liés à la demande de TransCanada pour la durée d'un contrat de SG de 15 ans. De plus, les dispositions de renégociation devraient garantir que les contrats resteront alignés sur le marché. L'Office est prêt à accepter le principe que du point de vue des participants à ce projet d'exportation, la perspective de perdre, selon le cas, un débouché commercial attrayant ou une source garantie d'approvisionnement à prix raisonnable pourrait représenter un incitatif suffisant pour mener à bien la renégociation des modalités contractuelles.

L’Office estime l’approvisionnement de NEP satisfaisant par rapport aux besoins visés par la demande pour Triton, Renaissance et BP Resources, estimant de plus que toute insuffisance éventuelle pourrait être comblée par la mise en valeur d’une partie des réserves potentielles non découvertes de NEP.

L’analyse par l’Office de l’approvisionnement garanti général de Sceptre fait ressortir des insuffisances commençant à se manifester entre 2000 et 2003. Cependant, l’Office estime que Sceptre pourrait compter sur son programme permanent d’exploration afin de combler une partie de ses besoins vers la fin de la durée proposée pour la licence d’exportation.

L’Office constate que les modalités de transport ont été réglées pour tous les réseaux en cause. L’Office juge que la proposition d’exportation de NEP permettrait le recouvrement de tous les frais fixes de transport au Canada. L’Office souligne que NEP est l’expéditeur par le réseau de TransCanada, ce qui la rend directement responsable du versement des frais liés à la demande de TransCanada.

L’Office est d’avis que les dispositions de détermination du prix dans les contrats de gaz permettent des rajustements du prix à l’exportation en fonction des fluctuations du marché. L’Office relève également l’élément de souplesse ajouté aux contrats par l’inclusion de dispositions de renégociation.

L’Office relève que le gaz visé par la demande représenterait environ le tiers des volumes destinés aux cinq centrales. Selon l’Office, le fait que le gaz pourrait être utilisé dans l’une ou l’autre des installations alimentées au gaz appartenant à NEP et ses affiliées et le fait que les contrats de NEP portent sur un approvisionnement en gaz et une capacité de transport visant à répondre à une demande moyenne, plutôt que de pointe, assureraient des niveaux de prise adéquats en vertu des contrats de vente de gaz.

L’Office a examiné les contrats de gaz et constaté qu’ils avaient été négociés sans lien de dépendance entre NEP et les quatre producteurs canadiens, et que les modalités de détermination des prix font que les contrats et la licence devraient s’appliquer pour leur pleine durée.

L’Office relève que NEP demande une licence d’une durée de 15 ans, malgré le fait que trois des contrats de vente de gaz à l’appui de cette demande portent sur une durée de 20 ans. NEP a expliqué que ses producteurs avaient préféré ne pas affecter des réserves répertoriées de 20 ans correspondant à la durée de la licence.

Les arguments d’Union n’ont pas convaincu l’Office qu’il ne fallait pas délivrer de licence d’exportation à NEP. Plus spécifiquement, bien que l’Office reconnaisse l’absence de garanties contractuelles de prise et de dispositions d’arbitrage exécutoire, l’Office a accepté les arguments de NEP à l’égard de la vigueur de son marché. De plus, l’Office est d’avis qu’il ne serait pas approprié de soumettre les demandes d’exportation à un essai de prise minimale.

L’Office relève que les producteurs canadiens ont accordé leur aval à l’exportation proposée en signant le contrat de gaz.

L’Office relève que la demande de NEP comportait une demande de disposition de temporisation.

14.6 Décision

L’Office a décidé de délivrer une licence d’exportation de gaz Naturel à NEP, sous réserve de l’approbation du gouverneur en conseil. L’annexe IV contient l’énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu’elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne

commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin 15 ans après le 1er novembre de l'année durant laquelle les exportations ont commencées.

Chapitre 15
ProGas Limited

15.1 Résumé de la demande

Dans une demande en date du 8 août 1989, ProGas a demandé à l'Office, en vertu du paragraphe 21(2) de la Loi, une modification à la licence d'exportation de gaz naturel GL-81 et l'autorisation d'effectuer des exportations comportant les modalités suivantes:

Durée	-	à compter du 1er novembre 1991 de la date de la première livraison, jusqu'au 31 octobre 2009 pour une durée de 18 ans et six mois.
Point d'exportation	-	près d'Iroquois (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	708 10^3 m^3 (25,0 10^6 pi^3)
Quantité annuelle maximale	-	258 10^6 m^3 (9,1 10^9 pi^3)
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	4 800 10^6 m^3 (169,5 10^9 pi^3)
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par an.

Subsidiairement, ProGas a demandé à l'Office de délivrer une nouvelle licence d'exportation en vertu de l'article 117 de la Loi, comportant des modalités identiques aux susmentionnées, et de révoquer la licence d'exportation de gaz GL-81 à la délivrance de la nouvelle licence.

L'Office avait délivré à ProGas la licence d'exportation GL-81 le 8 mars 1983. Cette licence autorisait l'exportation de 20 197 10^6 m^3 (713 10^9 pi^3) de gaz à la Texas Gas, à Emerson (Manitoba). En décembre 1988, l'Office approuvait le transfert d'un volume de 5 170 10^6 m^3 (182,5 10^9 pi^3) visé par la licence GL-81 à une nouvelle licence d'exportation de gaz, avec réduction correspondante du volume pour la durée de la licence GL-81. En décembre 1989, l'Office approuvait une nouvelle modification à la licence GL-81, permettant le transfert d'un volume de 10 227 10^6 m^3 (361 10^9 pi^3) à une troisième nouvelle licence d'exportation. Dans la présente demande, ProGas désire exporter le volume qui reste pour la durée de la licence GL-81, soit 4 800 10^6 m^3 (169,5 10^9 pi^3), à Granite State Gas Transmission Inc. («Granite State») et MASSPOWER Joint Venture («MASSPOWER»), par l'intermédiaire de leur agent Orchard Gas Corporation («Orchard Gas»), pour alimenter une centrale de cogénération qui serait située à Springfield (Massachusetts).

Les réserves de gaz affectées à l'exportation proposée proviendraient de l'Alberta et font partie de l'approvisionnement global de ProGas.

La production de cette centrale de cogénération serait vendue à divers services d'électricité de Nouvelle-Angleterre, l'énergie thermique à Monsanto Company («Monsanto»).

Le gaz serait acheminé par les réseaux de NOVA en Alberta et de TransCanada jusqu'au point d'exportation d'Iroquois (Ontario). Du côté américain, le transport est prévu par les réseaux d'IGTS, de Tennessee, de Granite State et de Bay State Gas Company («Bay State») pour livraison à l'utilisateur ultime.

15.2 Approvisionnement en gaz

15.2.1 Contrats d'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz de ProGas provient de contrats conclus avec environ 180 producteurs en vertu de deux programmes d'achat. Le programme d'achat original (ProGas I), complété en 1978, porte sur une durée de 25 ans et compte pour environ 40 % des réserves restantes de ProGas.

Le second programme d'achat (Progas II), complété en 1981, porte sur une durée de 25 ans et compte pour environ 60% des réserves restantes de ProGas.

15.2.2 Réserves et capacité de production

ProGas appuyait sa demande en grande partie sur des données d'approvisionnement en gaz présentées à l'Office lors des audiences GH-7-88 et GH-1-89. L'Office relève que ProGas s'appuie également des données d'approvisionnement en gaz étudiées à l'occasion de l'audience GH-81. ProGas a mis à jour son estimation des réserves commercialisables restantes, qui auraient représenté 97 276 10^6 m^3 (3,434 10^9 pi^3) à la fin de 1988.

La présente demande ne prévoit aucune augmentation du volume pour la durée et comporte une réduction de la quantité journalière maximale. L'Office relève aussi qu'aucun intervenant n'a contesté l'approvisionnement en gaz du demandeur lors de la présente audience. Compte tenu des résultats de ses analyses précédentes et du fait que l'exportation proposée n'entraîne pas d'augmentation du volume pour la durée auparavant autorisé pour exportation, l'Office n'a pas jugé nécessaire de procéder à un examen plus poussé des réserves et de la capacité de production de ProGas au cours de la présente audience.

15.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

15.3.1 Marché

ProGas propose d'exporter 708 10^3 m^3/j (25,0 10^6 pi^3/j) de gaz qui alimenterait la centrale de cogénération de MASSPOWER. Ce volume représenterait environ 50 des besoins en combustible de la centrale. Jusqu'à ce que MASSPOWER ait terminé sa centrale, Granite State sera le seul acheteur de ce gaz et une fois commencées les livraisons à MASSPOWER, Granite State s'est engagée à assurer l'approvisionnement de ProGas jusqu'à concurrence de 75% de la QCJ, avec droit d'acheter tous les volumes de la QCJ globale si MASSPOWER ne s'en prévaut pas.

Granite State vendrait sa part du gaz à deux SDL, Bay State et Northern Utilities Inc. («Northern Utilities»), des affiliées, en réponse à leurs besoins d'approvisionnement de réseau pour leur clientèle du Massachusetts, du New Hampshire et du Maine. Bay State et Northern Utilities détiennent une importante capacité de stockage souterrain, des installations poussées de GNL, notamment une capacité de liquéfaction, et une importante clientèle desservie par service interruptible. Bay State est en premier lieu un service public de distribution de gaz qui dessert autour de 225 000 clients dans une zone de service mixte couvrant quelque 1 650 milles carrés.

ProGas a déclaré que les investisseurs de MASSPOWER avaient dépensé environ 6,5 millions $ US jusqu'ici, le reste, 164 millions, sera dépensé d'ici la date de mise en service.

La centrale de cogénération de MASSPOWER, avec une capacité de 240 MW, devrait entrer en exploitation commerciale d'ici octobre 1992 et sera située sur l'emplacement de l'usine Indian Orchard de Monsanto, pour occuper un terrain de six acres loué de la Monsanto à Springfield (Massachusetts). La centrale de MASSPOWER fournirait à Monsanto un approvisionnement supplémentaire en vapeur, à moindres frais. L'on achève le financement du projet, qui doit être en place d'ici octobre 1990.

La production électrique de la centrale de cogénération sera vendue à divers services publics de Nouvelle-Angleterre, à propriété publique et privée.

15.3.2 Transport

À l'intérieur de l'Alberta, le gaz serait expédié à Empress (Alberta) par la réseau de NOVA en vertu de contrats en cours de service garanti et interruptible entre ProGas et NOVA. ProGas a également demandé une capacité supplémentaire par service garanti. ProGas a produit une lettre d'intention de NOVA en date du 9 juin 1989, dans laquelle cette dernière se disait prête à de transporter le gaz à condition de pouvoir modifier ou construire des installations.

ProGas et TransCanada ont signé un contrat précédent le 1er mai 1989, modifié le 24 janvier 1990, portant sur un service garanti de transport d'Empress (Alberta) jusqu'au point d'exportation d'Iroquois (Ontario).

À partir d'Iroquois (Ontario), le gaz serait transporté aux É.-U. par les réseaux d'IGTS et de Tennessee en vertu de contrats précédents de service garanti de transport, conclus tous les deux avec MASSPOWER le 16 décembre 1988. La gaz passant par le réseau d'IGTS serait transféré au réseau de Tennessee à Wright (New York) et Bay State en prendrait livraison à Monsanto (Massachusetts). Ensuite, Bay State acheminerait le gaz à Granite State, pour livraison ultime à MASSPOWER, à Springfield (Massachusetts). MASSPOWER et Bay State ont présenté au Massachusetts Energy Facility Siting Council des demandes d'autorisation de ce service, demandes actuellement à l'étude.

15.3.3 Contrat de vente de gaz

ProGas et Orchard Gas, à titre d'agent pour Granite State et MASSPOWER, ont signé un contrat précédent le 1er mai 1989, modifié le 15 mars 1990. Ce contrat des livraisons pouvant atteindre 708 10^3 pi^3 (25,0 10^6 pi^3/j) de gaz pour une période initiale de 15 ans, à compter du 1er novembre 1991 ou autour de cette date. Il s'agit d'un contrat renouvelable par consentement mutuel.

Granite State serait l'unique acheteur du gaz jusqu'à l'achèvement des installations de MASSPOWER et s'est engagée à acheter un maximum de 75 % de la QCJ.

Le contrat comporte une structure de prix en deux parties, soit une composante-demande mensuelle et une composante-produit. La composante-demande représente la somme des frais fixes de transport de NOVA et de TransCanada et des frais de service de ProGas.

La composante-produit comporte un prix au gisement (variable avec le temps) auquel s'ajoute l'ensemble des frais variables de transport, par exemple les frais de combustible de NOVA et de TransCanada. Le prix au gisement, établi à 1,61 $ US/GJ (1,70 $ US/10^6 BTU) en 1989, varierait mensuellement en fonction des fluctuations de la moyenne mobile sur trois mois de l'indice des combustibles fossiles de NEPOOL, qui se fonde sur des prévisions de prix pour le gaz, le charbon et le pétrole nécessaires en vue d'approvisionner la capacité de production prévue pour la zone de service de NEPOOL. La pondération respective des combustibles de l'indice s'établit actuellement à 15 % pour le gaz, 25 % pour le charbon et 60 % pour le pétrole.

Le prix estimatif à la frontière de l'Alberta en janvier 1990 en vertu de ce contrat était de 2,325 $ CAN par GJ (2,49 $ CAN par 10^6 BTU).

Sur production d'un avis écrit, l'une ou l'autre partie peut demander la renégociation des modalités de détermination du prix une année quelconque. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre sur un prix, l'une ou l'autre a le droit de porter la question en arbitrage, tous les trois ans.

Si la quantité seuil annuelle de 75 % de la quantité contractuelle annuelle n'était pas achetée pendant une année contractuelle quelconque, Granite State/MASSPOWER serait alors tenue d'acheter la quantité seuil annuelle en plus de tout volume déficitaire de l'année contractuelle précédente. Si l'acheteur n'achetait pas les volumes en question, le vendeur pourra réduire la QCJ.

De plus, MASSPOWER et Granite State ont également conclu un contrat en vertu duquel MASSPOWER vendrait à Granite State les volumes disponibles au-delà du niveau minimal de 75 % de la QCJ.

D'après ProGas, le rendement éprouvé du cycle combiné, la tarification et la possibilité de vendre les volumes non achetés par Granite State à la centrale de cogénération lui donnent à penser que 90 % du gaz contractuel sera accepté.

15.3.4 Contrat de vente d'électricité

Le projet de MASSPOWER vise une CA qui vendrait de l'électricité et de l'énergie thermique aux acheteurs suivants : Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company («MMWEC»), en vertu de deux contrats, versions A et B, Boston Edison Company («BEC»), Commonwealth Edison Company («CEC») et Western Massachusetts Electric Company («WMECO»). À l'exception des ventes à WMECO et MMWEC (contrat version A), tous les contrats exigent le transit de l'électricité par les installations de transmission de Northeast Utilities Service Company («NU») une société de portefeuille détenant le contrôle de WMECO. La centrale de cogénération aura une interconnexion avec le réseau de WMECO à un point adjacent à l'usine de Monsanto.

Les contrats de vente d'électricité avec CEC et WMECO n'ont pas encore été déposés auprès de l'Office. MASSPOWER s'est engagée à produire les contrats en question dès leur signature par les parties en cause.

15.3.4.1 Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company

Les ventes à MMWEC sont régies par deux contrats distincts, mais virtuellement identiques. La version A du contrat s'applique aux ventes n'exigeant pas de transit, alors que la version B s'applique aux ventes qui exigent un transit. Une proportion de 7,86% de la capacité de production d'électricité nette totale de la centrale de cogénération, soit 17,685 MW, sera vendue en vertu des contrats A et B. Les ventes d'électricité à MMWEC en vertu du contrat A s'effectueront aux villes de Littleton (3,0 MW) et d'Holyoke (7,645 MW). Les ventes d'électricité en vertu du contrat B s'effectueront à Asburnham (0,6 MW), Croton (1,3 MW), Wakefield (2,717 MW) et Ipswich (2,423 MW). Les deux contrats seront en vigueur pour une durée de 20 ans à compter du début de l'exploitation commerciale. À l'expiration, MMWEC a 60% jours pour exercer une option d'achat d'une part égale à son affectation initiale, à un prix ne dépassant pas celui offert à toute autre entité.

La production de la centrale de MASSPOWER sera engagée selon l'option la moins coûteuse par NEPEX, l'entité d'exploitation du NEPOOL. Le prix de l'électricité vendue à MMWEC est constitué de frais mensuels d'exploitation, de capacité, d'énergie et de garantie et de frais fixes de transport du combustible. Les frais de capacité sont établis en fonction d'un objectif de 85 pour le facteur de disponibilité. Le paiement des frais de capacité doit être versé, que la production de la centrale soit engagée ou non. Les ventes en vertu du contrat B de MMWEC comprennent des frais de

transmission imputables à l'acheteur. Si l'usine produisait à moins de 60 de sa capacité pendant une période de deux ans, les parties conviennent alors de chercher à obtenir le statut d'exploitation obligatoire du NEPOOL. Si la centrale perdait son statut de CA, le tarif ne dépasserait pas alors celui prévu aux contrats.

15.3.4.2 Boston Edison Company

Les ventes à BEC s'effectuent en vertu du contrat d'achat d'électricité conclu le 15 octobre 1990 avec MASSPOWER. Les livraisons d'électricité peuvent avoir commencé en vertu d'autres contrats, mais le début de l'exploitation avec BEC n'entre pas en vigueur avant le 1er janvier 1994. L'affectation à BEC représente 44,34 % de la capacité nette de la centrale de cogénération, sans toutefois dépasser 100 MW en été ou 117 MW en hiver. Le contrat aura une durée initiale de 20 ans après le début de l'exploitation commerciale. NEPEX engagera la production de la centrale selon l'option la moins coûteuse.

Le paiement de l'électricité par BEC comprend des versements à effectuer, que BEC prenne ou non de l'électricité. MASSPOWER paie les frais de transit. Si MASSPOWER vend de l'électricité à des tiers à un tarif plus favorable, sauf les ventes à l'extérieur du réseau de transmission de NU, BEC aura droit à des modalités similaires. Si la centrale de cogénération connaît une expansion, BEC détient un droit de préemption à l'égard d'une partie proportionnelle de la production. Si MASSPOWER n'était pas en mesure d'exploiter la centrale, BEC pourrait en prendre possession et l'exploiter et la contrôler jusqu'à ce que MASSPOWER redevienne en mesure de l'exploiter.

15.3.4.3 Commonwealth Edison Company

MASSPOWER s'est engagée à produire le contrat d'achat d'électricité avec CEC dès sa signature.

15.3.4.4 Western Massachusetts Electric Company

MASSPOWER s'est engagée à produire le contrat d'achat d'électricité avec WMECO dès sa signature.

Les contrats avec CEC et WMECO, non encore signés, représentent environ 33 % de la production de la centrale de cogénération.

15.3.5 Contrat de service de transmission

MASSPOWER et NU ont signé le contrat de service de transmission le 18 octobre 1990. NU représente à titre d'agent WMECO et la Connecticut Light and Power Company pour la question d'un service garanti de transport d'une partie de la production électrique de la centrale de cogénération de MASSPOWER. L'obligation de NU de transmettre l'énergie est conditionnelle à la réception de l'électricité de la centrale de cogénération par WMECO.

La contrat a une durée de 20 ans à compter de la date du début de l'exploitation commerciale pour l'un ou l'autre des acheteurs d'électricité de MASSPOWER ou à compter du 1er décembre 1993. Le contrat peut être prolongé pour une période supplémentaire de cinq ans. La quantité visée par le contrat s'établit à 186 MW pour l'été et 215 MW pour l'hiver.

15.3.6 Contrat de vente d'énergie thermique

La vente proposée d'énergie thermique s'effectuerait en vertu d'un contrat signé le 30 juillet 1990 par MASSPOWER et Monsanto. Le contrat a une durée de 20 ans à compter de la date à laquelle les acheteurs d'électricité demanderont la production de la centrale. Le renouvellement du contrat se déterminera en même temps que les négociations de

renouvellement des contrats de loyer et de service entre Monsanto et MASSPOWER. Monsanto est tenue de prendre suffisamment de vapeur pour que la centrale de cogénération conserve son statut de CA. La vapeur produite remplacerait celle que produirait autrement une chaudière établie de Monsanto, alimentée au charbon.

Le prix de la vapeur est conçu pour que MASSPOWER reçoive un paiement qui tienne compte du coût de remplacement du charbon pour Monsanto. Si Monsanto réduit ses besoins en vapeur, elle n'est pas tenue de réduire sa propre production essentielle de vapeur. Si une réduction de la prise de vapeur devait avoir une incidence négative sur la centrale de cogénération, les parties chercheront en collaboration de nouveaux besoins en vapeur à combler pour conserver le statut de CA, en se partageant les frais de cette activité. Si l'on ne réussit pas à trouver de nouveaux besoins en vapeur, les parties se partageront les frais supplémentaires d'exploitation de la centrale sans statut de CA. Dans l'un ou l'autre cas, les frais à engager par Monsanto se limiteraient à 2,5 millions $.

15.3.7 Approbations réglementaires

ProGas acheminera le volume visé hors de l'Alberta en vertu du permis GR 86-71D, dans sa version modifiée par l'OCREA le 3 mai 1990. Cette modification permettait à ProGas d'acheminer un volume supplémentaire de 708 $10^3 m^3/j$ (25,0 $10^6 pi^3/j$) pour une durée de 15 ans, à compter du 1er novembre 1991.

Orchard Gas, au nom de MASSPOWER et de Granite State, a obtenu un permis d'importation du DOE/FE le 15 novembre 1990.

Le 25 mai 1990, la centrale de MASSPOWER a obtenu de la FERC son statut de CA

15.4 Opinion de l'Office

L'Office trouve adéquat l'approvisionnement de ProGas par rapport aux besoins visés par sa demande, en se fondant sur des données d'approvisionnement étudiées lors d'audiences précédentes.

ProGas a produit auprès de l'Office le contrat de vente de vapeur avec Monsanto, ainsi que les contrats de vente d'électricité avec MMWEC et BEC. L'Office relève que les contrats de vente d'électricité avec WMECO et CEC devraient être conclus sous peu. L'Office juge que les marchés en aval pour la production de vapeur et d'électricité de la centrale de cogénération sont garantis et que la centrale fonctionnerait à un facteur de charge élevé, en particulier compte tenu de la fonction d'acheteur d'appoint que remplirait Granite State.

L'Office relève que le financement pour le projet de centrale de cogénération de MASSPOWER est en voie d'être réglé et que MASSPOWER a obtenu toutes les autorisation visant des installations en aval d'IGTS et de Tennessee, l'autorisation d'importer du DOE/FE et l'ensemble des permis liés à l'emplacement de MASSPOWER, comme l'autorisation de l'état pour la détermination de l'emplacement et les permis relatifs aux sociétés de distribution locale et aux services de transport.

L'Office relève que ProGas a demandé soit une modification à la licence d'exportation de gaz GL-81, soit une nouvelle licence, d'une durée de 18,5 années dans un cas ou l'autre. ProGas a évoqué plusieurs raisons pour cette demande, notamment la disposition au contrat de vente de gaz permettant de prolonger la durée de 15 ans pour cinq autres années, ainsi que le contrat d'achat de vapeur et le bail de l'emplacement qui portent sur une durée de 20 ans. De plus, le volume qui reste en vertu de la licence GL-81 comblerait des obligations de livraison à un facteur de charge de 100 % pour la durée de 18,5 années.

L’Office juge approprié de délivrer une licence pour 18,5 années, avec un volume pour la durée de la licence de 4 800,4 10^6 m^3 (169,5 10^9 pi^3),et de révoquer la licence d’exportation de gaz GL-81.

L’Office a examiné les modalités du contrat de vente de gaz entre ProGas et Orchard Gas. Les dispositions contractuelles de détermination du prix comprennent un tarif en deux parties, soit une composante-demande mensuelle et une composante-produit. L’Office juge qu’en vertu du contrat, la composante-demande du prix à l’exportation assurerait le recouvrement de tous les frais fixes de transport au Canada. La composante-produit du prix comporte un prix au gisement (variable avec le temps) auquel s’ajoute -l’ensemble des frais variables liés au transport du gaz jusqu’au point de livraison (par exemple les frais de combustible et les frais autres que ceux liés au gaz du pipeline). Le prix au gisement est indexé en fonction d’une prévision des prix du gaz, du charbon et du pétrole et d’une prévision des besoins de différentes capacités de production disponibles pour NEPOOL. L’Office juge que l’indice prévu au contrat pour l’augmentation du prix de référence refléterait les fluctuations du marché. L’Office est d’avis que le contrat de vente de gaz a été négocié sans lien de dépendance.

Finalement, l’Office relève que les besoins en gaz naturel de MASSPOWER découlant de la demande en nouvelles centrales de production d’électricité pour le nord-est des États-Unis offrent une bonne garantie que les volumes de gaz naturel proposés à l’exportation seraient pris à un facteur de charge élevé.

15.5 Décision

L’Office a décidé de délivrer une licence d’exportation de gaz naturel à ProGas, sous réserve de l’approbation du gouverneur en conseil. L’annexe IV contient l’énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu’elle entre en vigueur le 1er novembre 1991 et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, elle prendrait fin le 30 avril 2010.

Chapitre 16
Unigas Corporation

16.1 Résumé de la demande

Dans la version modifiée de sa demande en date du 1er décembre 1989, Unigas a demandé à l'Office, en vertu de la partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel pour fin de vente à RG&E comportant les modalités suivantes:

Durée	-	10 ans à compter du début des livraisons.
Point d'exportation	-	près de Chippawa (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	453 10^3 m^3 (16,0 10^6 pi^3).
Quantité annuelle maximale	-	166 10^6 m^3 (5,8 10^9 pi^3).
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	1 654 10^6 m^3 (58,7 10^9 pi^3).

Les volumes de gaz proviendraient des réserves en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan de Mark Resources Inc. («Mark»), filiale d'Unigas.

En Colombie-Britannique, le gaz serait transporté par le réseau de Westcoast, en Alberta, par le réseau de NOVA et en Saskatchewan par le réseau de TransGas. À partir des interconnexions avec le réseau de TransCanada, le gaz serait acheminé par ce dernier jusqu'à la frontière internationale à Chippawa (Ontario). Aux États-Unis, le réseau d'Empire livrerait les volumes de gaz à RG&E.

RG&E est un service public d'électricité et de distribution de gaz naturel desservant Rochester et les comtés environnants dans l'ouest de l'état de New York. La société a l'intention d'utiliser les volumes proposés à l'exportation pour alimenter son réseau.

16.2 Approvisionnement en gaz

16.2.1 Contrats d'approvisionnement

Unigas a conclu avec Mark un contrat d'approvisionnement en gaz d'une durée de 10 ans. Pour l'exécution de ce contrat, Mark a affecté des terrains particuliers en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Ces terrains comprennent également des réserves sous le contrôle de PreCambrian Shield Resources Limited («PreCambrian»), filiale de Mark.

16.2.2 Réserves

Le tableau 16-1 montre que l'estimation par l'Office des réserves restantes de gaz commercialisable d'Unigas est inférieure de 8 % à celle d'Unigas, mais dépasse de 67 % la quantité visée pour la durée de la demande.

La divergence entre les estimations des réserves par Unigas et par l'Office est surtout attribuable à quatre gisements, en majeure partie au gisement de Niton.

L'estimation par l'Office de la production nette et de la superficie de la région de Niton différait de celle d'Unigas. L'Office n'a pas reconnu une portion des réserves probables d'Unigas en raison d'une interprétation géologique différente de la superficie du réservoir.

Le reste de la différence globale découlait principalement de la superficie affectée aux réservoirs à puits unique, et dans une moindre mesure, de divergences pour d'autres paramètres de réservoir.

Dans son analyse, l'Office a reconnu 56 réservoirs de gaz, dont 84% ne produisent pas. L'Office a estimé à moins de 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3) les réserves initiales de gaz commercialisable dans 73% des réservoirs mentionnés dans la demande d'Unigas. La plupart des réservoirs en Alberta et en Saskatchewan sont situés dans des sables crétacés, tandis que les réservoirs en Colombie-Britannique se trouvent dans les horizons triasiques et permiens.

Tableau 16-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies d'Unigas et du volume visé par la demande
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

Unigas[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande
2 997	2 758	1 654
(106)	(97)	(58)

1. Au 31 décembre 1989.
2. Au 31 décembre 1988.

En bref l'estimation des réserves par l'Office est inférieure à celle d'Unigas mais dépasse de façon significative le volume visé par la demande.

16.2.3 Capacité de production

La figure 16.1 présente une comparaison des estimations par l'Office et par Unigas de la capacité de production par rapport aux besoins visés par la demande.

Unigas a produit des prévisions de la capacité de production pour 22 zones différentes en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan. Pour ce faire, la société a utilisé des données sur les essais de production, sur les essais aux tiges ou sur la mesure à sondage ouvert, lorsque disponibles. En l'absence de ces données, la société a réduit la capacité de production à partir d'un taux de prise initial de 1:5000 en utilisant un taux exponentiel correspondant aux données de production caractéristiques de zones semblables. Unigas a signalé qu'elle maintiendrait une capacité de production supérieure à ses besoins tout au long de la durée de la licence demandée.

En outre, Unigas a déclaré que cette exportation ne représentait qu'une petite partie de ses ventes totales et la société était convaincue qu'elle n'aurait aucune difficulté à combler toute insuffisance éventuelle de ses autres sources d'approvisionnement.

L'estimation de la capacité de production par l'Office a également révélé qu'Unigas est capable de répondre aux besoins visés par la demande pendant toute la durée de la licence demandée.

16.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

16.3.1 Marché

RG&E est un service public d'électricité et de distribution de gaz naturel desservant environ 260 000 clients dans une zone comprenant la ville de Rochester et des portions de sept comtés environnants dans l'ouest de l'état de New York. Cette zone de service compte une population d'environ 900 000 habitants.

Le réseau, qui assure la distribution d'une moyenne approximative de 1 415 10^6 m^3 (50 10^9 pi^3) de gaz annuellement, alimente divers clients industriels et commerciaux, y compris des organismes médicaux, scolaires et de technologie de pointe. RG&E fournit également un service de transport à des tiers. Les besoins actuels en gaz naturel des clients, par catégorie, de RG&E se répartissent comme suit:

Type de consommateur	**Pourcentage**
Résidentiel	57
Commercial	20
Industriel	17
Municipal	6

La société a produit une prévision des ventes pour les cinq prochaines années qui révèle que la consommation augmenterait d'environ 28 10^6 m^3 (1 10^9 pi^3), soit 1,5 %, au cours de cette période. Selon ces prévisions, le marché commercial enregistrerait la plus forte croissance, suivi du secteur résidentiel. Les volumes proposés à l'exportation représenteraient environ 12 % des besoins totaux de RG&E et serviraient d'approvisionnement de régime de base.

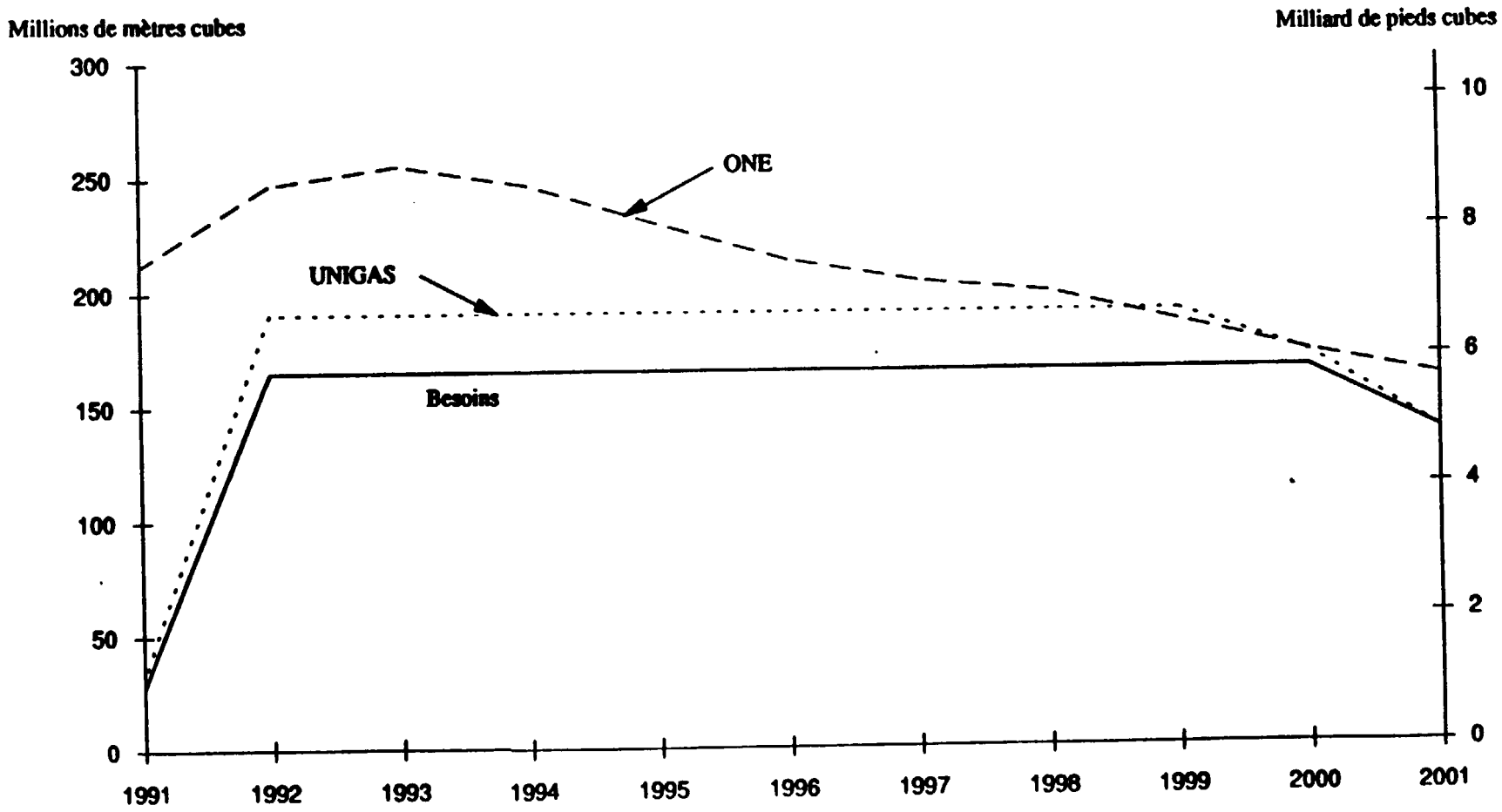
Actuellement, RG&E dépend de CNG pour la majeure partie de l'approvisionnement de son réseau et pour le transport de la totalité de son gaz. En outre, la société ne possède pas d'installation de stockage. RG&E a entrepris un vaste programme visant à diversifier son approvisionnement en gaz naturel et les installations de transport et de stockage en vue de diminuer sa dépendance vis-à-vis de CNG. La société a mentionné que la politique fédérale américaine avait changé au cours des dernières années, permettant ainsi à la concurrence de s'exercer sur les marchés. On a observé plus particulièrement que les prix des producteurs avaient essentiellement été déréglementés, ce qui explique qu'une SDL comme RG&E puisse maintenant acheter directement des producteurs et payer les réseaux pipeliniers pour le transport des approvisionnements.

C'est dans ce contexte que RG&E s'est employée à chercher de nouveaux approvisionnement en gaz et d'autres arrangements de transport. On a fait état de la négociation en cours avec des fournisseurs américains d'approvisionnements représentant un volume de gaz total de 2 875 10^3 m^3 (101,5 10^6 pi^3). Ces volumes seraient transportés jusqu'à des installations de stockage exploitées par ANR au Michigan. Les volumes américains et les importations proposées de gaz canadien seraient transportés au point de livraison de RG&E par le réseau qu'Empire

projette de construire aux États-Unis, depuis la frontière internationale à Chippawa (Ontario) jusqu'à Rochester et la région de Syracuse (pour une description, voir la section 16.3.3).

Figure 16.1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE D'UNIGAS



RG&E a déclaré qu'en vertu des modalités de son contrat, elle prévoit être en mesure de réduire son obligation envers CNG pour respecter les nouveaux arrangements en matière d'approvisionnement.

16.3.2 Transport

Les volumes proposés à l'exportation proviendraient au début des réserves en Saskatchewan et en Alberta, avec des volumes journaliers respectifs de 283 10^3 m^3 (10,0 10^6 pi^3) et de 170 10^3 m^3 (6,0 10^6 pi^3). À compter de novembre 1993, un volume de 57 10^3 m^3/j (2,0 10^6 pi^3/j) provenant des réserves en Colombie-Britannique remplacerait un volume équivalent de l'approvisionnement albertain. En Colombie-Britannique, le gaz serait transporté par le réseau de Westcoast, en Alberta par le réseau de NOVA et en Saskatchewan par le réseau de TransGas. À partir des interconnexions avec le réseau de TransCanada, le gaz serait acheminé par ce dernier jusqu'à la frontière internationale à Chippawa (Ontario). Aux États-Unis, le réseau d'Empire livrerait les volumes de gaz à RG&E.

En vertu des modalités du contrat d'achat de gaz entre Unigas et Mark, Mark est chargée de conclure des contrats pour obtenir une capacité garantie dans les réseaux pipeliniers de NOVA, Westcoast et TransGas. Mark est également tenue de transférer et d'affecter à Unigas le service de transport par NOVA. En ce qui concerne le service garanti par les réseaux de Westcoast et de TransGas, il n'y aurait ni transfert ni affectation à Unigas. Le demandeur a mentionné que la capacité actuelle disponible sur le réseau de NOVA équivalait à un volume de gaz de 127 10^3 m^3/j (4,5 10^6 pi^3/j) et que le reste, une capacité de 42 10^3 m^3/j (1,5 10^6 pi^3/j), deviendrait disponible le 1er novembre 1992. Si la société a besoin de la capacité complète équivalant à un volume de gaz de 170 10^3 m^3/j (6,0 10^6 pi^3/j) avant le 1er novembre 1992, Unigas pourrait utiliser la capacité dont elle dispose actuellement dans le réseau de NOVA pour assurer le transport du gaz en Alberta. Un service de transport garanti par le réseau de TransGas est assuré à compter du 1er novembre 1991. En Colombie-Britannique, Mark s'attend à disposer de la capacité voulue le 1er novembre 1993. Il a été mentionné que les réseaux pipeliniers de NOVA et de TransGas devraient être agrandis pour transporter les volumes visés par l'exportation proposée.

Pour assurer le transport par TransCanada depuis Empress (Alberta) jusqu'à Chippawa (Ontario), deux contrats de service garanti sont nécessaires. La portion du transport depuis Empress (Alberta) jusqu'à Kirkwall (Ontario) est assujettie à une demande présentée par RG&E, au titre de l'article 71, tel que discuté au Chapitre 26 de ces motifs. Quant au transport de Kirkwall jusqu'à Chippawa (Ontario), RG&E a conclu avec TransCanada un contrat précédent le 5 octobre 1989 . Pour respecter ce contrat, il faudrait que TransCanada prolonge ses installations, connue sous le nom de «prolongement de Blackhorse». Cette question fait l'objet d'une audience distincte.

Aux États-Unis, le gaz destiné à RG&E serait transporté depuis la frontière internationale jusqu'à la ville de Rochester par le réseau d'Empire, en vertu d'un contrat précédent conclu entre RG&E et Empire le 7 mai 1990, tel que modifié et réformulé. Empire est la propriété de filiales des sociétés suivantes: The Coastal Corporation et Union Enterprises (40 % chacune) et RG&E (20 %). Le contrat précédent avec Empire prévoit le transport garanti d'une quantité de gaz d'au moins 3 328 10^3 m^3/j (117,5 10^6 pi^3/j) au cours de la première année contractuelle, qui passera à un volume minimal de 6 138 10^3 m^3/j (216,7 10^6 pi^3/j) au cours de la troisième année contractuelle, le volume de gaz de l'Ouest canadien proposé à l'exportation de 453 10^3 pi^3/j) inclus.

Le projet d'Empire fait partie du programme conçu pour permettre à RG&E de diversifier ses sources d'approvisionnement. Tel que mentionné dans la section sur les marchés, RG&E doit acheter sur le marché américain du gaz qui serait transporté jusqu'à des installations de stockage au Michigan. À cet égard, RG&E a présenté une demande conformément à l'alinéa 8(1)e) de la partie VI de la Loi, en vue d'importer au Canada à un point près de St. Clair (Michigan) 2 875 10^3 m^3/j (101,5 10^6 pi^3/j) de gaz américain qui sera réexporté à Chippawa (Ontario) et finalement livré à la ville de Rochester par le réseau d'Empire. La demande de construction du réseau d'Empire

déposée devant la NYSPSC en est à l'étape de la décision de délivrer ou non un certificat de conformité environnementale et d'utilité publique.

16.3.3 Contrat de vente de gaz

En tant que partie chargée de se procurer l'approvisionnement en gaz naturel et de vendre le gaz à RG&E, Unigas a conclu le 18 janvier 1989 un contrat d'achat de gaz avec son producteur qui est également sa filiale, Mark, et le 29 novembre 1989 un contrat de vente de gaz avec RG&E. Les modalités du contrat régissant l'exportation du gaz sont essentiellement les mêmes que celles du contrat de vente de gaz entre Unigas et RG&E.

Le contrat comporte plusieurs conditions précédentes, notamment l'exigence que l'acheteur et le vendeur obtiennent les permis réglementaires d'importation et d'exportation requis et concluent les contrats de transport nécessaires. Au 1er novembre 1991, toutes les conditions doivent être respectées, faute de quoi, l'une ou l'autre partie peut se retirer du contrat avec un préavis de 30 jours.

Le contrat de vente de gaz, dont la durée est de dix ans, est renouvelable pour des périodes de cinq ans et renégociable au moins 12 mois avant la date d'expiration. La quantité contractuelle journalière est de 453 10^3 m^3 (16,0 10^6 pi^3) et la quantité contractuelle annuelle, de 165 10^6 m^3 (5,8 10^9 pi^3). Si au cours d'un mois quelconque, RG&E n'achète pas 85 % de la quantité contractuelle mensuelle («QCM»), RG&E paiera à Unigas la composante-demande pour le transport par NOVA, Westcoast et TransGas pour le niveau de 85% sans égard au volume réel de gaz pris. Il est également stipulé au contrat que RG&E ne remplacera pas les volumes d'Unigas par d'autres approvisionnements de l'Ouest canadien au cours d'un mois quelconque où les achats auprès d'Unigas baisseraient sous le niveau de 85 % de la QCM.

Le contrat prévoit qu'Unigas et son producteur, Mark, sont tenus de payer la composante-demande pour le transport par NOVA, Westcoast et TransCanada. RG&E est tenue de payer la composante-demande pour le transport par TransCanada et Empire.

En vertu des modalités contractuelles, le prix mensuel du contrat est égal au prix mensuel à l'admission de Rochester, moins les droits mensuels d'Empire, moins les droits mensuels de TCPL, moins le stimulant mensuel à l'exécution, lorsque:

- le prix mensuel à l'admission de Rochester est égal à 2,77 $ US/GJ (2,92 $ US/10^6 BTU) multipliés par le facteur d'indexation du prix de référence mensuel;

- le facteur d'indexation du prix de référence mensuel reflète une moyenne composée des prix mensuels utilisés par l'Alberta pour déterminer les redevances à la Couronne, les prix mensuels moyens de Mid Continent Gas, tels que publiés par la FERC, et le prix moyen pondéré des ventes garanties à RG&E en vertu de contrats d'une durée d'au moins six ans, et

- le stimulant mensuel à l'exécution est la réduction de prix si les volumes pris dépassent 85 % de la QCM. Cette réduction représente environ 0,01 $ US/GJ (0,01 $ US/10^6 BTU) pour chaque multiple de cinq points de pourcentage de prise au-delà de 85 %.

Le contrat prévoit un prix maximum de 107 % du prix d'ensemble du produit, qui est le prix présenté à la FERC par CNG pour les volumes vendus à RG&E. Certaines dispositions précisent le nombre de mois au cours desquels ce prix maximum peut être demandé.

Le contrat prévoit la redétermination du prix pour les droits de transport excédentaires. Plus particulièrement, si les droits combinés de TransCanada et d'Empire dépassent 1,00 $ US/GJ (1,08 $ US/10^6 BTU) à la date de la première livraison, l'une ou l'autre partie peut demander une renégociation du prix à l'admission de Rochester. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre dans les 30 jours, le rajustement apporté au prix à l'admission de Rochester sera égal à 50 % de la différence entre les droits combinés et 1,00 $ US/GJ (1,08 $ US/10^6 BTU).

Si les droits combinés dépassent 1,25 $ US/GJ (1,35 $ US/10^6 BTU) à la date de la première livraison, Unigas peut demander à RG&E de renégocier le prix à l'admission de Rochester. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre, Unigas peut mettre fin au contrat avec un préavis de six mois.

Unigas a présenté des renseignements afin d'illustrer quelle aurait été la méthode de calcul des prix du contrat en 1989. Le prix annuel moyen dans l'Ouest du Canada (par ex. à Empress) aurait été de 1,98 $ CAN/GJ (2,13 $ CAN/10^6 BTU), variant entre un maximum de 2,17 $ CAN/GJ (2,34 $ CAN/10^6 BTU) en décembre et un minimum de 1,92 $ CAN/GJ (2,07 $ CAN/10^6 BTU) en août.

Le prix estimatif à la frontière de l'Alberta en janvier 1990 en vertu de ce contrat était de 2,40 $ CAN par GJ (2,59 $ CAN par 10^6 BTU).

16.3.4 Approbations réglementaires

Des demandes de permis d'acheminement de l'énergie ont été présentées aux provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan. Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan a informé par lettre Mark et PreCambrian qu'il avait recommandé d'accorder les permis d'acheminement.

Unigas a indiqué qu'elle n'avait pas encore reçu les autorisations de la Colombie-Britannique et de l'Alberta étaient mais qu'elle estimait que celles-ci seraient accordées au début de 1991.

Le 22 janvier 1990, RG&E a présenté au DOE/FE une demande de permis d'importation.

16.4 Opinions des intervenants

CNG a recommandé qu'une licence, dans l'éventualité où elle serait délivrée, devrait comprendre une condition obligeant Unigas à produire une preuve satisfaisante d'obtention du permis d'importation. Unigas trouvait cette condition inutile puisque ce permis devait être obtenu avant de permettre à TransCanada de construire une installation quelconque au Canada. Unigas a déclaré qu'elle ne s'opposerait pas à l'inclusion d'une disposition de temporisation dans la licence.

En ce qui concerne les modalités de transport en aval, CNG a recommandé que la licence devrait être délivrée, le cas échéant, sous réserve du dépôt par Unigas d'une preuve satisfaisante de modalités de transport garanti en aval de Chippawa. De l'avis d'Unigas, une telle condition serait inutile puisque cette preuve est déjà exigée avant de permettre à TransCanada de construire des installations au Canada. De plus, comme mentionné précédemment, Unigas ne s'opposerait pas à l'inclusion d'une disposition de temporisation dans la licence.

16.5 Opinion de l'Office

L'Office estime que l'approvisionnement est suffisant pour satisfaire les besoins d'Unigas.

Étant donné qu'Unigas et Mark sont chargés du paiement de la composante-demande pour le transport par les réseaux de NOVA, Westcoast et TransGas et que RG&E paierait la composante-demande pour le transport par TransCanada, l'Office conclut que les frais de transport au Canada seraient recouvrés pour l'exportation proposée.

L'Office constate que le prix du gaz à exporter serait indexé avec les années selon le cours moyen du marché du gaz en Alberta, les prix du gaz à court terme du milieu du continent américain et le prix du gaz vendu à RG&E en vertu de contrats de service garanti dépassant six années. Compte tenu de ce qui précède, l'Office est d'avis que les dispositions contractuelles d'établissement de prix permettraient de rajuster le prix à l'exportation en fonction des conditions du marché.

Les modalités du contrat interdisent à RG&E de remplacer une quantité importante des volumes d'Unigas par d'autre gaz de l'Ouest canadien. De plus, les dispositions relatives aux prix comprennent un stimulant à l'exécution qui réduit le prix si les volumes pris par RG&E dépassent 85% de la QCM, ainsi qu'un plafond de prix, de sorte que le prix à l'exportation demeure concurrentiel. Ces raisons, assorties à l'engagement de payer la composante-demande pour le transport au Canada, portent l'Office à conclure qu'il existe une garantie raisonnable que l'exportation proposée s'effectuerait à un facteur de charge élevé.

La preuve de l'appui d'un producteur a été produite par la conclusion d'un contrat d'achat de gaz entre Unigas et Mark.

Enfin, concernant la proposition de CNG à l'effet qu'une licence délivrée à Unigas devrait être assortie de conditions quant à la date proposée à laquelle les exportations de gaz pourraient commencer, à la production d'une preuve satisfaisante ayant trait aux modalités de transport en aval et du permis d'importation américain, et à une disposition de temporisation, l'Office est d'avis que seule une disposition de temporisation devrait être incluse dans la licence.

16.6 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à Unigas, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur à la date des premières livraisons et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, la licence prendrait fin dix ans après la date des premières livraisons.

Chapitre 17
Western Gas Marketing Limited

17.1 Résumé de la demande

Dans sa demande en date du 8 novembre 1989, WGML a demandé à l'Office, en vertu de la Partie VI de la Loi, une licence d'exportation de gaz naturel comportant les modalités suivantes:

Durée	-	Pour une période de 15 ans à compter de la date des premières livraisons.
Point d'exportation	-	Niagara Falls (Ontario).
Quantité journalière maximale	-	283 10^3 m^3 (10,0 10^6 pi^3).
Quantité annuelle maximale	-	104 10^6 m^3 (3,7 10^9 pi^3).
Quantité maximale pour la durée de la licence	-	1 552 10^6 m^3 (54,8 10^9 pi^3).
Écarts admissibles	-	10 % par jour et 2 % par année.

L'approvisionnement en gaz pour l'exportation proposée serait fourni par WGML à partir des réserves de gaz que TransCanada détient sous contrat dans des gisements en Alberta. Le gaz serait transporté par les réseaux de NOVA et de TransCanada à la frontière internationale près de Niagara Falls (Ontario). Le gaz serait alors acheminé par les réseaux de Tennessee, National Fuel et Transco pour livraison finale à la SDL d'Elizabethtown Gas Company («Elizabethtown») au New Jersey.

17.2 Approvisionnement en gaz

L'Office a mené une étude approfondie de l'approvisionnement de WGML dans les cadre des audiences GH-5-89 et GH-6-89. L'analyse par l'Office de l'approvisionnement de WGML contenue dans les présentes est essentiellement la même que celle présentée dans les motifs de décision GH-6-89.

17.2.1 Réserves et contrats d'approvisionnement

Puisque l'approvisionnement en gaz de WGML proviendra de l'approvisionnement général de TransCanada, toutes les mentions dans le présent chapitre ayant trait à l'approvisionnement, aux terrains, etc. de WGML, se rapportent à l'ensemble des fournisseurs de TransCanada liés par contrat WGML a produit une évaluation des réserves établies de TransCanada, qui serviront à combler engagements établis et les besoins visés par la proposition d'exportation. Le tableau 17-1 montre que l'estimation par l'Office des réserves de WGML est d'environ 19 % inférieure à l'estimation de WGML.

Au cours de l'examen de l'estimation présentée par WGML, l'Office a constaté que cette dernière avait omis les estimations de réserves pour un certain nombre de réservoirs qui semblaient sous son contrôle. On a demandé à WGML d'examiner ces réservoirs et la société a par la suite avisé l'Office que les estimations de l'OCREA devraient être utilisées pour ces réservoirs (jusqu'à ce que WGML ait eu la chance de les étudier plus attentivement). L'Office a

englobé ces réservoirs dans son estimation des réserves de WGML parce qu'ils semblaient être contrôlés par cette société.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz de WGML, l'Office a reconnu environ 8 000 réservoirs, pour la plupart situés un peu partout en Alberta et dans tous les principaux horizons producteurs. La majorité des réservoirs sont dans des zones crétacées au centre et au centre-est de l'Alberta. Les zones du jurassique au carbonifère comprennent près de 600 réservoirs et se trouvent surtout dans la région de Foothills et au nord de Deep Basin. Les réservoirs dévoniens, moins nombreux, contiennent toutefois des réserves assez importantes et se trouvent dans les régions au centre et au nord de l'Alberta.

Environ 54 % des réserves de WGML sont contenues dans 100 réservoirs, chacun d'eux avec des réserves initiales établies supérieures à 3 000 10^6 m^3 (106 10^9 pi^3). Par contre, seulement 16 % des réserves de WGML se retrouvent dans environ 6 700 petits réservoirs avec des réserves initiales établies inférieures à 100 10^6 m^3 (3,5 10^9 pi^3).

Tableau 17-1
Comparaison des estimations des réserves de gaz établies de WGML et du volume visé par la demande
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)

WGML[1]	ONE[2]	Volume visé par la demande[3]
645,6 (22,8)	520,6 (18,4)	1,6 (0,06)

1. Au mois de décembre 1988; estimation qui comprend les estimations de la CCREA applicables à plusieurs petits réservoirs sur des concessions de WGML, mais pour lesquels celle-ci n'a pas fait d'estimations de réserves. Sans ces réservoirs, l'estimations de WGML se situe à 595,7 $10^9 m^3$ (21 $10^{12} pi^3$).
2. Au mois de décembre 1988.
3. Une très petite partie des besoins globaux de WGML.

La divergence entre les évaluations des réserves par l'Office et par WGML découle principalement:

a) des différences entre les évaluations géologiques et techniques des réserves pour des réservoirs particuliers, et
b) des différences dans l'interprétation de l'emplacement des terrains appartenant par contrat à WGML.

Les estimations par l'Office des réserves pour un certain nombre de grands réservoirs sont inférieures à celles de WGML, en partie en raison des données sur le rendement pour certains de ces réservoirs qui ne semblent pas justifier les estimations des réserves de WGML fondées sur une analyse volumétrique. D'autres raisons pour ces différences dans les estimations des réserves des réservoirs de grande et de moyenne superficie sont liées aux interprétations du facteur de récupération, à la dimension du réservoir et à différents paramètres relatifs aux réservoirs.

Une autre différence entre les deux estimations des réserves provient de la méthode d'évaluation des réservoirs à puits unique. WGML adopte en règle générale une superficie de 256 hectares (une section) pour évaluer les réserves d'un réservoir à puits unique. WGML a déclaré qu'elle utilise une superficie plus petite lorsque l'expérience et les données appuient cette démarche. Comme on l'a indiqué précédemment dans les présents Motifs, l'Office attribue des superficies variables, habituellement entre 150 et 259 hectares, mais il affecte le plus souvent 200 hectares à un

réservoir à puits unique. En raison du grand nombre de réservoirs à puits unique dans le portefeuille de réserves de WGML, la différence dans la méthode d'évaluation des réserves pour les réservoirs à puits unique se traduit par un écart sensible dans les estimations de l'ensemble des réserves. Les divergences dans les réserves attribuées aux réservoirs à puits unique découlent également de l'effet cumulatif de légères différences pour d'autres paramètres se rapportant aux réservoirs.

WGML tend également à fusionner plusieurs petits réservoirs en un réservoir plus grand, ce qui a souvent pour effet d'augmenter l'évaluation d'ensemble des réserves de WGML. Bien que l'Office ait tenté d'examiner l'interprétation géologique pour bon nombre de ces réservoirs, il est demeuré incapable dans certains cas d'approuver l'évaluation de WGML et il a donc adopté une estimation des réserves légèrement inférieure.

L'Office et WGML utilisent également des méthodes légèrement différentes pour déterminer la production cumulative, et par conséquent, des réserves restantes des intérêts de WGML en tant que producteur. WGML détermine les réserves restantes d'un réservoir en soustrayant des réserves commercialisables initiales une production cumulative des terrains lui appartenant par contrat. Bien que WGML est sans contredit la mieux placée pour déterminer sa production cumulative à partir de terrains lui appartenant par contrat, cette méthode peut avoir comme effet de fausser l'évaluation des réserves restantes de WGML pour le réservoir si sa production jusqu'à ce jour n'est pas proportionnelle à l'ensemble de ses intérêts dans le réservoir. L'Office évalue les réserves restantes de WGML en appliquant le pourcentage de participation de WGML aux réserves restantes du réservoir. Les réserves restantes sont déterminées en soustrayant des réserves initiales la production cumulative du réservoir. Cette méthode suppose que la production restante sera proportionnelle aux participations respectives dans le réservoir et avec les données accessibles à l'Office, c'est le seul moyen possible d'attribuer des réserves restantes en fonction de la participation de chaque producteur.

Dans le cours de son évaluation des réserves de WGML, l'Office a examiné les données relatives aux intérêts contractuels de WGML dans les réservoirs communs. L'Office a découvert que ses estimations du pourcentage de participation proportionnelle de WGML étaient souvent inférieures à la réalité. Des données mises à jour ont servi à établir l'estimation des réserves de WGML susmentionnées et, en général, ces données concordent avec celles présentées par WGML. Cependant, des différences d'interprétation des intérêts contractuels de WGML demeurent pour un certain nombre de réservoirs non unifiés.

En bref, l'Office a mis à jour son évaluation des réserves de WGML et constate que son évaluation est inférieure à celle produite par WGML. L'écart entre les évaluations découle principalement de différences dans les évaluations géologique et technique de réservoirs particuliers, mais il est aussi attribuable aux différences dans l'emplacement des terrains appartenant par contrat à WGML et la pratique de fusionnement des réservoirs adoptée par WGML. L'Office est conscient de la difficulté de maintenir des estimations courantes fiables des réserves en raison du grand nombre de réservoirs composant le portefeuille d'approvisionnement de WGML et il réalise que les évaluations techniques peuvent entraîner des divergences bien légitimes à cause de la nature interprétative des analyses des réserves. Pour ces raisons, l'Office continuera d'analyser constamment ses données sur les réserves dans le but de déterminer et de comprendre davantage les raisons des différences relevées.

Une autre question relative à l'approvisionnement en gaz de WGML est la mesure dans laquelle les producteurs sont engagés par contrat auprès de WGML à plus long terme. WGML a présenté un témoignage à cet égard au cours de l'audience.

L'approvisionnement en gaz de WGML provient de contrats passés avec environ 750 producteurs et fournisseurs. Le 30 novembre 1988, le contrat sur les rentrées nettes entre WGML et ses producteurs établissait de nouvelles dates d'expiration de tous les contrats liant les producteurs de WGML, en les prorogeant pendant toute la durée économique

des réserves. Le contrat a été accepté par des producteurs comptant pour plus de 99 % de l'approvisionnement sous contrat de WGML et offre aux producteurs les trois options contractuelles suivantes:

a) maintenir le statu quo, auquel cas les contrats demeurent dans leur version modifiée par le contrat sur les rentrées nettes et sont prorogés selon la durée économique des réserves sous contrat;

b) exercer l'option de réduction du volume, qui permet au producteur de réduire, après 1994, les volumes contractuels au cours de l'année subséquente si un niveau de rendement de 75% du taux de prise n'est pas atteint par TransCanada, ou

c) exercer l'option de réétablir la date initiale d'expiration du contrat avec un préavis de quatre ans, devant entrer en vigueur après l'année contractuelle 1993-94.

Les détails de chacune de ces trois options figurent ci-dessous.

- **Option du statu quo**

Un producteur peut maintenir le statu quo en vertu d'un contrat pour que ce dernier demeure en vigueur jusqu'à la fin de la vie économique des réserves. WGML continuera d'acheter et de commercialiser le gaz du producteur en vertu des modalités du contrat.

- **Option de réduction du volume**

Si le taux de prise de l'ensemble des contrats d'un producteur est inférieur à 75 % au cours d'une année contractuelle quelconque commençant au plus tôt le 1er novembre 1993, le producteur peut choisir par la suite de réduire son obligation en matière de volume envers WGML conformément à une formule définie au contrat. Cette obligation peut être réduite de l'une ou plusieurs des façons suivantes, à la condition que toutes les avances TopGas aient été recouvrées:

(i) en mettant fin à un contrat (s'il en existe un précisant un volume approprié);

(ii) en réduisant les réserves sous contrat par la suppression d'une portion des terrains affectés au contrat, et (ou)

(iii) en réduisant la quantité affectée de référence[1] en vertu d'un contrat, qui donne au producteur le droit de vendre du gaz provenant des terrains sous contrat en sus de la quantité journalière maximale.

Pour chacune des méthodes décrites ci-dessus, le taux de prise de l'ensemble des contrats du producteur s'établirait à la limite inférieure de la quantité de réduction du volume. L'option de réduction du volume a comme effet concret d'accorder aux producteurs la souplesse nécessaire pour soustraire de l'approvisionnement général de WGML une portion située entre le pourcentage de prise du producteur et 75 %.

[1] La quantité d'allocation de référence établie dans l'entente sur les rentrées nettes constitue le minimum quotidien du contrat d'origine, multiplié par 365.

- **Option de résiliation**

L'option de résiliation offerte par le contrat de rentrées nettes donne au producteur le droit de mettre fin à un contrat avec WGML en présentant un préavis de quatre ans. Le contrat pourra être résilié au plus tôt le 1er novembre 1994 et les producteurs désirant exercer cette option doivent en aviser WGML avant le 4 janvier 1991. Cette option est assujettie au fait qu'il n'y ait aucune avance TopGaz en souffrance auprès du producteur ou de toute autre partie au contrat.

WGML a indiqué que les producteurs ayant conclu des contrats représentant environ 85 % de ses réserves restantes totales à la fin de l'année 1989 pourront exercer l'option de résiliation entre 1994 et 2005. Le bloc le plus important de contrats, soit le volume annuel, peut exercer l'option de résiliation à compter du 1er novembre 1994. WGML a estimé que ce bloc représenterait environ 30 % de ses réserves restantes à ce jour. En outre, ce volume annuel est sensiblement plus important que les volumes annuels admissibles à la résiliation au cours d'autres années et dépasse le volume total admissible à la résiliation entre 1995 et 2005.

WGML a estimé, au début de la présente audience, que des producteurs comptant pour un peu moins de 5% de ses réserves restantes totales le 31 octobre 1994 exerceraient l'option de résiliation. Cette estimation supposait que des producteurs choisiraient l'option de réduction du volume. WGML était d'avis que les producteurs ne seraient peut-être pas en mesure de prévoir au-delà de la période de préavis requise de quatre ans, ce qui aurait comme effet de les dissuader de choisir l'option de résiliation. WGML croyait aussi que la coparticipation qui caractérise l'industrie de la production empêcherait les producteurs d'exercer l'option de résiliation, car les contrats multipartites exigeraient l'unanimité des associés.

Pendant le déroulement de la présente audience, WGML a révisé son estimation des résiliations pour l'établir entre 7 et 10% de ses réserves restantes totales au 31 octobre 1994. Ce pourcentage équivaut au tiers environ de l'approvisionnement en gaz sous contrat admissible à l'option de résiliation.

La date limite du 1er novembre 1990 pour les producteurs désirant résilier leurs contrats avec WGML à compter du 1er novembre 1994 a été reportée au 4 janvier 1991. WGML a par la suite indiqué qu'elle avait reçu de la part de producteurs des avis de résiliation comptant pour environ 14 % de ses réserves restantes totales au 31 octobre 1994. Ainsi, près de la moitié de l'approvisionnement sous contrat admissible à la résiliation en novembre 1994 sera retiré du portefeuille d'approvisionnement en gaz de WGML en vertu de cette option. Bien que les producteurs exercent l'option de résiliation pour différentes raisons, WGML a mentionné les faibles taux de prise actuels dans le cas de certains contrats et la consolidation de participations très fractionnées par l'acquisition pour expliquer le pourcentage plus élevé que prévu de résiliation de contrat.

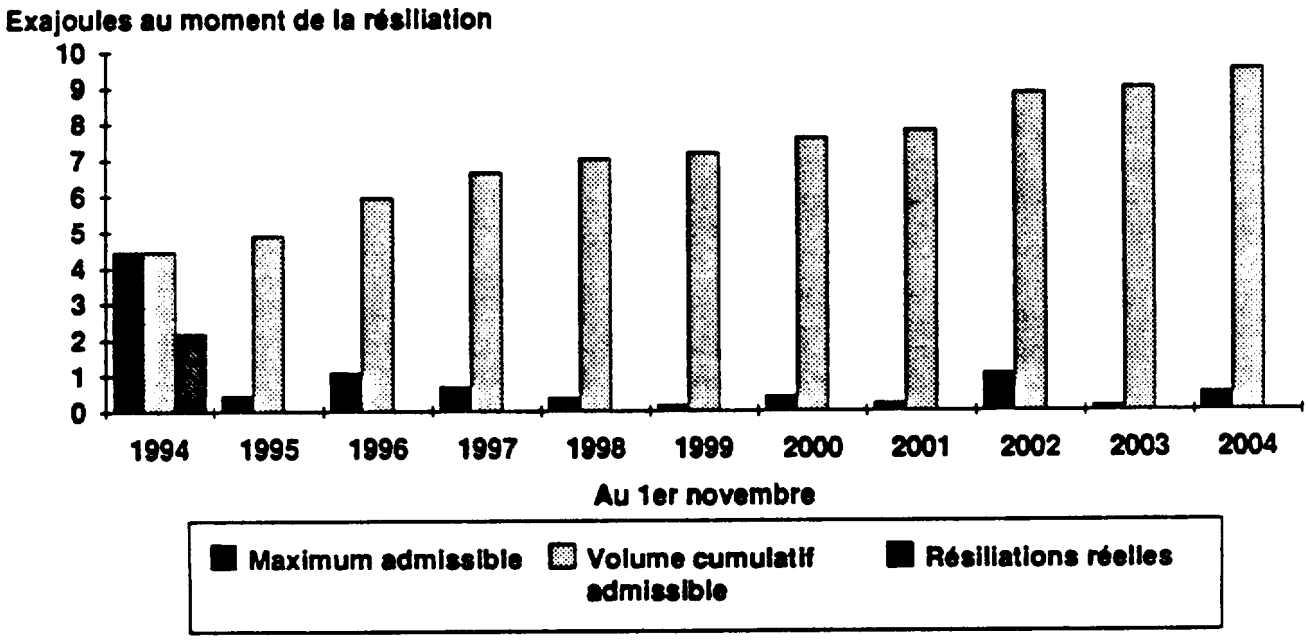
En plus de reporter la date limite du dépôt du préavis au 4 janvier 1991, WGML a offert aux producteurs l'option de reconduire d'un an la période de préavis de quatre ans de sorte que les producteurs disposent de la période allant jusqu'au 1er novembre 1991 pour résilier les contrats admissibles le 31 octobre 1995. Au début, un maximum de 0,5 10^{12} pi^3 des réserves restantes était admissible à la résiliation au 31 octobre 1995; le volume admissible s'établit maintenant à près de 2 10^{12} pi^3 de gaz. WGML a déclaré qu'elle prévoyait la résiliation de contrats représentant un volume d'environ 0,7 10^{12} pi^3 le 31 octobre 1995.

À la demande de l'Office, WGML a présenté un scénario le plus pessimiste présumant que tous les producteurs ayant passé un contrat avec elle déposeraient un préavis de résiliation de leur contrat le plus tôt possible. Cette situation, qui suppose que la production continue au rendement optimum et que l'exploitation des réserves initiales sur les terrains appartenant par contrat se poursuive, est présentée à la figure 17.1 ainsi que le volume cumulatif admissible et les résiliations réelles pour l'année contractuelle 1994-95. Le volume cumulatif sous contrat admissible à la résiliation en

1994 englobe les volumes visés par la reconduction des résiliations susmentionnées. Les volumes visés par les contrats qui n'ont pas été résiliés par les producteurs peuvent être reportés et deviennent donc admissibles à la résiliation en 1995 et par la suite. Il faut noter que le scénario le plus pessimiste ne porte pas sur les volumes qui peuvent être retirés de l'ensemble de l'approvisionnement de WGML par les producteurs en vertu de l'option de réduction.

Figure 17.1

Estimation des réserves restantes en vertu de l'option de résiliation



WGML a reçu un plus grand nombre que prévu de préavis de résiliation de contrat à compter du 1er novembre 1994. Elle s'attend toutefois par la suite à une baisse considérable des résiliations parce que les taux de prise en vertu des contrats passés avec ses producteurs seront plus élevés en raison des besoins accrus du marché et d'une capacité d'approvisionnement décroissante. En fait, c'est ce qui explique que WGML prévoit que son taux de prise moyen en vertu des contrats avec ses producteurs sera supérieur à 75 % lorsque l'option de réduction pourra être exercée au cours de l'année contractuelle 1994-1995. Par conséquent, WGML ne prévoit aucune réduction importante du volume d'approvisionnement au titre de cette option. Par ailleurs, WGML a soutenu que si des options de résiliation partielle sont offertes parce que le taux de prise n'est pas aussi élevé que prévu, l'option de réduction du volume aura alors l'effet recherché de faire concorder l'approvisionnement et les besoins.

Le nombre de producteurs exerçant l'option de résiliation de leurs contrats avec WGML peut influer sur la capacité de WGML de passer de nouveaux contrats d'achat. WGML a déclaré qu'elle devra demander à l'Office d'approuver au fur et à mesure les demandes de renouvellement des volumes nécessaires. Les dispositions contractuelles l'empêchent toutefois de prendre de nouveaux engagements ou de renouveler les contrats établis si le ratio RR-P devient inférieur à dix. En supposant que la production est égale à l'ensemble des besoins contractuels, les estimations préliminaires tant de l'Office et de WGML révèlent que, sous réserve des contrats qui seront résiliés le 1er novembre 1994, le ratio RR-P pour toute année de la période de projection ne baisserait pas sous dix.

17.2.2 Capacité de production

Afin d'évaluer la suffisance de l'approvisionnement en gaz de WGML, il faut Comparer les prévisions de la capacité de production par rapport aux besoins selon divers scénarios. Ces scénarios ont trait à la proportion de contrats entre les producteurs et WGML qui seront résiliés et aux besoins prévus pour WGML.

Dans tous les cas, les prévisions de WGML comme celles de l'Office de la capacité de production ont été rajustées pour refléter la production aux niveaux prévus des besoins. Par ailleurs, les prévisions de la capacité de production compte tenu des résiliations de contrat à compter du 1er novembre 1994 et du maximum possible de contrats résiliés ont été rajustées en fonction de la méthodologie utilisée par WGML. Pour les années suivant le 1er novembre 1994, on a réduit la capacité de production d'un pourcentage correspondant aux réserves perdues par résiliations de contrat. Cette méthodologie est relativement prudente, du fait que les gisements visés par la majorité des contrats résiliés auront été en production depuis plus de 20 ans au moment de la résiliation des contrats et que leur capacité baisserait plus rapidement que pour l'ensemble de l'approvisionnement. Ainsi, les incidences de la méthodologie sur la capacité de production totale pour le reste de la période de projection peuvent paraître plus importantes qu'elles ne le seront en réalité.

Deux scénarios relatifs à la demande ont été examinés. Le premier scénario prévoit le renouvellement des besoins de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation. Il s'agit essentiellement du niveau prévu des besoins de WGML si le gaz continue d'être acheminé vers ses marchés classiques de l'intérieur du pays et de l'exportation. Le second scénario décrit seulement les besoins contractuels de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation, ou simplement ses besoins non renouvelés. Il s'agit du niveau de la demande en fonction des engagements contractuels déjà pris par WGML. Les deux scénarios comprennent, pour les premières années, les estimations par WGML des ventes de gaz excédentaires à des marchés qui ne sont pas les siens à partir de ses réservoirs sous contrat.

Trois scénarios concernant l'approvisionnement ont été élaborés pour comparaison avec ces scénarios ayant trait aux besoins. L'estimation de la capacité de production de WGML par l'Office et celle par WGML ont toutes deux été examinées. Les projections de WGML comprennent ses estimations de la capacité de production à partir de l'accroissement des réserves dans les terrains sous contrat, tandis que les projections de l'Office représentent la capacité de production à partir des réserves établies seulement. L'inclusion de nouvelles réserves par WGML et le fait

que les estimations par l'Office des réserves établies sont inférieures à celles de WGML tendent à rendre les projections de WGML plus optimistes que celles de l'Office, particulièrement vers la fin de la période de projection.

Le premier scénario concernant l'approvisionnement représente la capacité de production de toutes les réserves restantes sous contrat avec WGML au 31 octobre 1988, sans résiliation de contrat. Le deuxième scénario illustre les incidences d'un nombre maximum de contrats résiliés. Ce scénario ne tient toutefois pas compte de l'option de réduction du volume en plus du volume visé par des contrats admissibles à la résiliation. Le troisième scénario tient compte du nombre connu de contrats qui seront résiliés le 1er novembre 1994 mais suppose qu'aucun n'autre contrat ne sera résilié par la suite. L'Office estime que la capacité de production future de WGML se situerait quelque part entre le deuxième et le troisième scénario, en l'absence d'autres variables. Tel qu'indiqué précédemment, WGML ne s'attend pas à un nombre élevé de résiliations par la suite parce que les taux de prise au titre des contrats avec ses producteurs seront plus élevés en raison des besoins accrus du marché et d'une capacité décroissante d'approvisionnement.

Les besoins renouvelés de WGML pour l'intérieur du pays et pour l'exportation sont comparés aux trois scénarios d'approvisionnement par WGML et par l'Office dans les figures 17.2 et 17.3, respectivement.

En supposant aucune résiliation de contrat, la figure 17.2 montre que selon l'estimation de WGML, la capacité de production suffirait à satisfaire les besoins entièrement renouvelés jusqu'en 1998 inclusivement, tandis que la figure 17.3 montre qu'en vertu de l'estimation de l'Office, WGML satisferait ses besoins entièrement renouvelés jusqu'en 1997 inclusivement. Bien que l'estimation par l'Office soit considérablement inférieure à celle de WGML, l'Office croit qu'un taux de prise plus élevé que celui appliqué par WGML est réalisable. Par conséquent, la projection par l'Office de la capacité de production est plus élevée au début et moins vers la fin de la durée des licences demandées que la projection de WGML. Cette tendance est accentuée par le fait que WGML a inclus une croissance des réserves de ses terrains par contrat, alors que la projection de l'Office ne tient compte que des réserves établies.

En supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation, tant l'estimation par WGML que celle par l'Office de la capacité de production (figures 17.2 et 17.3 respectivement) laissent supposer des insuffisances à partir de 1995. Toutefois, cette présentation ne comprend aucune perte d'approvisionnement en gaz qui découlerait de l'option de réduction de volume.

Les estimations par WGML et par l'Office de la capacité de production tenant compte des contrats résiliés au 1er novembre 1994 révèlent un approvisionnement insuffisant à compter de 1996, mais dans une moindre mesure que dans le scénario d'un maximum de contrats résiliés.

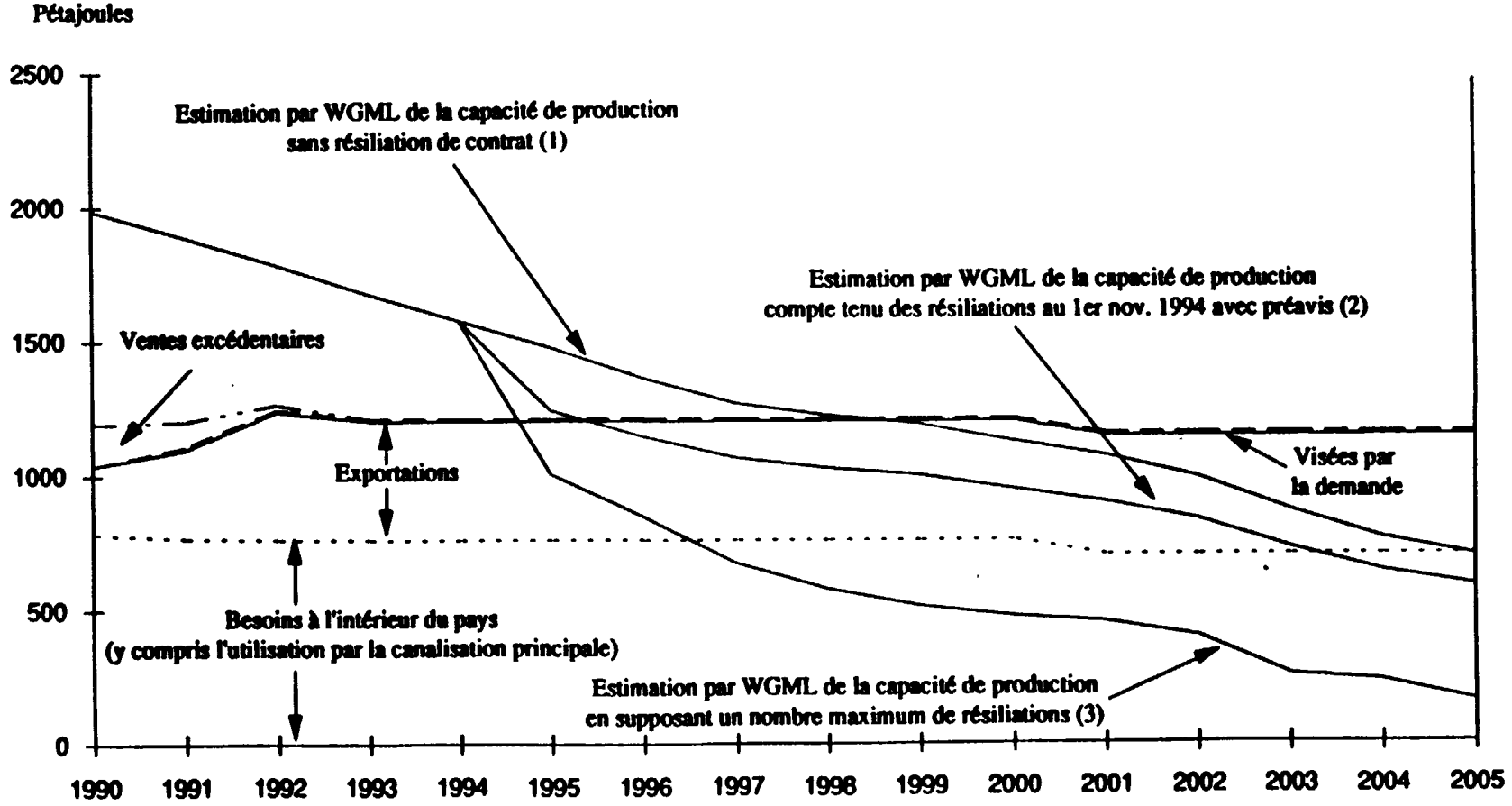
La figure 17.4 présente une comparaison des estimations par WGML et par l'Office de la capacité de production par rapport aux besoins non renouvelés pour l'intérieur du pays et pour l'exportation, ou les engagements contractuels courants et proposés de WGML. Les deux estimations de la capacité de production compte tenu des contrats résiliés à compter du 1er novembre 1994 révèlent que WGML serait capable de respecter ses engagements contractuels pendant toute la durée des licences d'exportation demandées. La figure 17.4 compare également les projections par WGML et par l'Office de la capacité de production en supposant un nombre maximum de contrats résiliés. En vertu de ce scénario, les deux projections laissent supposer que les besoins contractuels ne pourraient pas être satisfaits de 1999 à 2003.

Bien que WGML prévoit fournir les volumes compris dans le scénario des besoins renouvelés, elle a déclaré qu'en ce qui concerne les approvisionnements particuliers à des projets, elle n'est tenue que de satisfaire ses besoins contractuels. WGML a souligné qu'aucune partie à l'audience n'avait sérieusement mis en doute ses allégations, soit

qu’elle avait suffisamment de gaz pour satisfaire ses besoins contractuels, et elle a fait part à l’Office de son aptitude à gérer son approvisionnement pour répondre aux besoins futurs.

Figure 17.2

COMPARAISON DES ESTIMATIONS PAR WGML DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE PAR RAPPORT AUX BESOINS RENOUVELÉS DE WGML POUR L'INTÉRIEUR DU PAYS ET POUR L'EXPORTATION



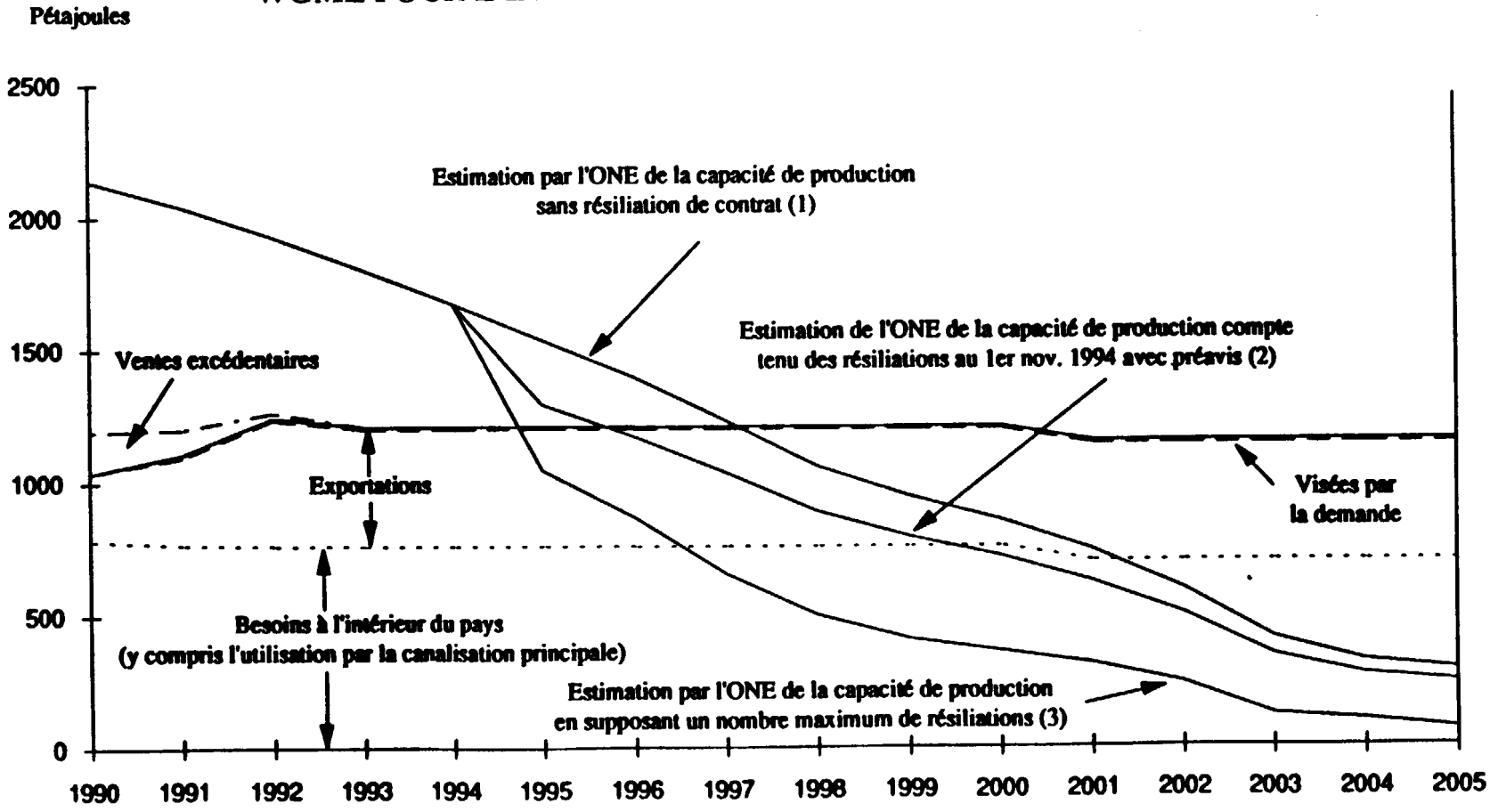
1. L'estimation par WGML de la capacité de production en supposant qu'aucun contrat ne soit résilié pendant la période de projection.

2. L'estimation par WGML de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.

3. L'estimation par WGML de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

Figure 17.3

COMPARAISON DES ESTIMATIONS PAR L'ONE DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE PAR RAPPORT AUX BESOINS RENOUVELÉS DE WGML POUR L'INTÉRIEUR DU PAYS ET POUR L'EXPORTATION



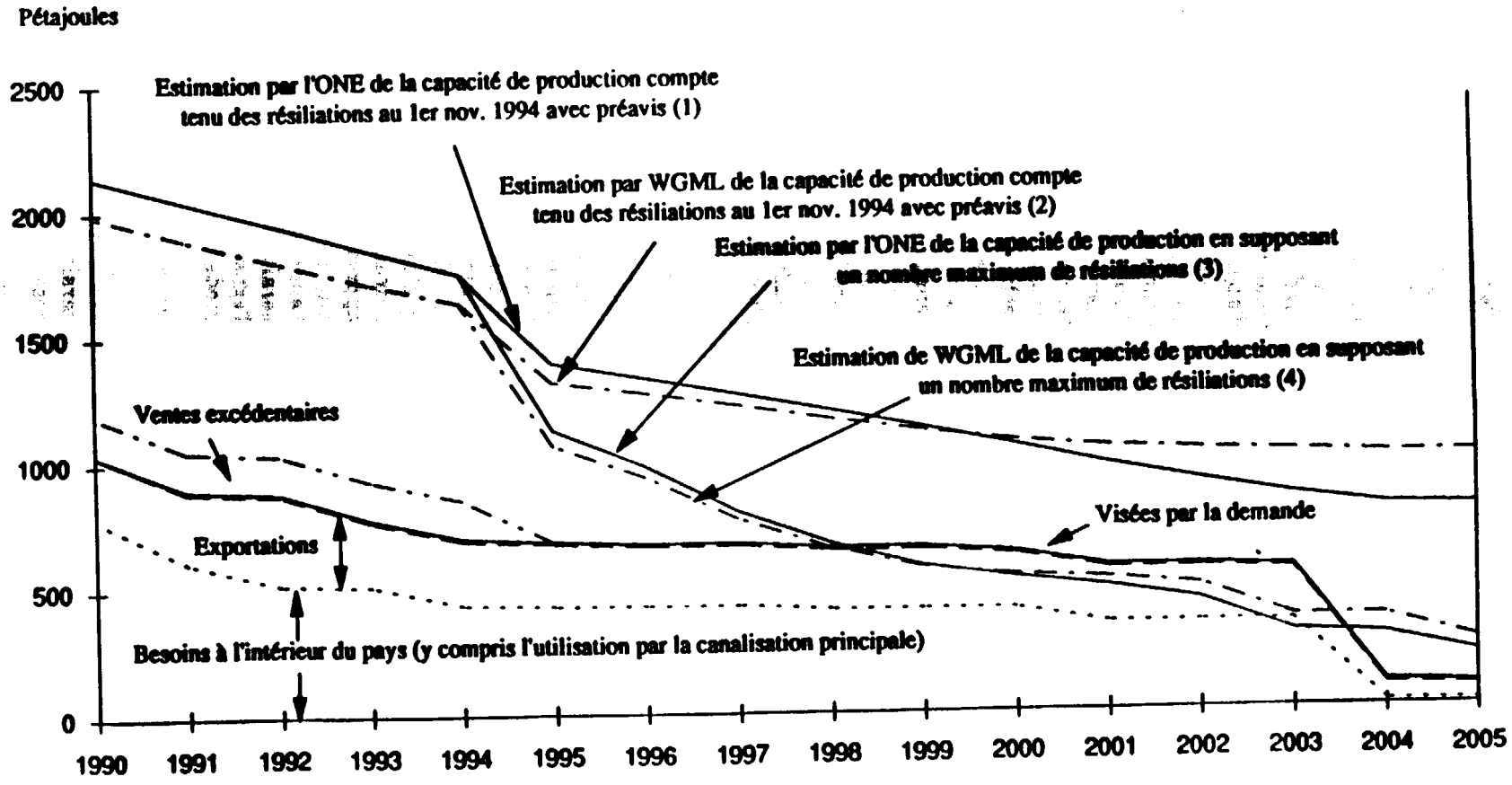
1. L'estimation par l'ONE de la capacité de production en supposant qu'aucun contrat ne soit résilié pendant la période de projection.

2. L'estimation par l'ONE de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.

3. L'estimation par l'ONE de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

Figure 17.4

COMPARAISON DES ESTIMATIONS PAR L'ONE ET PAR WGML DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE PAR RAPPORT AUX BESOINS NON RENOUVELÉS DE WGML POUR L'INTÉRIEUR DU PAYS ET POUR L'EXPORTATION



1. L'estimation par l'ONE de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.

2. L'estimation par WGML de la capacité de production compte tenu des préavis reçus dans les délais prescrits et l'entrée en vigueur des résiliations au cours de l'année contractuelle 1994-95. Cette projection ne tient pas compte des contrats résiliés après cette date.

3. L'estimation par l'ONE de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

4. L'estimation par WGML de la capacité de production en supposant qu'un nombre maximum de producteurs exercent leur option de résiliation de contrat le plus tôt possible au cours de la période de la projection.

17.3 Marché, dispositions commerciales et approbations réglementaires

17.3.1 Marché

Elizabethtown est une SDL qui dessert près de 220 000 clients dans le centre et le nord-ouest du New Jersey. La société établie en 1855 est le plus ancien service public n'offrant que du gaz au New Jersey. Elle vend du gaz à des clients résidentiels et commerciaux, au marché industriel en service garanti et interruptible, et au marché de la cogénération. Jersey Central Power and Light («JCP&L»), qui compte pour environ 16% des ventes d'Elizabethtown, est son client le plus important; elle achète du gaz en service interruptible pour la production d'électricité. WGML a déclaré qu'en fonction d'un facteur de charge de 100 %, Elizabethtown prévoit pouvoir vendre jusqu'à 40 % du volume d'exportation à JCP&L. Elizabethtown transporte également du gaz pour des tiers.

Elizabethtown a produit une prévision de ses ventes de gaz pour les huit prochaines années indiquant un taux de croissance globale de 2,4 % par année. La société prévoit passer d'un volume de ventes de 1 614 10^6 m^3 (57 10^9 pi^3) de gaz en 1989 à environ 1 956 10^6 m^3 (68 10^9 pi^3) en 1997. Les principaux secteurs de croissance seraient la production d'électricité, y compris la cogénération et les marchés résidentiels et commerciaux. Plus particulièrement, Elizabethtown a étudié les possibilités d'expansion du marché de la cogénération sur son territoire; plusieurs projets de grande envergure ont été proposés. WGML a déclaré cependant qu'Elizabethtown prévoit utiliser les volumes d'exportation pour l'approvisionnement de son réseau général et n'a pas affecté le gaz aux marchés de la cogénération.

Au cours des dernières années, Elizabethtown s'est employée à diversifier son portefeuille d'approvisionnement en gaz. Par exemple, la société a passé des contrats d'achat de gaz dans la région des Appalaches en vue d'alimenter deux de ses clients du marché de la cogénération. Selon WGML, l'acquisition de gaz canadien représenterait un diversification des volet du programme de diversification des approvisionnements en gaz d'Elizabethtown. Compte tenu des obligations d'achat et des pénalités sous forme d'indemnisation financière et de réduction du volume en vertu de ses contrats d'approvisionnement, Elizabethtown prévoit un facteur de charge moyen de plus de 90% au titre du présent contrat. Le prix des approvisionnements, celui d'approvisionnements d'autres sources, l'expansion imprévue des marchés d'Elizabethtown et le recours à des services additionnels d'entreposage sont tous des facteurs qui pourraient influer sur les achats réels. Les modalités de détermination des prix du contrat conclu entre Elizabethtown et WGML ont été formulées, en partie, de façon à rendre le gaz canadien une source d'énergie intéressante pour JCP&L pendant l'été, afin de favoriser un facteur de charge élevé. Elizabethtown a déclaré que son portefeuille d'approvisionnement en gaz fait chaque année l'objet d'un examen dans le cadre de l'audience annuelle sur le nivellement du coût d'achat du gaz du New Jersey Board of Public Utilities.

Elizabethtown a converti près de la moitié de son contrat de service complet en service de transport garanti seulement et elle a négocié d'autres arrangements d'achat de gaz afin de diminuer sa dépendance vis-à-vis de Transco, son plus grand fournisseur. Parmi les autres fournisseurs importants de la société, on compte Tetco, National Fuel, Tennessee, CNG et Columbia. Elizabethtown ne prévoit pas libérer des droits quelconques en vertu de ses contrats avec ses fournisseurs actuels pour obtenir un nouvel approvisionnement de WGML. Le gaz canadien qui représenterait selon WGML environ 10 % de l'approvisionnement annuel total d'Elizabethtown, serait absorbé par la société en raison de l'expansion de ses marchés et de la souplesse des modalités de ses contrats courants.

17.3.2 Transport

Les volumes de gaz proposés à l'exportation seraient transportés à Empress (Alberta) par le réseau NOVA. À partir de ce point, il serait acheminé par TransCanada jusqu à la frontière internationale à Niagara Falls (Ontario). Le gaz serait ensuite livré à Elizabethtown en vertu d'arrangements conclus avec Tennessee, National Fuel et Transco.

En Alberta, le gaz serait transporté à Empress en vertu d'un contrat signé entre NOVA et TransCanada. Selon les prévisions de WGML, il ne devrait pas être nécessaire de construire des installations supplémentaires pour ce projet et TransCanada ne devrait pas avoir à conclure un contrat avec NOVA pour obtenir une capacité supplémentaire sur le réseau de cette dernière. WGML a conclu un contrat précédent avec TransCanada pour le transport du gaz depuis Empress jusqu'à Niagara Falls. Ces volumes font partie de la liste d'attente de TransCanada pour un service garanti à compter du 1er novembre 1991. Les installations nécessaires pour transporter les volumes d'Elizabethtown sont comprises dans la demande visant les installations présentée par TransCanada dans le cadre de l'audience GH-5-89.

Aux É.-U., Elizabethtown a passé un contrat précédent avec Transco pour le transport du gaz de la frontière internationale à son point de livraison. Tennessee recevrait le gaz à la frontière et le transporterait pour le compte de Transco jusqu'à l'interconnexion avec National Fuel. National Fuel acheminerait ensuite le gaz pour le compte de Transco jusqu'à l'interconnexion avec Transco à Leidy (Pennsylvanie). Transco livrerait finalement le gaz à Elizabethtown.

Tennessee, National Fuel et Transco ont présenté une demande à la FERC en janvier 1989 en vue d'agrandir leurs installations dans le cadre des projets connus sous le nom de Niagara Import Point System Projects («NIPS»). Le 13 septembre 1990, la FERC a approuvé la phase finale du NIPS en autorisant, entre autres installations, Tennessee, National Fuel et Transco à construire et à exploiter les installations nécessaires pour transporter le gaz jusqu'au point de livraison d'Elizabethtown.

17.3.3 Contrat de vente de gaz

WGML a déposé un contrat précédent conclu le 30 octobre 1989 avec Elizabethtown, accompagné d'un contrat d'achat de gaz pro forma qui serait signé lorsque toutes les conditions précédentes auront été respectées. Les conditions précédentes exigent que l'acheteur et le vendeur obtiennent les permis d'exportation et d'importation réglementaires requis et prennent les arrangements pour le transport. Toutes les autorisations doivent être obtenues avant le 1er janvier 1992, faute de quoi l'une ou l'autre partie peut mettre fin au contrat avec un préavis écrit de 90 jours. Une autre condition: si l'Office impose une composante-produit ou une composante-demande supplémentaire qui serait liée à la pression à Niagara Falls, WGML et Elizabethtown négocieraient alors, dans les 45 jours qui suivent la diffusion de l'ordonnance, une modification pour faire en sorte que toute composant-pression à Niagara Falls serait imputée à Elizabethtown. Suite à l'exécution du contrat précédent et certaines décisions et ordonnances de l'Office, WGML et Elizabethtown ont signé un contrat le 4 avril 1990 modifiant le contrat de vente de gaz pour assurer l'inclusion de la composante-pression et des modalités de paiement dans le contrat.

Le contrat de vente de gaz aura une durée de 15 ans à compter de la date du début des livraisons, qui pourra être prolongée tant que les autorisations réglementaires seront en vigueur, à moins que l'une ou l'autre partie n'y mette fin avec un préavis écrit de douze mois. Le QCJ est de 283 10^3 m^3 (10 10^6 pi^3) et la QCA est de 104 10^6 m^3 (3,7 10^9 pi^3). Elizabethtown est tenue de prendre au moins 60 % de la QCA ou de combler le déficit l'année contractuelle subséquente. Si le déficit n'est pas repris, WGML a le droit de réduire de façon permanente la QCJ en soustrayant le volume déficitaire. Le contrat permet à Elizabethtown de porter la QCJ à un maximum de 142 10^3 m^3 (5,0 10^6 pi^3), sous réserve des autorisations réglementaires.

Le contrat comporte une disposition stipulant que le fournisseur de WGML, TransCanada, convient de maintenir un RR-P au-dessus d'un facteur de dix, calculé pour des périodes déterminées. TransCanada et WGML ne sont pas autorisées à conclure de nouveaux contrats de vente si le RR-P est inférieur à dix ou si ces contrats avaient pour effet de faire baisser le RR-P sous dix. En outre, si à n'importe quel moment, l'approvisionnement total en gaz ne suffisait pas à respecter les engagements, TransCanada réduirait d'abord les ventes à court terme puis, si nécessaire, réduirait proportionnellement les ventes à long terme.

Le contrat comprend une structure de prix en trois parties: une composante-demande, une composante-pression de livraison et une composante-produit.

La composante-demande est constituée des droits mensuels liés à la demande pour le transport par TransCanada et des droits mensuels moyens liés à la demande pour le transport par NOVA, ainsi que de frais fixes administratifs mensuels de 4,56 $ US par 10^3 pi^3 de QCJ. La facture minimale d'Elizabethtown pour chaque mois serait la composante-demande mensuelle.

Les frais liés à la pression de livraison sont égaux aux frais pour le transport par TransCanada tels qu'approuvés par l'Office pour des livraisons à des pressions de plus de 4 000 kilopascals à Niagara Falls. Les frais comprennent les composantes demande et produit des droits liés à la pression de livraison et le coût du combustible de compresseur nécessaire pour élever la pression.

La composante-produit est déterminée en soustrayant la composante-demande d'un prix de référence rajusté («PRR»). Pour l'hiver, de novembre à mars, le PRR est constitué d'un prix de référence d'hiver («PRH»), établi initialement à 2,90 $ US/GJ (3,06 $ US/10^6 BTU). Le PRH est rajusté mensuellement, en fonction d'un indice composé d'une moyenne mobile pendant une période de douze mois des prix des autres achats de gaz d'Elizabethtown en vertu de contrats pour une livraison garantie pendant au moins 152 jours au cours de l'année et dont la durée est d'au moins trois ans. Pour le premier 30 % des volumes de QCJ achetés pendant l'été, d'avril à octobre, le PRR est constitué d'un prix de référence d'été («PRÉ»), établi initialement à 2,37 $ US/GJ (2,50 $ US/10^6 BTU). Le PRÉ est rajusté mensuellement en fonction d'un indice composé d'une moyenne mobile pendant une période de douze mois des prix des autres achats de gaz d'Elizabethtown, tant garantis qu'interruptibles.

Les volumes achetés pendant l'été supérieurs à 30 % de la QCJ sont visés par une composante-produit incitative («CPI») qui correspond au plus bas des prix du mazout n^o 6 (teneur en soufre de 1 %) et des prix des rentrées nettes à Niagara Falls du gaz sur le marché du disponible d'Elizabethtown. La CPI a pour objet d'assurer un prix saisonnier économique à JCP&L pour favoriser un facteur de charge élevé. À cet égard, WGML a déclaré qu'elle prévoit exploiter le contrat à un facteur de charge moyen supérieur à 90 %.

WGML a présenté des exemples de la façon dont les prix du contrat auraient été calculés pour certains mois de 1989. En juillet, par exemple, la composante-produit à un facteur de charge de 100 % aurait été de 1,62 $ US/GJ (1,71 $ US/10^6 BTU) et en décembre 1989, elle aurait atteint 2,12 $ US/GJ (2,24 $ US/10^6 BTU).

Le prix estimatif à la frontière de l'Alberta en janvier 1990 en vertu de ce contrat était de 2,09 $ CAN par GJ (2,24 $ CAN par 10^6 BTU).

Le contrat prévoit que, chaque année, l'une ou l'autre partie peut demander une renégociation des modalités de détermination des prix. Bien que la structure de la composante-demande et de la composante-produit puisse être renégociée, si une composante-demande est retenue, les composantes de NOVA et de TransCanada seront maintenues et ne sont pas renégociables. Si la composante-demande était retirée, WGML a déclaré qu'elle serait tenue de payer la composante-demande. Si les parties n'arrivent pas à s'entendre, le problème est soumis à l'arbitrage exécutoire. L'arbitrage aurait pour objet de déterminer si des rajustements aux modalités de détermination de prix s'imposent, à partir du principe que le prix du gaz devrait être concurrentiel par rapport aux prix des autres approvisionnements en gaz d'Alberta vendus par WGML à ses autres clients dans le nord-est américain dans des conditions semblables.

17.3.4 Approbations réglementaires

WGML acheminera les volumes de gaz d'Elizabethtown en conformité avec le permis d'acheminement TC-85-1 accordé par l'OCREA le 3 janvier 1986 pour une période se terminant le 31 octobre 1999. WGML devra présenter une demande de prorogation de permis. La société a déclaré que la demande en était dans la dernière phase de planification mais qu'aucune date n'avait encore été fixée pour sa présentation.

Le DOE/FE a accordé un permis d'importation à Elizabethtown en septembre 1990.

17.4 Opinions des intervenants

Union a déclaré qu'elle ne considère pas comme scénario le plus pessimiste celui du nombre maximum de contrats résiliés, puisque les producteurs peuvent également exercer l'option de réduction du volume pour diminuer leurs engagements envers WGML. Union a fait valoir que si les taux de prise sont faibles et que les producteurs choisissent de réduire au maximum leurs engagements, pratiquement la totalité des approvisionnements de WGML disparaîtrait quelques années suivant 1994. Union a pris note du témoignage de WGML à l'effet qu'il serait peu probable que tous les producteurs exercent leurs droits contractuels, mais Union a soutenu que l'Office devrait garder à l'esprit la difficulté éprouvée par WGML à prédire de façon exacte le comportement de ses fournisseurs.

L'opinion d'Union concernant l'approvisionnement de WGML est traitée plus en détail au chapitre 19 des présents Motifs, dans le contexte de l'approvisionnement global disponible pour les installations proposées.

L'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada («ASPIC») a affirmé qu'à son avis, l'approvisionnement en gaz de WGML était amplement suffisant pour satisfaire ses volumes visés par contrat.

La Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA») a mentionné que l'Office devrait évaluer l'aptitude de WGML à satisfaire ses besoins contractuels courants pour leur durée entière.

TransCanada estimait que l'Office devrait approuver la demande de licence de WGML.

Union a demandé que l'Office rejette la demande de WGML parce qu'il n'y a aucune disposition au contrat qui oblige Elizabethtown à prendre les volumes visés. Union a fait état de deux méthodes principales permettant de garantir la prise de gaz. La première est une obligation de volume minimal, comme une disposition de prise obligatoire, et la seconde est une disposition interdisant l'acquisition de gaz pour le projet auprès de toute autre source. Union était d'avis que les obligations relatives à la composante-demande n'offraient pas à elles seules une garantie raisonnable de prise du gaz.

WGML a avancé que le facteur de charge estimatif en vertu de ce contrat était de 90 %. Cette estimation était fondée sur la position d'Elizabethtown concernant la répartition des approvisionnements en gaz et sur le fait que WGML figure parmi les premiers sur la liste d'attente pour l'approvisionnement d'Elizabethtown en vertu du mécanisme d'établissement des prix axé sur le marché prévu au contrat. WGML a affirmé que des taux de prise élevés étaient assurés dans le cas de cette vente particulière, non pas en raison d'une disposition de prise obligatoire, mais plutôt de l'établissement des prix axé sur les conditions du marché, y compris la disposition de rajustement saisonnier.

17.5 Opinion de l'Office

L'Office a examiné les estimations par WGML des réserves et de la capacité de production de TransCanada et les a comparées avec les siennes.

L'estimation par l'Office des réserves est d'environ 20 % inférieure à celle de WGML. La divergence entre les deux estimations des réserves découle principalement des différences dans les évaluations géologiques et techniques pour des réservoirs particuliers et des différences dans l'interprétation de l'emplacement de terrains appartenant par contrat à WGML.

L'Office a évalué la capacité de production de WGML par rapport aux besoins selon divers scénarios. L'Office constate que si de nouvelles exportations sont imposées en fonction d'une demande de référence qui suppose le renouvellement des ventes actuelles tant pour l'intérieur du pays que pour l'exportation, les estimations de la capacité de production à la fois par WGML et par l'Office deviennent inférieures aux besoins d'ici 1995 selon le scénario le plus pessimiste de WGML prévoyant le nombre maximum de contrats résiliés (figures 17.2 et 17.3). Avec moins de résiliations, l'insuffisance de la capacité de production se fait sentir à la fin de l'exportation proposée. Toutefois, la demande de WGML et Elizabethtown vise une quantité relativement petite comparée aux besoins globaux de WGML, et les estimations de la capacité de production tant par WGML que par l'Office laissent croire que l'approvisionnement est suffisant pour satisfaire les engagements contractuels courants de WGML, y compris l'exportation proposée, même en supposant un niveau élevé et soutenu de résiliations de contrat ou de réductions de volume (figure 17.4).

L'Office convient avec WGML que les options de résiliation de contrat et de réduction de volume offertes aux producteurs auraient pour effet, si elles étaient exercées conjointement, d'améliorer dans l'ensemble l'équilibre entre l'offre et la demande pour WGML. Les résiliations de contrat devraient hausser le taux global de prise à un niveau qui empêcherait les producteurs d'exercer complètement l'option de réduction du volume. Les producteurs auraient la possibilité d'exercer l'option de réduction du volume dans la mesure où les contrats ne sont par résiliés et où le taux de prise demeure faible. Les deux options devraient avoir pour conséquence d'améliorer la situation générale de l'offre et de la demande de WGML. Par conséquent, l'Office croit qu'il est improbable que les options de résiliation de contrat et de réduction de volume soient entièrement exercées toutes les deux. C'est pour cette raison que l'Office considère que la position d'Union, soit que le nombre maximum de contrats résiliés de WGML n'est pas le scénario le plus pessimiste, constitue une évaluation exagérément sombre de la capacité future d'approvisionnement de WGML. L'Office relève également que des dispositions contractuelles empêchent WGML de conclure tout nouveau contrat de vente ou de renouveler tout contrat établi si son ratio RR-P baisse en-dessous de dix et que toutes les futures demandes d'exportation sont assujetties à l'examen minutieux de l'Office.

L'Office croit que la méthode pertinente pour évaluer le caractère adéquat de l'approvisionnement de WGML consiste à comparer l'approvisionnement sous contrat disponible de WGML avec ses besoins contractuels courants. En outre, l'Office constate que la preuve produite à l'audience laisse entendre que l'approvisionnement serait suffisant même en supposant un niveau élevé et soutenu de résiliations de contrat ou de réductions de volumes. Par conséquent, l'Office estime que l'approvisionnement en gaz de WGML est suffisant pour satisfaire ses besoins actuels pour les ventes à l'intérieur du pays et à l'exportation, y compris l'exportation proposée d'Elizabethtown.

L'Office juge que WGML a bien démontré que le marché d'Elizabethtown constitue un marché stable et à long terme pour le gaz canadien. L'Office relève que cet approvisionnement représente environ 10 % des besoins annuels de la SDL, et qu'en 1988, le secteur résidentiel et les services publics comptaient pour 34 et 22 % respectivement, de l'ensemble du marché d'Elizabethtown.

Le contrat entre WGML et Elizabethtown comprend des dispositions qui prévoient le recouvrement complet de la composante-demande pour le transport par NOVA et TransCanada, y compris la composante-pression liée à la livraison à Niagara Falls. L'Office conclut que le contrat assurerait le recouvrement de tous les frais fixes de transport au Canada.

L'Office a examiné la formule contractuelle de détermination du prix du produit. L'Office relève que cette formule suit les prix d'autres approvisionnements en gaz ouverts à Elizabethtown et qu'elle comporte des mesures incitatives dans les mois d'été afin d'encourager JCP&L, le principal client de la SDL, à prendre le gaz au cours de cette période. Le contrat prévoit la renégociation annuelle des dispositions de détermination du prix et, au besoin, l'arbitrage. L'Office estime que la structure du contrat permet des rajustements en fonction des fluctuations du marché au cours de la durée du contrat.

L'Office n'accepte pas l'argument d'Union, à l'effet que le contrat ne comporte pas de disposition obligeant Elizabethtown à effectivement acheter une partie quelconque des volumes visés par la demande d'exportation. Le contrat d'achat de gaz comporte une disposition de prise minimale, en vertu de laquelle WGML peut choisir de réduire la QCJ si la prise d'Elizabethtown n'atteint pas 60 % une année quelconque et qu'elle ne prend pas la différence l'année suivante. La composante-demande du prix assure le paiement des frais de transport liés à la demande, avec en plus des frais administratifs fixes mensuels, que le gaz soit pris ou non. La formule de détermination du prix du produit, en plus de s'ajuster au marché, comporte un rajustement saisonnier pour encourager JCP&L, le principal client d'Elizabethtown, à prendre le gaz pendant les mois d'été. L'Office est d'avis que les dispositions susmentionnées, dans leur ensemble, offrent une garantie raisonnable de prise des volumes contractuels. L'Office juge que le contrat de vente de gaz entre WGML et Elizabethtown a été négocié sans lien de dépendance.

En ce qui a trait à une disposition d'interdiction de remplacement, l'Office estime que même si Union trouve souhaitable une telle disposition, on y a rarement recours et de l'avis de l'Office, l'absence d'une telle disposition ne motive pas un refus de la demande. L'Office relève également sur ce plan que le producteur a accordé son appui au contrat.

17.6 Décision

L'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz naturel à WGML, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'annexe IV contient l'énoncé des modalités de ladite licence, qui prévoient entre autres qu'elle entre en vigueur à la date des premières livraisons et expire le 1er novembre 1993, à moins que les exportations visées ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant cette date; dans ce cas, la licence prendrait fin 15 ans après la date des premières livraisons.

QUESTIONS DE LA PARTIE III

Chapitre 18
Demande de TransCanada visant des installations

Les chapitres 18 à 25 des présents Motifs traitent de la demande de TransCanada en date du 29 juin 1989, dans sa version modifiée du 15 décembre 1989, visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique à l'égard de ses installations proposées pour 1991 et 1992, ainsi que l'obtention d'une exemption, en vertu de l'article 58 de la Loi, des dispositions des paragraphes 31(c) et 31(d) et de l'article 33.

Le tableau 22-1 présente une description et l'estimation du coût en immobilisations des installations visées par la demande de TransCanada, dans la version modifiée en cours de l'audience. Le tableau 18-1 donne la liste d'installations spécifiques, autorisées aux termes d'un certificat découlant de la décision de l'Office énoncée au volume 2 des présents Motifs ou exemptées de certificat en vertu de l'article 58 de la Loi avant la publication du volume 3 des présents Motifs. La carte de la figure 22.1 donne l'emplacement de toutes ces installations.

Les chapitres 19, 20 et 21 portent sur les questions d'approvisionnement, de marché et de contrat de la preuve et des arguments présentés à l'audience. Pour en arriver à ses conclusions sur ces questions, l'Office s'est reposé sur la preuve de TransCanada, ainsi que sur les éléments de preuve relatifs à des demandes spécifiques de service en vertu de la partie VI déposés par les demandeurs à l'audience GH-5-89. Comme on l'indiquait au chapitre 1 des présents Motifs, l'utilisation de données communes à l'appui des demandes en vertu de la partie VI et de la demande d'installations de TransCanada n'a pas empêché l'Office d'arriver de façon distincte à ses décisions sur ces demandes.

Les chapitres 22 et 23 abordent la conception des installations proposées et les facteurs connexes d'utilisation des terrains et de protection de l'environnement.

La faisabilité économique de l'expansion a fait l'objet d'une évaluation conforme à la méthode résumée au chapitre 3 du volume 1 des Motifs de décisions de la présente audience, publié en novembre 1990. L'opinion de l'Office sur la faisabilité économique de l'expansion se trouve au chapitre 24.

Le chapitre 25 contient les conclusions d'ensemble de l'Office sur l'utilité publique actuelle et future des installations proposées, ainsi que les décisions de l'Office sur les demandes présentées par TransCanada en vertu des articles 52 et 58 de la Loi.

Chapitre 19
Approvisionnements

Dans son examen de la demande de TransCanada, l'Office a étudié deux aspects de l'approvisionnement, soit:

- l'approvisionnement associé à des services de transport particuliers (traité à la section 19.1), et
- l'approvisionnement global (traité à la section 19.2).

L'approvisionnement associé à des services de transport particuliers désigne l'approvisionnement à l'égard de nouvelles demandes de service liées à l'expansion proposée. Sur ce plan, l'Office a déterminé si chaque expéditeur détenait ou allait détenir un approvisionnement garanti adéquat pour respecter ses engagements.

L'approvisionnement global désigne l'approvisionnement total de gaz naturel qui sera disponible pour le réseau de TransCanada et d'autres réseaux pipeliniers canadiens. Sur ce plan, l'Office a étudié s'il y aurait un approvisionnement en gaz adéquat pour assurer une utilisation suffisante de la capacité totale du pipeline de TransCanada à long terme et pour assurer la viabilité financière du pipeline.

19.1 Approvisionnement associé à des services de transport particuliers

Comme l'indique le tableau 20-6, la proposition d'installations de TransCanada s'appuie sur trois types distincts de besoins de SG, soit:

(i) de nouvelles exportations (déjà visées par une licence);

(ii) de nouvelles exportations (licences étudiées à l'audience GH-5-89), et

(iii) de nouveaux services canadiens.

En ce qui a trait à la première de ces trois catégories, l'Office n'avait pas jugé opportun de réexaminer l'approvisionnement associé à des services de transport particuliers lors de l'audience GH-5-89. Les services de transports à l'égard desquels on a déjà émis des licences sont ceux des exportateurs de l'Alberta Northeast Gas Export Project («ANE»), de Shell/Granite State et de FSC/Plattsburg.

L'approvisionnement destiné aux nouvelles exportations (deuxième catégorie) a fait l'objet d'un examen lors de cette audience et l'on trouvera les conclusions de l'Office, qui sont applicables pour fins de la partie VI et de la partie III, aux chapitres 3 à 17 des présents Motifs de décision. Cette catégorie comprend la demande de ProGas pour une modification à un service établi découlant de la modification d'une licence d'exportation établie.

L'approvisionnement associé à de nouveaux services canadiens (troisième catégorie) a été abordé dans les Motifs de décision, Volume 2 - Installations partielles.

19.2 Approvisionnement global

Lors de l'audience GHW-3-89, l'Office a réitéré l'importance d'une analyse de l'approvisionnement global afin de déterminer si des installations pipelinières comme celles que propose TransCanada dans sa demande relèvent de l'intérêt public actuel et futur. L'Office avait souligné qu'une analyse de l'approvisionnement global donne une idée

de l'approvisionnement disponible pour continuer d'utiliser la capacité pipelinière établie et joue un rôle dans l'évaluation de la faisabilité économique d'une expansion des installations, car les durées des contrats justificatifs sont souvent inférieures à la durée économique des nouvelles installations. L'Office avait alors imposé les mesures suivantes:

> «TransCanada doit prouver qu'elle s'est assurée de l'existence actuelle ou future d'approvisionnements suffisants en gaz naturel pour garantir l'utilisation efficace à long terme de toute sa capacité pipelinière, en tenant compte de toutes les sources possibles d'approvisionnement dont le raccord au réseau de TransCanada peut être raisonnablement prévu, ainsi que de la demande des marchés intérieurs et d'exportation du gaz canadien dont on peut raisonnablement prévoir la desserte par le réseau de TransCanada.»

L'Office, dans ses Motifs de décision sur la conception des droits et la faisabilité économique (volume 1 des Motifs de décision dans la présente instance), déclarait que la meilleure manière de déterminer la faisabilité économique des installations pipelinières proposées à l'audience GH-5-89 serait de définir dans quelle mesure on peut s'attendre à ce que lesdites installations soient exploitées à un niveau raisonnable pendant leur durée économique et dans quelle mesure il est probable que les frais reliés à la demande soient versés. L'un des facteurs relevés comme donnant un indice de cette probabilité était une «preuve que l'approvisionnement en gaz à long terme suffira vraisemblablement à maintenir le gazoduc à sa pleine capacité pendant sa vie utile».

La présente section abordera la preuve sur l'approvisionnement global déposée par TransCanada et sa pertinence à l'égard de la demande d'expansion des installations. On y traitera également de l'incidence des résiliations de contrat de producteurs de WGML sur la situation de l'approvisionnement global de TransCanada et sur l'évaluation par l'Office de la faisabilité économique de l'expansion proposée (pour plus de détails sur les résiliations de contrat, voir la section 17.3 de ces Motifs).

Afin de démontrer le caractère adéquat de l'approvisionnement global, TransCanada s'est fondé sur une étude de la capacité future d'approvisionnement en gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien («BSOC»), préparée par Sproule Associates Limited («Sproule»). L'étude Sproule, intitulée «The Future Natural Gas Supply Capability of the WCSB», présentait une estimation de l'approvisionnement en gaz naturel prévisible à partir des régions productrices classiques du BSOC au cours des vingt prochaines années, dans un contexte défini de prix et de demande.

Sproule a déclaré que la capacité future d'approvisionnement en gaz naturel des régions productrices classiques de l'Ouest canadien était influencée par trois grands facteurs. Deux de ces trois facteurs, soit l'envergure actuelle des réserves établies restantes et la demande future pour le gaz de l'Ouest canadien, n'ont pas été étudiés en détail par Sproule. Le dernier facteur, celui des ajouts aux réserves qui découleront des initiatives futures d'exploration et d'aménagement, constituait le point central de l'étude.

La méthode utilisée par Sproule pour prévoir les ajouts futurs aux réserves repose principalement sur la définition de deux liens. Le premier consiste en une équation d'ajouts aux réserves, liant les ajouts cumulatifs aux réserves de gaz naturel et le forage cumulatif en vue de trouver du gaz. Le deuxième consiste en une équation d'activité de forage, qui relie l'activité de forage à plusieurs facteurs, dont les prix énergétiques, la conjoncture du marché et les coûts d'approvisionnement.

La méthode de Sproule repose sur des postulats exogènes à l'égard des projections de prix énergétiques et de la demande. Dans l'analyse présentée à l'audience, Sproule a utilisé les prix du pétrole et du gaz naturel figurant dans les

scénarios élevé et bas du prix du pétrole du rapport de l'Office en 1988 sur l'offre et la demande.[1] Dans sa projection de la demande, Sproule a présumé que la demande en gaz pour 1989, 1990 et 1991 correspondrait à la projection du rapport EMGN[2], publié par l'Office en 1989. Sproule a présumé que la demande intérieure en gaz connaîtrait une croissance de 2 % par an de 1991 à 2005, puis de 1 % par la suite. La prévision de la demande intérieure s'établissait à 2 424 PJ pour 1995, 2 676 PJ pour 2000 et 3 105 PJ pour 2010. Sproule a déterminé sa prévision de la demande en gaz canadien à l'exportation en présumant que l'ensemble des volumes à l'exportation établis, en instance, proposés et récemment refusés[3] seraient transportés avec un facteur de charge de 90 % et renouvelés à l'expiration prévue de leurs contrats respectifs. On a donc prévu une demande brute à l'exportation de 2023 PJ en 1995, 2012 PJ en 2000 et 1 991 PJ en 2010. Sproule a également présumé que les importations resteraient à 100 PJ par an, le niveau que prévoyait l'ONE pour 1991 dans l'EMGN. Finalement, Sproule a présumé une demande au même niveau pour les scénarios élevé et bas du prix du pétrole.

À partir de ces postulats de demande et de prix énergétiques, Sproule a prévu que le forage axé sur la découverte de gaz entraînerait des ajouts aux réserves de 3,0 à 3,5 10^{12} pi^3 par an dans le scénario bas et des ajouts plus élevés de 0,4 10^{12} pi^3 par an dans le scénario élevé. Dans la prévision, le forage axé sur la découverte de gaz nécessaire pour obtenir ces ajouts passerait d'environ 12,5 millions de pieds en 1989 à 27,3 millions en 2004. Le niveau prévu de forage axé sur la découverte de gaz est considérablement plus élevé que les niveaux historiques de tels forages, mais reste inférieur aux niveaux de forage de pointe annuel totaux enregistrés au début des années 1980. En prenant pour acquis un niveau raisonnable de forage axé sur le pétrole, les niveaux prévus par Sproule de forage axé sur le gaz signifieraient un niveau soutenu d'activité d'ensemble dans le forage de 1992 à 2010 comparables aux niveaux de pointe du début des années 1980.

La figure 19.1 présente la prévision par Sproule de la capacité totale de production en gaz naturel du BSOC. La capacité de production totale prévue englobe la capacité de production de réserves établies et celle d'ajouts aux réserves. La capacité de production des réserves établies était supérieure dans le scénario élevé parce que le prix plus élevé entraînait un raccordement plus rapide des réserves non raccordées que dans le scénario bas. La capacité de production des ajouts aux réserves était également supérieure dans le scénario élevé parce que les ajouts étaient plus nombreux et raccordés plus rapidement que dans le scénario bas. La figure indique également la prévision de la demande totale par Sproule, qui regroupe la demande intérieure et à l'exportation, comme on l'a indiqué plus tôt.

Comme on le voit à la figure 19.1, la capacité de production suffisait à satisfaire la demande présumée jusqu'en 2007 environ dans le scénario bas et jusqu'en 2009 dans le scénario élevé.

Sproule a aussi évalué les niveaux d'encaisse prévus par le modèle en vertu des scénarios élevé et bas et comparé le rendement des capitaux dans chaque scénario au rendement récent de l'investissement dans l'industrie pétrolière. Cette comparaison a permis à Sproule de conclure que les postulats économiques du modèle de capacité d'approvisionnement étaient raisonnables.

L'étude Sproule n'avait pas comme objet d'aborder des sources potentielles d'approvisionnement susceptibles d'êtres raccordées au réseau de TransCanada, en sus des zones productrices classiques de BSOC. L'étude n'abordait pas non

---

[1] L'énergie au Canada/Offre et demande, 1987-2005, Office national de l'énergie, sept. 1988.

[2] Évaluation du marché du Gaz naturel, Office national de l'énergie, oct. 1989.

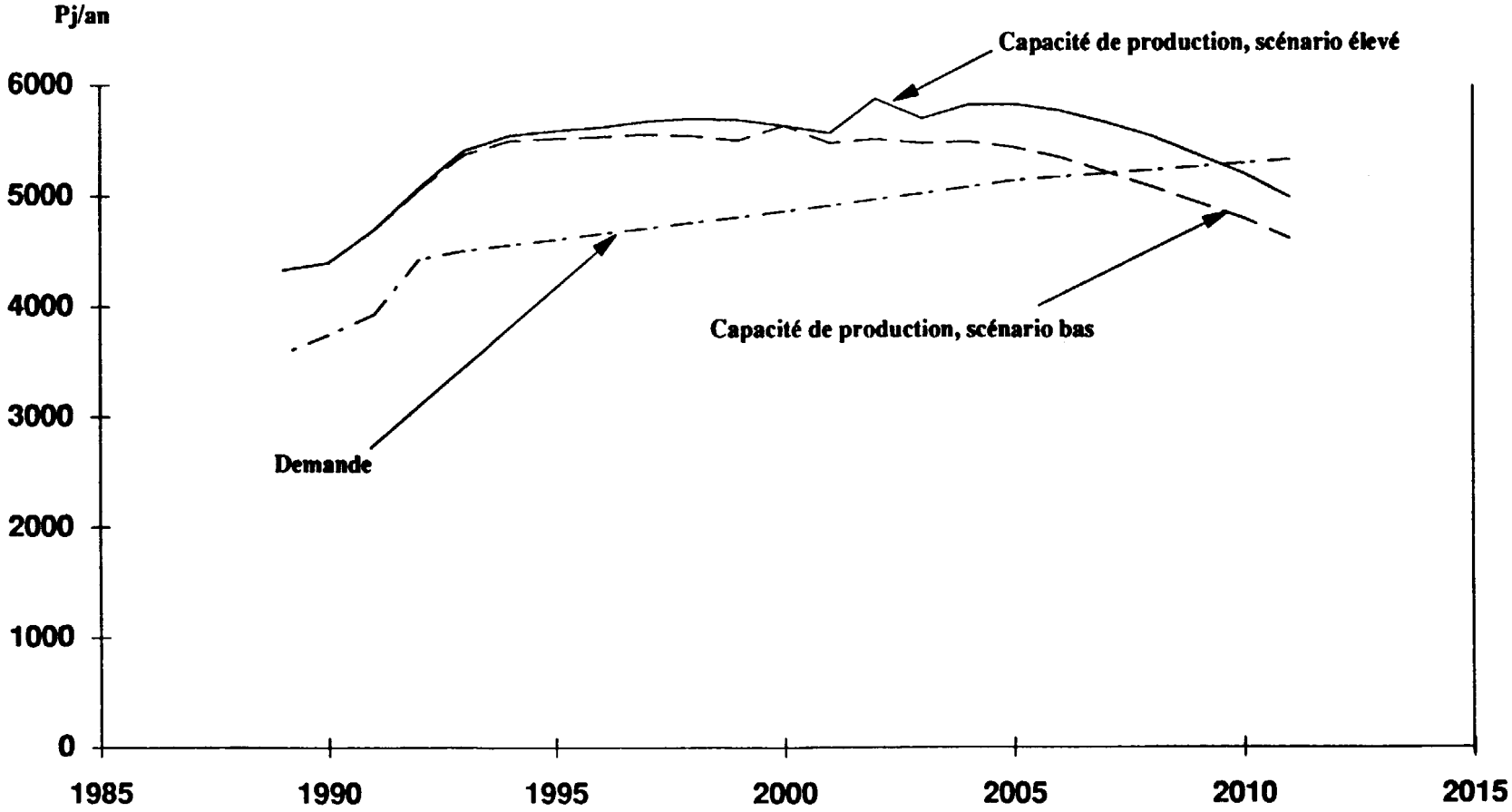
[3] Les volumes à l'exportation «récemment refusés» s'appliquent aux demandes de licences refusées par l'Office lors de l'audience GH-1-89.

plus directement des sources d'approvisionnement non classiques, comme le gaz d'une formation imperméable ou le méthane houiller. TransCanada n'a pas élaboré à propos de la capacité d'approvisionnement probablement disponible pour les installations proposées au-delà de la période à l'étude (c'est-à-dire après 2011).

TransCanada a avancé que le modèle Sproule était un modèle d'approvisionnement en gaz, a partir duquel l'on ne détermine ni l'ensemble des besoins du marché, ni la part de la demande satisfaite à partir du gaz du BSOC. TransCanada a déclaré que le niveau de demande utilisé dans l'étude était suffisant pour accommoder la croissance de la demande intérieure et de nouvelles exportations, le BSOC offrant une capacité d'approvisionnement à long terme amplement suffisante pour assurer l'utilisation à pleine capacité ou presque des installations actuelles et proposées de TransCanada. TransCanada a de plus déclaré qu'elle ne jugeait pas primordial de déterminer la répartition de l'approvisionnement global parmi les divers réseaux pipeliniers, en particulier parmi les marchés qu'elle dessert. Selon elle, lorsque l'on a choisi le marché d'une région particulière et implanté l'infrastructure pipelinière à partir du BSOC, il serait difficile et onéreux de détourner l'approvisionnement pour desservir une autre région commerciale. TransCanada est d'avis qu'une formule de revenu net suffisant pour le producteur garantira l'approvisionnement du marché en question. Tout en soulignant que l'étude Sproule sur la capacité d'approvisionnement et l'étude Foster sur la demande ont été menées de manière indépendante, TransCanada a cité l'étude Foster à titre de preuve que le revenu net pour les producteurs du marché du nord-est des États-Unis est estimé à un niveau légèrement supérieur à celui de revenus nets obtenus d'autres régions.

Figure 19.1

ÉTUDE SPROULE: DEMANDE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION ESTIMATIVE



TransCanada a avancé que le caractère adéquat de l'approvisionnement global avait été démontré par l'étude Sproule et que la résiliation de certains contrats d'approvisionnement de WGML par ses producteurs ne devrait avoir aucune incidence sur l'approvisionnement global disponible pour les marchés desservis par TransCanada ou sur la faisabilité économique de l'expansion proposée des installations.

Opinions des intervenants

L'étude Sproule a fait l'objet de commentaires très limités de la part des intervenants. Le Ministre de l'Énergie de l'Ontario («Ontario») a questionné Sproule, pour suggérer que les ratios présumés réserves-production, tout comme le rythme auquel on présumait le raccordement des réserves non raccordées dans l'étude, donnaient lieu à une évaluation optimiste de la capacité de production. L'Ontario a également relevé que l'étude n'abordait pas la possibilité d'une capacité de production inférieure qui pourrait découler de l'éventuelle moins bonne qualité de réserves établies non raccordées, de retards dans la production de gaz associé et de l'emplacement de nouvelles découvertes dans des zones non desservies par les réseaux collecteurs établis. L'Ontario a cependant félicité Sproule pour le caractère exhaustif de l'analyse statistique de son étude.

Cependant, plusieurs parties ont présenté des opinions sur la pertinence des résiliations de contrat de producteurs de WGML à l'égard de la situation de l'approvisionnement global de TransCanada et de l'évaluation de la faisabilité économique de l'expansion proposée.

Sans prendre position sur le caractère adéquat de la preuve présentée par WGML sur l'approvisionnement, Union a souligné que les approvisionnements résiliés par les producteurs de WGML pourraient passer à d'autres marchés non desservis par le réseau de TransCanada. Union a suggéré que la preuve sur l'approvisionnement global en gaz ne présente à l'Office qu'une assurance d'un approvisionnement qui serait disponible pour le réseau de TransCanada s'il n'était pas engagé envers un autre marché et si un acheteur du marché desservi par le réseau de TransCanada désire l'acheter.

L'ASPIC a affirmé que même si certaines parties qui approvisionnent actuellement WGML en gaz ont exercé leur option de résiliation de contrat pour l'année contractuelle 1994-1995, ce gaz reste à la disposition de marchés desservis par TransCanada. L'ASPIC était d'avis que les résiliations de contrat n'avaient aucune incidence sur l'approvisionnement global disponible pour les marchés desservis par TransCanada et que des producteurs avaient affecté par contrat leurs approvisionnements respectifs en gaz à des marchés desservis par l'expansion proposée.

La CCPA a soutenu que TransCanada avait respecté les exigences de l'Office à son égard en vue de démontrer le caractère adéquat de l'approvisionnement global en gaz relativement aux installations proposées et que les résiliations de contrat de la part de producteurs de WGML n'avaient pas d'effet sensible sur les perspectives d'approvisionnement global de TransCanada ou la faisabilité économique de l'expansion proposée.

WGML a affirmé que les avis de résiliation n'ont aucun effet sur la situation des réserves globales, car ces dernières n'ont pas disparu, elles pourraient simplement changer d'acheteur après 1994. WGML a déclaré que les critères d'approvisionnement global avaient été respectés, en se fondant sur les conclusions de l'étude Sproule, sans contestation fondamentale de la part de l'une ou l'autre partie. WGML a de plus souligné que la preuve sur le marché produite par TransCanada ainsi que l'ANE démontrait l'existence d'un marché dans le nord-est des États-Unis, que la viabilité du lien entre le

marché et l'approvisionnement constituait l'assurance la plus importante de la faisabilité économique d'un projet et qu'il s'agissait là de l'élément le plus probant de l'utilité du pipeline tout au long de sa durée économique. En réponse à la préoccupation exprimée par Union, WGML a affirmé que le marché de remplacement le plus probable serait celui de projets proposés d'exportation de gaz vers la Californie et que l'Office aurait l'occasion de réévaluer le caractère adéquat de l'approvisionnement global lors de l'examen de propositions futures de pipelines.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que l'approche globale employée par Sproule constitue une méthode acceptable de prévision de la capacité d'approvisionnement à partir du BSOC et convient avec TransCanada que de nombreux postulats de l'étude Sproule sont appropriés pour une analyse de l'approvisionnement à l'échelle de tout le bassin. Toutefois, l'Office a relevé quelques points précis de préoccupation touchant la méthode et les postulats de l'étude, élaborés ci-après.

La projection par Sproule des ajouts aux réserves futures se fonde en partie sur un lien statistique entre les ajouts cumulatifs aux réserves et l'activité cumulative de forage axé sur la découverte de gaz. Sproule a démontré qu'une fonction puissance offrait une bonne correspondance statistique avec les données historiques et a utilisé cette fonction afin de prédire les ajouts futurs aux réserves. Le résultat semble suggérer que les ajouts cumulatifs augmenteraient de façon continue avec le forage cumulatif, mais à un taux progressivement moindre. Avec une estimation de nombre ultime de pieds forés axés sur la découverte de gaz, on a pu déduire une estimation du potentiel ultime en gaz naturel du BSOC. Sproule a mentionné une étude de WGML, dans laquelle cette dernière estimait le nombre ultime de mètres forés axés sur la découverte de gaz en se fondant sur des postulats relatifs à l'espacement ultime des puits et la profondeur moyenne des puits pour diverses régions du BSOC. À ce niveau ultime de forage, les ajouts cumulatifs représenteraient environ 240 10^{12} pi^3. Sproule a indiqué qu'une confirmation géologique indépendante de cette estimation allait au-delà de la portée de l'étude, que l'on ne peut estimer avec précision le potentiel ultime et que le total déduit dans l'étude, à 20 % près, devrait englober l'éventail des estimations plausibles du potentiel ultime.

L'Office se préoccupe de la possibilité que le facteur de corrélation très élevé qu'a obtenu Sproule à l'égard du lien entre le forage cumulatif et les ajouts cumulatifs aux réserves exagère le degré de certitude avec lequel il est possible d'estimer des tendance de cette nature. L'Office est d'avis qu'il existe un degré d'incertitude beaucoup plus élevé à l'égard des prévisions dérivées à partir du modèle des ajouts aux réserves que celui suggéré par les corrélations statistiques mentionnées dans l'étude, en soulignant que Sproule n'a pas analysé l'incidence d'autres prévisions de taux de découverte sur la prévision de la capacité d'approvisionnement en gaz naturel du BSOC. L'Office convient avec Sproule que le potentiel ultime ne peut faire l'objet d'une estimation précise et réalise qu'une estimation du potentiel ultime du BSOC n'est pas nécessaire au calcul de la prévision des ajouts aux réserves avec le modèle de Sproule. Cependant, l'Office est d'avis que pour mettre au point des prévisions de taux de découverte à plus long terme, il faut envisager l'éventail des estimations plausibles du potentiel ultime. L'Office doute que la formulation particulière utilisée dans l'étude corresponde à une estimation du potentiel ultime autour du niveau inférieur de l'éventail d'estimations suggéré par Sproule, qui s'établit à 240 10^{12} pi^3, à 20 % près.

La prévision par Sproule des ajouts aux réserves se fonde également en grande partie sur un modèle de l'activité de forage axée sur la découverte de gaz, qui établit un lien entre les recettes nettes de gaz

(prix du gaz moins moyenne des frais d'exploitation et de traitement et des redevances, par 10^3 pi^3 de gaz), le coût des ajouts annuels aux réserves de gaz (moyenne mobile sur quatre ans exprimée en $\$/10^3$ pi^3), les ventes annuelles de gaz, une mesure de la capacité de production par rapport aux besoins et le forage cumulatif. Dans l'élaboration de ce modèle, Sproule a mis à l'essai plusieurs variables différentes. Sproule a déclaré que les variables finalement retenues pour la détermination de l'équation sur l'activité de l'industrie correspondaient mieux au rendement historique que d'autres options de variables. Sproule estimait probable que les frais de forage, d'exploitation de puits et d'autres activités industrielles changent en fonction des prix du pétrole et du gaz. Par conséquent, dans la prévision des revenus nets du gaz et du coût des ajouts futurs aux réserves, deux des variables explicatives du modèle d'activités de forage, Sproule a mis au point des liens statistiques entre les frais des activités industrielles et un indice de prix du pétrole et du gaz.

L'Office a étudié avec beaucoup d'intérêt le modèle d'activité élaboré par Sproule et il est évident que l'on a procédé à une analyse très poussée pour mettre au point les liens statistiques qu'utilise ce modèle. L'Office trouve acceptable l'approche générale qu'a adoptée Sproule à l'égard de l'activité des projets, avec toutefois des réserves sur certains éléments du modèle d'activité. En se fondant sur son analyse du modèle d'activité de Sproule, il semble à l'Office que l'on ait choisi des caractéristiques donnant lieu à des niveaux d'activité et de capacité de production quelque peu supérieurs à ceux qui pourraient convenir à la période d'estimation, compte tenu des prévisions de prix et de demande retenues pour cette analyse.

L'opinion de l'Office à cet égard se fonde sur les facteurs suivants:

(i) l'épuisement des ressources pourrait exercer sur les coûts unitaires une influence plus marquée que celle prévue dans l'étude Sproule;

(ii) l'établissement d'un lien entre les coûts unitaires et les prix du pétrole et du gaz, comme dans l'étude Sproule, signifie que les coûts resteraient constants si les prix du pétrole et du gaz restent constants, alors qu'en fait les coûts pourraient continuer d'augmenter;

(iii) dans la mesure où l'avenir pourrait donner lieu à des forages d'exploration supérieurs et des activités de mise en valeur inférieures aux prévisions de Sproule, le coût prévu des ajouts aux réserves pourrait augmenter, et

(iv) la façon dont les variables explicatives dans les équations d'activité ont été choisies et leur application dans l'analyse subséquente.

Le niveau quelque peu supérieur d'activité au cours de la période de prévision semblerait se réaliser au détriment d'une baisse marquée d'activité par la suite.

TransCanada a affirmé que l'étude Sproule démontrait qu'il y aurait une capacité d'approvisionnement suffisante pour combler le niveau de demande présumé en gaz canadien au cours de la plus grande partie de la période de prévision. L'Office relève que les résultats de l'étude indiquent que la demande prévue pourrait sur-passer la capacité d'approvisionnement du BSOC vers la fin de la période de prévision. Toutefois, d'ici là, l'Office estime raisonnable d'anticiper l'arrivée d'une production d'autres sources, par exemple des réserves du delta du Mackenzie ou de sources non classiques comme le gaz d'une formation imperméable ou le méthane houiller, qui serait disponible aux prix présumés dans l'analyse.

TransCanada n'a pas abordé la capacité d'approvisionnement à partir du BSOC au-delà de la période examinée dans l'étude Sproule (c'est-à-dire après 2011). Cependant, il est évident d'après les tendances de la capacité de production que l'on devra se fier de plus en plus aux sources d'approvisionnement éloignées ou non classiques, ou encore que la capacité d'approvisionnement classique devra dépasser celle que suggère Sproule si l'on désire soutenir les niveaux de demande prévus dans l'étude. L'Office, bien que conscient de l'incertitude d'une prévision de l'approvisionnement dans un avenir éloigné, relève que TransCanada n'a pas traité pendant l'audience de la disponibilité de l'approvisionnement au-delà de la période à l'étude.

Malgré les préoccupations susmentionnées, la prévision dans l'étude Sproule de la capacité d'approvisionnement global pour le BSOC se situe parfaitement dans l'éventail que l'Office estime plausible, compte tenu de l'incertitude inhérente à plusieurs des postulats employés. L'Office encourage TransCanada à envisager les questions susmentionnées et, plus spécifiquement, à tenir compte du facteur d'incertitude inhérent à de nombreux paramètres d'analyse dans l'exécution de futures études du genre.

TransCanada a précisé, comme en convient l'Office, que le modèle de Sproule ne vise que l'approvisionnement en gaz et qu'il ne porte pas sur la mesure dans laquelle l'approvisionnement disponible sera effectivement acheminé par le réseau de TransCanada vers les marchés de l'Est canadien et du nord-est des États-Unis. L'Office est d'avis que TransCanada devrait s'efforcer de mieux intégrer ses études de la capacité d'approvisionnement global et de la demande du marché afin d'évaluer l'utilisation à plus long terme de sa capacité pipelinière totale, y compris l'expansion visée par la demande.

Finalement, l'Office est du même avis que les parties qui ont affirmé que les résiliations de contrat des producteurs de WGML ne modifiaient pas la disponibilité d'ensemble de l'approvisionnement du BSOC, en ce sens que les réserves ne cessent pas physiquement d'exister. Cependant, l'Office convient avec Union que des résiliations de contrat ou des réductions possibles de volume peuvent avoir un effet sur la mesure dans laquelle il existe un engagement contractuel de réserves auprès de WGML, qui approvisionne depuis longtemps une part considérable du marché de l'Est canadien par le réseau de TransCanada. Il est possible qu'une partie des réserves établies retirées de l'approvisionnement de WGML par des résiliations de contrat soit réacheminée vers d'autres marchés, par d'autres réseaux pipeliniers établis ou proposés. La mesure dans laquelle cette situation influencerait l'aptitude d'acheteurs des marchés desservis par le réseau de TransCanada à obtenir un autre approvisionnement garanti provenant du BSOC et l'utilisation de la capacité totale du pipeline dépendrait de la disponibilité d'un approvisionnement en gaz provenant d'ajouts aux réserves ou de réserves non engagées et de la compétitivité des revenus nets de ces marchés par rapport à ceux d'autres marchés non desservis par le réseau de TransCanada. En se fondant sur la preuve visant l'approvisionnement global présentée dans l'étude Sproule, la preuve sur le marché décrite au chapitre 20 des présents Motifs et les contrats liés spécifiquement à l'expansion proposée, l'Office juge que l'utilisation globale du réseau de TransCanada à plus long terme ne devrait pas subir d'effet négatif important découlant des résiliations de contrat de la part de producteurs de WGML.

En bref, l'Office estime qu'il y aura un approvisionnement en gaz naturel adéquat pour assurer une utilisation suffisante du réseau de TransCanada, y compris l'expansion proposée.

Chapitre 20
Besoins

20.1 Demande totale en gaz naturel au Québec, en Ontario et au Manitoba

Dans sa demande, TransCanada a présenté une prévision à long terme des besoins à long terme en gaz naturel du Québec, de l'Ontario et du Manitoba, sans tenir compte des restrictions de capacité des pipelines, jusqu'en 2005.

Dans sa prévision, TransCanada présumait que le prix mondial du pétrole resterait autour de 19,55 $ US le baril en 1990. De 1990 à 1995, TransCanada prévoyait une augmentation du prix réel du pétrole de 4,7 % par année, attribuable à un raffermissement de la demande mondiale et une cohésion accrue de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole. Selon TransCanada, après 1995, la stabilisation de l'offre et la demande ramènerait la croissance du prix mondial réel du pétrole à 1,8 % par année.

En ce qui a trait au prix du gaz naturel, TransCanada s'attend à la disparition en 1990 du surplus actuel de gaz, menant à une augmentation relative du prix du gaz par rapport à celui du pétrole. Après 1993, TransCanada présume que les prix du gaz naturel et du mazout lourd pour le marché industriel de l'Ontario augmenteraient parallèlement. Par conséquent, le prix industriel à la pointe du brûleur en Ontario deviendrait moins avantageux par rapport à celui du mazout lourd et de l'électricité, en restant toutefois concurrentiel. Au Québec, le gaz naturel coûte déjà plus cher que le mazout lourd et l'électricité dans le secteur industriel.

Selon TransCanada, malgré le maintien prévu de la compétitivité du gaz naturel, l'électrification des procédés industriels entraînerait une légère baisse de la part du marché revenant au gaz naturel dans le secteur industriel de l'Ontario. Pour le Québec, TransCanada était d'avis que la fin des programmes actuels de stimulants d'Hydro-Québec permettrait au gaz naturel de s'emparer du tiers du marché des chaudières et d'accroître sa part du secteur industriel dans cette province.

Le tableau 20-1 présente les prévisions par TransCanada des besoins d'utilisation ultime de gaz naturel pour l'Ontario et le Québec et des volumes en service garanti actuellement visés par des contrats avec des clients canadiens dans ces provinces.

Les volumes libres de contrats indiqués comprennent d'éventuelles ventes en service garanti et interruptible, et (ou) des importations qui seraient nécessaires pour répondre à la demande libre de restrictions prévue à la colonne 1.

TransCanada a également présenté deux prévisions de demande en gaz naturel pour le Manitoba, l'Ontario et le Québec, illustrant l'incidence sur la demande d'autres scénarios de croissance économique et d'efficacité énergétique. Dans la prévision à la hausse, les taux de croissance du parc domiciliaire et du produit intérieur réel («PIR») dépassaient d'un demi pour cent par année le taux du scénario de référence, avec une amélioration moitié moins élevée de l'efficacité énergétique. Dans la prévision à la baisse, les taux de croissance du parc domiciliaire et du PIR étaient inférieurs d'un demi pour cent par année aux taux du scénario de référence, avec une amélioration du double de l'efficacité énergétique. Le tableau 20-2 compare les prévisions à la hausse et à la baisse de TransCanada à son scénario de référence, pour certaines années.

Des intervenants ont interrogé TransCanada sur l'éventualité d'une concurrence entre le gaz naturel et le mazout lourd dans les marchés industriels du Québec et de l'Ontario. D'après TransCanada, la possibilité de conversion entre le pétrole et le gaz dans certains marchés industriels de l'Ontario, comme Sarnia, est restreinte par l'absence

d'infrastructure pour acheminer le mazout lourd à ces industries. Selon TransCanada, la possibilité de conversion est limitée au Québec par la réticence des raffineries à couper le prix du mazout lourd, car elles devraient alors également couper leur prix pour les clients qui n'ont pas accès à un gazoduc.

Tableau 20-1
Prévision des besoins par TransCanada Ontario et Québec
$10^6 m^3$ ($10^9 pi^3$)[1]

Année	Demande totale[2] Ont./Qué.	Approvisionnement provincial	Livraisons en SG Ont./Qué.	Besoins libres de contrats Ont./Qué.[3]
	(1)	(2)	(3)	(4)
1991[4]	29 880 (1055)	800 (28)	27 870 (983)	1 210 (43)
1992	30 984 (1094)	800 (28)	27 870 (983)	2 314 (82)
1995	33 564 (1185)	800 (28)	27 870 (983)	4 894 (173)
2000	36 551 (1290)	800 (28)	27 870 (983)	7 881 (278)

Source: Pièce B-1, onglet "Besoins", sous-onglet 2, tableau 7

1. 1 mètre cube=35,3 pieds cubes.
2. Comprend utilisation aux fins de la distribution et demande en utilisation finale.
3. Colonne (1) moins colonnes (2) et (3)
4. Année débutant le 1 novembre.

Tableau 20-2
Comparaison des trois prévisions par TransCanada de la demande canadienne en utilisation finale

Demande totale pour le Manitoba, l'Ontario et le Québec

PJ ($10^9 pi^3$)[1]

Année	Baisse	Référence	Hausse
1991	1 121,5 (1065)	1 154,3 (1097)	1 184,8 (1126)
1992	1 140,0 (1083)	1 180,6 (1121)	1 224,7 (1163)
1995	1 213,1 (1152)	1 279,4 (1215)	1 370,2 (1302)
2000	1 302,6 (1237)	1 417,1 (1346)	1 598,0 (1518)
2005	1 368,2 (1300)	1 539,6 (1463)	1 835,6 (1744)

1. 1PJ=0,95 $10^9 pi^3$

Des intervenants ont également interrogé TransCanada à propos de l'incidence sur la demande ontarienne en gaz naturel d'une hausse de 0,10 $ par GJ (plus tard révisée à 0,09 $ par GJ) des droits de transport. En supposant que les droits feraient augmenter le prix à la livraison du gaz naturel par rapport au scénario de référence, TransCanada a estimé que de tels droits auraient une incidence négligeable sur la demande en gaz naturel. TransCanada était d'avis

que le risque posé par des changements dans les droits était mineur par rapport à celui de changements dans la croissance économique, les prix des carburants et leur disponibilité.

En réponse à une demande de renseignements de l'Office, TransCanada a traité de l'influence d'un ralentissement économique sur ses prévisions de charge et ses besoins de capacité pour le service canadien. TransCanada en est arrivé à la conclusion qu'une éventuelle baisse de la demande libre de contrats (voir tableau 20-1) découlant d'un ralentissement économique ferait passer les niveaux pour 1991 de 1 206 à 800 10^6 m^3. TransCanada en a donc conclu qu'il pourrait tout de même demeurer une demande canadienne insatisfaite en gaz naturel après l'expansion proposée.

Sur le plan de la concurrence que représentent des importations de gaz naturel pour le marché de TransCanada dans l'Est canadien, la CCPA a avancé que les importations de gaz naturel américain dans l'Est canadien sont peu susceptibles d'augmenter à court terme, à cause de la capacité limitée des pipelines d'importation. La CCPA a de plus souligné que toute hausse des importations desservirait probablement une croissance intérieure supplémentaire, sans remplacer des volumes liés à cette expansion de capacité. Union a convenu que TransCanada a présenté une prévision raisonnable des besoins intérieurs, même si les importations devaient augmenter. GMi a soutenu qu'il est essentiel que le gaz naturel canadien et son transport restent concurrentiels dans le contexte du marché nord-américain, pour éviter que son marché ne soit menacé par des approvisionnements de gaz d'origine américaine à prix concurrentiel dont les importations augmenteraient.

Opinion de l'Office

Depuis que TransCanada a présenté sa prévision de la demande intérieure en gaz naturel, plusieurs des présomptions sur lesquelles repose cette prévision ont connu des changements importants. Le prix du pétrole a grimpé rapidement à la fin de 1990, avant de revenir se stabiliser autour de 25 à 27 $ US par baril en fin d'année, et la croissance économique s'est détériorée plus rapidement que prévu. Dans son estimation de la demande intérieure en gaz naturel, TransCanada a évalué l'incidence de différents scénarios de croissance économique et d'efficacité. Avec l'éventail présenté de présomptions et de résultats plausibles, l'Office estime que TransCanada a effectué une évaluation raisonnable des besoins intérieurs en gaz naturel.

Les prévisions et les variables de TransCanada, notamment l'incidence d'une croissance économique plus faible à court terme, suggèrent que la demande intérieure pourrait surpasser à moyen terme ce que permettrait l'expansion actuelle de capacité et que si le gaz naturel reste concurrentiel, ces besoins rendraient nécessaire à long terme la capacité proposée pour fin de desservir le marché intérieur.

L'Office encourage TransCanada à continuer d'étudier un éventail plausible de scénarios et de prévisions afin d'évaluer les besoins intérieurs à long terme en gaz naturel. Il s'agit d'un processus constant, qui exige du temps et des ressources, mais l'Office est d'avis que de telles évaluations jouent un rôle crucial dans la compréhension des marchés à long terme et de leur incidence sur la capacité en pipelines, compte tenu de la complexité croissante de la demande et des marchés énergétiques.

En bref, l'Office trouve raisonnable l'évaluation par TransCanada des besoins intérieurs à long terme et convient du fait que des importations de gaz naturel américain ne devraient pas représenter un risque majeur pour l'utilisation de la capacité proposée destinée au marché intérieur.

20.2 Demande totale en gaz naturel dans le Nord-est américain

La demande de TransCanada repose sur une expansion en vue de desservir principalement le marché du gaz du Nord-Est américain. La preuve déposée lors de la présente audience illustre les divergences d'opinions parmi les spécialistes, en particulier sur la vigueur et la stabilité de ce marché à long terme. On a présenté deux études importantes sur ce marché américain, soit Prospective U.S. Natural Gas Market (Update), préparée par Foster Associates, Inc. («Foster») pour TransCanada, et The U.S. Northeast Demand for Canadian Natural Gas, préparée par Jensen Associates, Inc. («Jensen») pour Consumers'.

Parmi les principales préoccupations des intervenants sur le potentiel d'une pénétration accrue du gaz naturel dans le marché du Nord-Est américain et le rôle des approvisionnements canadiens, on relevait l'envergure du marché, le risque pour l'utilisation du gaz naturel dans le secteur de la production d'électricité, la compétitivité relative du gaz naturel canadien sur ce marché et les incitatifs économiques poussant les expéditeurs à respecter leurs contrats.

L'étude Foster présentait une version élargie et mise à jour d'une étude antérieure préparée pour TransCanada en vue de l'audience GH-1-89. La projection de la demande en gaz naturel faisait état d'une augmentation dans tous les secteurs du marché du Nord-Est américain. On prévoit que la demande totale en gaz sur le marché du Nord-Est passerait de 2 225 10^9pi^3 en 1988 à 3 042 10^9pi^3 en 2010, une hausse de 817 10^9pi^3) (voir Tableau 20-3).

La prévision de l'étude Foster reposait sur les postulats suivants : le prix du pétrole (coût d'acquisition des raffineurs («CAR»)) atteindrait 36 $ US le baril (dollars de 1989) en 2010; le prix d'équilibre du gaz naturel en tête de puits passerait à 3,31 $ en 2000 et 4,11 $ en 2010, en dollars US de 1989 par 10^6 BTU; et le Nord-Est américain connaîtrait une croissance économique moyenne de 2,0 à 2,5 % par année au cours de la période.

Dans l'étude Foster, la croissance prévue du marché du gaz dans le Nord-Est tient compte du potentiel de conversion que présente la clientèle actuelle du mazout dans tous les secteurs (à cause de la faible pénétration du gaz dans le marché du chauffage, d'une utilisation accrue du gaz dans la production d'électricité à cause de son prix concurrentiel, de la faible part actuelle du marché et de la montée des préoccupations environnementales.

On prévoit dans cette étude que les approvisionnements en gaz naturel de sources classiques des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), estimés à 16,7 10^{12} pi^3 en 1988, tomberaient à 14,3 10^{12} pi^3 en 2010. Les principales baisses de capacité de production devraient se produire dans les régions du sud de la Louisiane et du Texas le long de la côte du golfe, les principales régions productrices qui approvisionnent actuellement le marché du Nord-Est. Par conséquent, le total des besoins complémentaires en gaz du Nord-Est devrait passer du niveau actuel de 0,1 10^{12} pi^3 à 1,3 10^{12} pi^3 en 2010. Dans l'étude Foster, on reconnait que le gaz canadien devra concurrencer d'autres sources d'approvisionnement afin d'obtenir sa part de cet éventuel marché. TransCanada estime que le gaz canadien détient un avantage concurrentiel par rapport à celui d'autres sources, à cause de ses frais de transport relativement moins élevés que ceux du GNL, d'une confiance relative du marché envers la fiabilité des approvisionnements canadiens, d'un désir de diversifier les sources d'approvisionnement, du niveau connu des réserves prouvées et des ressources potentielles du Canada et du coût relativement moins élevé de mise en valeur des ressources canadiennes.

Dans la prévision réalisée par Jensen pour Consumers', le prix du pétrole (CAR) atteignait 24,46 $ US le baril (dollars de 1989) en 2005. La même année, le prix moyen du gaz naturel en tête de puits s'établirait à 3,65 $ par 10^6 BTU, en dollars US de 1989. L'étude Jensen présume pour le Nord-Est une croissance économique de 2,6 % de 1990 à 1995 et de 2,3 % de 1995 à 2005).

D'après l'étude Jensen, la demande en gaz naturel devrait augmenter de 164 10^9 pi^3 par rapport au niveau de 1988, pour atteindre 2 336 10^9 pi^3 en 1995 et redescendre à 2 304 10^9 pi^3 en 2005, à cause d'une baisse des besoins résidentiels. La croissance de la demande en gaz naturel dans le Nord-Est américain serait la plus marquée dans le secteur de la production d'électricité. En l'an 2000, on projette que la demande en gaz atteindrait 399 10^9 pi^3 dans le

secteur de la production d'électricité. L'étude Jensen indique une possibilité d'augmentation, décrite comme plus théorique, qui ajouterait encore 260 10^9 pi^3 à la projection pour le secteur de la production d'électricité d'ici l'an 2000, ce qui porterait la demande total pour le Nord-Est à 2 593 10^9 pi^3. Jensen a reconnu en contre-interrogatoire qu'il est probable que la prévision de demande de son scénario de référence puisse être surpassée.

Tableau 20-3
Comparaison des prévisions de production des États-Unis continentaux (sauf l'Alaska), de la demande en gaz du Nord-Est américain et des prix du pétrole et du gaz

	É.-U. continentaux (sauf l'Alaska) Production (10^{12}pi^3)		Demande en gaz du Nord-Est (10^9pi^3)		Prix du pétrole (CAR) ($ US 1989/baril)		Prix U.S. du gaz en tête de puits ($US 1989/$10^6$ BTU)	
	Foster	**Jensen**	**Foster**	**Jensen**	**Foster**	**Jensen**	**Foster**	**Jensen**
1995	16,9	14,2	2584	2336	25,00	19,65	2,50	2,63
2000	16,0	14,2	2809	2333	30,00	22,89	3,31	3,24
2005	15,1	14,1	2966	2304	33,00	24,46	3,55	3,65
2010	14,3	s/o	3042	s/o	36,00	s/o	4,11	s/o

Sources: 1. Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 58 de l'ONE, tableaux 58-D, 58-F, 58-K.
2. Jensen Associates, Inc. The U.S. Northeast Demand for Canadian Natural Gas, tableaux I-A-1, I-A-2, II-B-3.

Dans le rapport Jensen, on relevait les motifs suivants favorisant l'achat de gaz canadien dans le Nord-Est américain: désir d'obtenir des approvisionnements à long terme avec dispositions spécifiques d'augmentation, concurrence accrue et diversification de l'approvisionnement. Afin d'évaluer la compétitivité des approvisionnements canadiens, Jensen a analysé des contrats de gaz d'ANE et de Boundary, pour en conclure que le prix du gaz canadien livré avec un facteur de charge de 100 % au Nord-Est serait plus dispendieux que le gaz américain pendant les premières années de la prévision. Avec un facteur de charge moins élevé, le gaz canadien serait encore plus désavantagé sur le plan des prix et ce, pour une période plus longue. Cependant, Jensen estime que le gaz canadien détiendra un avantage marginal sur le plan du coût par rapport aux approvisionnements américains, tant qu'existera l'obligation de payer la composante-demande.

Dans l'étude réalisée par Jensen, l'une des conclusions importantes est que l'augmentation de la demande pour le gaz canadien dans le Nord-Est, au niveau de la projection de TransCanada, remplacerait un volume considérable de production américaine des Appalaches et de la côte du golfe. Consumers' accorde une importance particulière à cette substitution pressentie dans l'étude Jensen, car elle craint que la substitution ne rende le marché du Nord-Est américain très concurrentiel, en particulier avec une concurrence accrue entre fournisseurs de gaz. Consumers' se préoccupait également de certains risques que pourrait entraîner pour la prise du gaz canadien un facteur de charge moins élevé que celui prévu par TransCanada, notamment l'application de frais d'approvisionnement en gaz aux É.U., des changements dans la structure des tarifs de transport, l'effet des modalités contractuelles d'arbitrage et de chocs pétroliers, l'alignement plus rapide que prévu du prix du gaz d'approvisionnement de réseau avec celui du marché, un coût de production du gaz américain moins élevé que présumé par rapport au gaz canadien et des prises de gaz moins importantes que prévues de la part des producteurs d'électricité indépendants ou autres que les services publics. Consumers' a également discuté plus en détail des risques présentés par le fait qu'une part importante de la demande projetée dépend du secteur de la production d'électricité. Ses arguments étaient qu'il est extrêmement difficile de quantifier le potentiel de ce marché, en particulier au niveau des besoins des producteurs d'électricité indépendants et

autres que les services publics, que la viabilité économique des projets de production d'électricité sera affectée par le caractère très concurrentiel de ce secteur et que des changements mineurs dans les projections de demande en électricité auraient une grande incidence sur la demande en gaz naturel. C'est l'incertitude inhérente au secteur de production d'électricité qui a mené Jensen à effectuer une distinction entre une demande de référence et un scénario plus spéculatif d'augmentation possible dans le secteur de l'électricité. L'étude Jensen conclut son évaluation des risques de la demande américaine en gaz canadien en indiquant que puisque le gaz canadien détiendra un avantage marginal sur le plan du coût par rapport aux approvisionnements américains, il sera pris à un niveau de charge élevé.

Malgré cette conclusion, Consumers était d'avis que la prévision Foster de la demande en gaz du Nord-Est était trop optimiste. Consumers a soutenu que la prévision du prix du gaz par Foster était proportionnellement beaucoup trop basse par rapport au prix élevé du pétrole présumé dans son étude, ce qui avait mené Foster à surestimer la compétitivité du gaz. De plus, Consumers' a avancé que la demande dans le secteur résidentiel était exagérée, à cause de mauvaises présomptions sur la croissance du parc domiciliaire. GMi croyait également que la projection de Foster pouvait surestimer la demande en gaz dans le Nord-Est américain, en particulier dans les secteurs du parc domiciliaire et de la production d'électricité, ou l'on partait de postulats optimistes. GMi estimait qu'il existe une possibilité réelle qu'une demande plus faible dans le Nord-Est américain, conjuguée à des approvisionnements plus élevés en gaz américain, ne mène à une situation où le gaz canadien devrait concurrencer les approvisionnements américains pour s'y substituer.

TransCanada a mis en doute plusieurs éléments de l'étude Jensen. Ainsi, TransCanada a déclaré que la substitution de gaz américain par du gaz canadien sur le marché du Nord-est ne pourrait pas s'appliquer si le gaz américain à être remplacé n'était pas disponible. Sur ce plan, TransCanada a avancé que Jensen prévoyait une baisse du niveau de production de gaz américain de sources classiques et qu'il reconnaissait la validité des facteurs motivant les SDL à acheter du gaz canadien. TransCanada a soutenu que l'avantage concurrentiel du prix du mazout par rapport à celui du gaz dans l'étude Jensen n'était pas réaliste et que cette étude sous-estimait la croissance du marché dans le Nord-Est.

Il existe une importante divergence entre les estimations par Foster et Jensen des besoins en gaz du secteur de la production d'électricité. Dans l'étude Foster, la croissance des besoins en gaz pour la production d'électricité devrait s'établir à une moyenne de 5,9 % par année, pour passer de 230 10^{12} BTU en 1988 à 606 10^{12} BTU en 2005. De son côté, Jensen évalue ces besoins à 406 10^{12} BTU en 2005, avec une croissance annuelle moyenne de 3,4 %. TransCanada a par ailleurs signalé que le North American Electric Reliability Council prévoit une croissance de la production d'électricité de l'ordre de 2 % par année de 1989 à 1998 dans la région du Nord-Est, croissance dont une proportion importante viendrait de centrales alimentées au gaz.

À l'audience, l'on a comparé les prévisions de Foster et Jensen à celles de divers organismes gouvernementaux (voir le tableau 20-4), ce qui a révélé que celles de Jensen et du Gas Research Institute («GRI») étaient semblables, l'Energy Information Administration des É.-U. («EIA») prévoyant très peu de croissance dans cette région. La projection de Foster, en revanche, montre que le gaz est appelé à prendre une plus grosse part du marché d'ici quinze ans.

Les différences principales entre ces prévisions, au niveau des secteurs, se situent dans les secteurs industriel, résidentiel et de production d'électricité. La prévision de Foster montre que la consommation résidentielle de gaz devrait continuer de croître et atteindre en 2005 18 % de plus qu'en 1987. D'autre part, Jensen estime que la part du gaz naturel dans le secteur résidentiel augmentera a moyen terme, mais qu'elle baissera à 8 % de plus qu'en 1987 lorsque se feront sentir les résultats de l'accroissement du rendement du matériel énergétique. Les projections GRI et EIA montrent aussi une faible hausse de consommation résidentielle, à peu près la même que celle prévue par Jensen.

Il est difficile de comparer la demande industrielle et celle de la production d'électricité parce que tous les organismes ne font pas appel aux mêmes conventions de comptabilisation de la production non destinée aux services publics. Les études Foster et Jensen offrent essentiellement les mêmes prévisions de production autre que pour les services publics: la demande de gaz passerait à moins de 150 10^9pi^3 d'ici 2000. La prévision Foster montre que la consommation industrielle augmenterait de presque 40 % d'ici l'an 2000, alors que Jensen s'attend à une hausse de seulement 25 % par rapport à 1987.

L'une des plus grandes différences entre prévisions se situe dans le secteur des services publics d'électricité. Foster s'attend à une demande de presque 470 10^9pi^3 d'ici 2000 alors que Jensen et GRI prévoient environ 275 10^9pi^3 et EIA un peu plus, 357 10^9pi^3. Tel que dit plus haut, cependant, Jensen estime qu'il existe dans ce secteur un risque associé au scénario positif, qui, s'il se concrétise, pourrait ajouter 260 10^9pi^3 à la demande autre que pour les services publics et pour la production d'électricité, d'ici 2000. Cette augmentation rétablirait l'équivalence entre les prévisions Foster et Jensen, les différences persistant pour ce qui est du secteur résidentiel et du secteur industriel.

L'ANE a soutenu que des conclusions tirées d'analyses de toute la zone du Nord-Est ne sont pas représentatives de la situation particulière à sa zone de service. L'ANE a déclaré que ses zones de service représentent un marché en croissance pour le gaz naturel, caractérisé par une forte dépendance à l'endroit du pétrole importé, un faible taux de pénétration du gaz naturel, une capacité pipelinière limitée, des besoins croissants en électricité et des restrictions environnementales accrues touchant l'utilisation du pétrole et du charbon. L'ANE est d'avis qu'il faudra un approvisionnement supplémentaire en gaz afin de répondre à l'expansion des besoins du marché et à la demande intérieure. Elle croit que s'il survient une substitution quelconque dans ses zones de service, il est plus probable qu'elle touche le pétrole importé, car dans tous les secteurs des zones de service de l'ANE, la part du pétrole dans le total des besoins énergétiques est, notablement plus élevée que dans le reste de É.-U. Selon l'ANE, les besoins en gaz pour la production d'électricité devraient monter en flèche, car la réglementation environnementale et la disponibilité des approvisionnements et de la capacité pipelinière devraient favoriser les ventes de gaz dans le secteur de la production d'électricité de ses zones de service. L'ANE a également manifesté son désaccord sur l'évaluation de ses contrats et l'évaluation du risque dans l'étude Jensen. Les dispositions de détermination des prix dans les contrats de l'ANE intègrent des facteurs de rajustement en fonction de la nature saisonnière des carburants concurrents sur le marché. Selon l'ANE, l'analyse de Jensen a mal interprété la nature du mécanisme de détermination des prix des contrats de l'ANE, pour asseoir ses conclusions sur un prix annuel moyen présumé qui n'est pas indicatif de la compétitivité de ses approvisionnements. L'ANE a également contesté l'affirmation de l'étude Jensen à l'effet que la plus grande partie de l'électricité des producteurs autres que les services publics est en exploitation obligatoire et que l'ANE courrait un risque important si cette capacité pouvait être répartie. L'ANE a indiqué que la plupart des grands projets de cogénération alimentés au gaz dans la zone de marché de l'ANE ont une production qui peut être répartie. Finalement, l'ANE a soutenu que la structure de ses arrangements comporte plusieurs paliers de garantie financière appuyant ses engagements à long terme auprès de TransCanada.

Tableau 20-4
Comparaison des prévisions de la demande en gaz du Nord-Est américain
($10^9 pi^3$)

	Foster	GRI	EIA	Jensen[1]
1988	2225	2225	2225	2225
1990	2317	2246	S/O	2218
1995	2584	2226	2310	2393
2000	2810	2332	2298	2390

Source: Pièce D-19-28, page 13.

1. Pour Jensen, les niveaux varient de ceux du tableau 20-3 à cause de l'ajout du combustible des installations d'exploitation et des pipelines.

Union a décrit l'expansion proposée comme un projet exposé à un risque considérable de sous-utilisation, à cause de la compétitivité du marché du Nord-Est. Union a indiqué que la demande future en gaz naturel dépendait de la mise en oeuvre d'une capacité de production d'électricité alimentée au gaz, ainsi que de la mesure dans laquelle le gaz remplacerait le pétrole. La société a également évoqué la possibilité que la nouvelle capacité pipelinière transforme la structure du marché, et que dans la perspective d'une nouvelle optimisation du marché nord-américain (selon laquelle des ajustements structurels auraient lieu afin de réduire au minimum les coûts des consommateurs ou de maximiser les rentrées nettes des producteurs), il est probable que le gaz canadien irait en Californie et dans les états du Midwest et du Nord-Ouest américain, alors que ceux du Nord-Est seraient généralement desservis par des approvisionnements américains.

Enserch et l'ASPIC ont convenu de la preuve présentée par le comité sur le marché du Nord-Est de Consumers', à l'effet que les projections de demande présentées dans l'étude Jensen seraient probablement dépassées, que le gaz canadien détiendrait un avantage marginal de coût par rapport aux approvisionnements américains et que la prise s'effectuerait avec un facteur de charge élevé.

TransCanada a avancé que son expansion proposée présente un faible potentiel de sous-utilisation. Elle a indiqué que des dispositions de détermination des prix sensibles au marché, avec des mécanismes de renégociation et d'arbitrage dans les contrats de vente de gaz, atténueront la pression concurrentielle que créerait une demande en gaz plus faible que prévu dans le Nord-Est. Les préoccupations d'acheteurs américains à propos de la non-disponibilité d'approvisionnements à long terme de source américaine favorisent le désir des parties de conclure des contrats d'achat de gaz et réduisent la possibilité d'une baisse de la part du gaz canadien dans le marché du Nord-Est. TransCanada a soutenu que son expansion proposée vers le Nord-Est américain est avantageuse sur le plan des frais de transport par rapport aux autres options plus impressionnantes dont il est question pour le transport du gaz canadien. De plus, l'existence de contrats d'achat et de transport de gaz témoigne de la préférence du marché pour cette option. TransCanada croit également que l'obligation de payer la composante-demande représente un incitatif économique important poussant les expéditeurs à continuer d'utiliser son réseau pour la durée des contrats de transport. TransCanada a soutenu qu'il fallait évaluer les risques liés au marché de la cogénération dans leur perspective propre, en soulignant que ce marché représentait 27 % des volumes destinés au Nord-Est américain visés par la présente demande et que chacun des projets était d'envergure relativement faible. TransCanada est d'avis que même si certains projets échouaient, la forte croissance de la demande dans son marché représente un facteur important d'atténuation du risque à long terme d'une expansion. Consumers' a pressé l'Office de ne pas présumer que si certains projets

n’arrivaient pas à terme, la demande pour le gaz canadien serait telle que d’autres projets seraient toujours en attente pour acquérir la capacité libérée.

L’Office a demandé à TransCanada d’évaluer l’incidence à court terme d’une éventuelle baisse marquée de l’activité économique sur la demande et le débit du gaz naturel. D’après TransCanada, l’économie américaine traverse un ralentissement qui devrait se poursuivre assez longtemps en 1991. En tenant compte de la forte demande en gaz en 1989, de la hausse du prix mondial du pétrole qui se manifeste depuis le milieu de 1990 et de la reprise économique prévue pour la fin de 1991, TransCanada trouve raisonnable la projection actuelle de la demande en gaz de 1990 à 1995 figurant dans l’étude Foster. La consommation de 1991 devrait correspondre à peu près à celle de 1990. Tous les exportateurs visés par la présente demande d’installations ont indiqué que la situation actuelle n’avait pas modifié leurs prévisions de façon importante.

Opinion de l’Office

Après analyse de la preuve présentée en audience sur l’utilisation prévue du gaz naturel dans le Nord-Est américain, l’Office est d’avis que cette région offre un marché à long terme pour le gaz naturel. Les deux projections présentent des vues divergentes des volumes ou de la croissance du marché à long terme. L’Office convient du fait qu’il s’agit d’un marché très concurrentiel, car sa croissance dépend de la conversion résidentielle, d’une utilisation accrue du gaz dans le secteur de la production d’électricité et du maintien d’une situation concurrentielle par rapport aux autres carburants et aux autres sources de gaz naturel. L’incertitude sur l’envergure du marché augmente avec les années.

Bien que certaines prévisions de la demande de gaz du Nord-est dépassent celles de Foster pour 2000 et par la suite, et que plusieurs soient légèrement inférieures à celles de Jensen pour la même période, l’Office convient avec Consumers que le risque de ces demandes inférieures est associé au scénario positif et que la demande pourrait fort bien être plus forte que celle prévue par Jensen. D’autre part, cette demande pourrait être comblée de diverses sources, y compris le Canada. Des volumes visés par l’expansion (Partie III de l’audience), environ 70 % sont destinés à l’alimentation de réseaux locaux américains, le reste allant à la cogénération. Les distributeurs locaux utiliseront du gaz canadien s’il concurrence avantageusement parmi leurs sources, ce qui réduit la possibilité que la demande ne se matérialise que dans certains secteurs de la région. Les volumes destinés à la cogénération font l’objet de risques associés aux projets individuels et doivent concurrencer tous les volumes de gaz de ce marché compétition.

Cependant, il y a des contrats signés et des accords commerciaux qui indiquent un marché pour le gaz et un rôle pour des approvisionnements canadiens à tout le moins pour les périodes visées par les contrats soutenant la demande d’expansion, généralement de l’ordre de 15 ans. La preuve soumise à l’audience laisse croire à l’Office que le gaz canadien pourrait rester concurrentiel sur le marché de Nord-Est au-delà de la période initiale des contrats, en utilisant les installations à l’étude.

20.3 Services de transport particuliers

À l’appui de la conception de ses installations, TransCanada a fourni des prévisions de la demande quotidienne maximale en hiver et des besoins annuels de livraison, pour les années contractuelles commençant le 1er novembre 1989, 1990, 1991 et 1992, ainsi que des estimations des livraisons annuelles par le réseau à ses clients jusqu’en 2001. Le tableau 20-5 présente la prévision des besoins contractuels de service pour les années contractuelles commençant le 1er novembre 1989, 1990, 1991 et 1992.

TransCanada a indiqué que sa demande modifiée visant des installations était conçue en vue d'offrir un service de transport et de vente au pays et à l'exportation qui accommoderait les besoins prévus énoncés dans sa demande. Les besoins prévus englobent les marchés intérieurs et extérieurs établis, en tenant compte de leur croissance, ainsi que les nouveaux projets à l'exportation. La hausse de la demande est presqu'entièrement attribuable à l'inclusion de la croissance des marchés d'exportation du nord-est des États-Unis.

Tableau 20-5
Livraisons annuelles en SG prévues par TransCanada1

Année contractuelle	Marché intérieur[1]		Exportations		Total		Augmentation par rapport à l'année précédente
	10^9m^3	10^9m^3	10^9m^3	10^9m^3	10^9m^3	10^9m^3	(%)
1989-1990	30,1	1 062	12,4	438	42,5	1 500	S/O
1990-1991	30,8	1 087	19,6	692	50,4	1 779	18,6
1991-1992	32,0	1 130	26,9	949	58,9	2 079	16,9
1992-1993	32,0	1 130	27,9	985	59,9	2 115	1,7

Source: Pièce B-1, Onglet "Besoins", tableau 1 révisé en mars 1990.

1. Comprend volumes relatifs au STS et aux échanges.

TransCanada a précisé que sa prévision des livraisons au pays et à l'exportation, énoncée dans les tableaux de besoins de sa demande, se fonde sur des contrats établis et des discussions avec des expéditeurs actuels et éventuels.

La première section sur le marché canadien traite de la prévision par TransCanada des besoins en service garanti. La section sur les marchés d'exportation traite de projets définis présentés à l'appui des installations proposées.

20.3.1 Marchés canadiens desservis par contrat de service garanti

La conception des installations proposées vise notamment à accommoder des facteurs de charge accrus à l'intention de certains clients intérieurs établis et des services supplémentaires à l'intention de plusieurs clients intérieurs établis et nouveaux.

Les besoins intérieurs supplémentaires globaux associés à la demande constituaient les besoins les plus assurés du réseau. Ces derniers, sur lesquels reposent les installations déjà approuvées par suite de la demande déposée par TransCanada relativement à des installations partielles, est décrite en détail dans Besoins du réseau, chapitre 2 du volume 2 des Motifs de décision. Pour faciliter la lecture, le tableau 20-6 donne un résumé des besoins canadiens supplémentaires et la liste modifiée des volumes de service garanti pour exportation, les deux se rapportant à la demande portant sur les installations.

20.3.2 Marchés d'exportation

La prévision par TransCanada des besoins à l'exportation pour 1991-1992 comprend les catégories suivantes:

- le service actuel d'exportation vers des marchés établis, avec certains rajustements, pour une livraison maximale d'hiver d'environ 68,873 $10^6m^3/j$ (2 432 $10^9pi^3/j$);

- de nouveaux services à l'égard des douze demandes de licence d'exportation produites lors de la présente audience, visant une livraison maximale d'hiver de 7,234 $10^6 m^3/j$ (255,4 $10^9 pi^3/j$);
- un nouveau service pour les projets de l'ANE et de Shell Granite State, qui détenaient déjà des licences, pour une livraison maximale d'hiver de 9,127 $10^6 m^3/j$ (322,1 $10^6 pi^3/j$), et
- un nouveau service pour FSC Plattsburgh et Power City Partners en remplacement d'une capacité cédée à CanStates, pour une livraison maximale d'hiver d'environ 1,372 $10^6 m^3/j$ (48,4 $10^6 pi^3/j$).

20.3.2.1 Services d'exportation actuels

La prévision par TransCanada des besoins à l'exportation pour 1991-92 comprenait des livraisons à l'exportation estimées à 68,873 $10^6 m^3/j$ (2 432 $10^6 pi^3/j$), à l'égard des services à l'exportation déjà en place ou devant l'être avant novembre 1992 en vertu de contrats d'exportation établis à long terme. Cette prévision tient compte de rajustements en fonction de fluctuations des facteurs de charge, de suppressions de service établi, d'augmentations de service en vertu de contrats établis, de réversions et de modifications contractuelles.

Les besoins à l'exportation du scénario de référence de TransCanada comprenaient des services d'exportation déjà examinés par l'Office lors de l'audience GH-1-89, avec le début des livraisons prévu pour l'année contractuelle 19901991.

20.3.2.2 Nouveaux services demandés en vertu de la partie VI dans la présente audience

La prévision des besoins pour 1991-1992 comprenait également des services de transport à l'égard de douze licences d'exportation à l'étude lors de la présente audience. Ces nouveaux services garantis, qui représentent un total de 7,234 $10^6 m^3/j$ (255,4 $10^6 pi^3/j$), figurent également au tableau 20-6 et sont abordés aux chapitres 3 à 17.

20.3.2.3 Nouveaux services à l'égard de projets déjà visés par une licence

Dans la prévision de ses besoins pour 1991-1992, TransCanada a inclus de nouveaux services d'exportation pour l'ANE et Shell Canada/Granite State, pour l'exportation à Iroquois (Ontario) de 9,127 $10^6 m^3/j$ (322,1 $10^6 pi^3/j$), volumes visés par des autorisations d'exportation à long terme en vertu d'audiences antérieures de l'Office et figurant au tableau 20-6.

Tableau 20-6
Nouveaux services garantis liés à la demande présentée par TransCanada en décembre 1989

Expéditeur/acheteur	Zone de livraison	Début	$10^6 m^3/j$	$10^6 pi^3/j$
Intérieur				
Simplot Chemical	Manitoba	Nov. 91	0,070	2,5
Union	Centre	Nov. 91	1,320	46,7
Gaz Métropolitain	Est	Nov. 91	1,530	54,0
ICG Ontario	STS-Est	Nov. 91	0,300	10,6
Gaz Métropolitain	STS-Est	Nov. 91	0,680	24,0
	Total Intérieur*		**2,920**	**103,2**
Exportation				
@ Emerson (Manitoba)				
Kamine Besicorp South Glen Falls**		Nov. 91	0,402	14,2
@ Niagara (Ontario)				
WGML/Elizabethtown**		Nov. 91	0,283	10,0
CanOxy/Long Island Cogen**		Nov. 91	0,460	16,3
Total partiel exp. Niagara			0,743	26,3
@ Chippawa (Ontario) (Empire State)				
Kamine Besicorp Carthage/Carthage Cogen**		Nov. 91	0,402	14,2
Ecogen Four Partners/American Brass**		Nov. 91	0,425	15,0
Indeck/Corinth Cogen**		Nov. 91	0,496	17,5
Fulton/Nestlé-Fulton Cogen**		Nov. 91	0,354	12,5
Total partiel exp. Chippawa			1,677	59,2
@ Iroquois (Ontario)				
AEC/Alberta Northeast		Nov. 91	0,399	14,1
ATCOR/Alberta Northeast		Nov. 91	0,790	27,9
ProGas/Alberta Northeast		Nov. 91	1,399	49,4
WGML/Alberta Northeast		Nov. 91	5,547	195,7
JMC Selkirk/Selkirk Cogen**		Nov. 91	0,652	23,0
Brymore/Pawtucket Cogen**		Nov. 91	0,360	12,7
ProGas/MASSPOWER**		Nov. 91	0,708	25,0
Shell Canada/Granite State		Nov. 91	0,992	35,0
Esso Resources/Boston Gas**		Nov. 91	0,992	35,0
New England Power/New England Power**		Nov. 91	1,700	60,0
Total partiel exp. 1991 Iroquois			13,539	477,8
@ Iroquois (Ontario)				
AEC/Alberta Northeast		Nov. 92	0,134	4,7
ATCOR/Alberta Northeast		Nov. 92	0,267	9,4
ProGas/Alberta Northeast		Nov. 92	0,471	16,6
WGML/Alberta Northeast		Nov. 92	1,963	69,3
Total partiel exp. 1992 Iroquois			2,835	100,0
@ Cornwall (Ontario)				
Power City Partners		Nov. 92	0,567	20,0
@ Napierville (Québec)				
FSC Resources		Nov. 92	0,805	28,4
Total à l'exportation		**Nov. 91**	**16,361**	**577,5**
		Nov. 92	**4,207**	**148,4**
			20,568	**725,9**
Total intérieur et exportation*		**Nov. 91**	**19,281**	**680,7**
		Nov. 92	**4,207**	**148,4**
			23,488	**829,1**

* Le total intérieur ne comprend pas le STS.

** Ces services proposés de transport sont également visés par des demandes de licence d'exportation à l'étude dans le cadre de l'audience GH-5-89.

20.3.2.4 Nouveaux services pour FSC - Plattsburgh et Power City Partners

FSC - Plattsburgh

TransCanada a inclus 805 $10^3m^3/j$ (28,4 $10^6pi^3/j$) d'exportations destinées à FSC Resources à Napierville (Québec), en compensation d'une capacité approuvée pour FSC à l'audience GH-1-89, que FSC a cédée à la liste d'attente accompagnant la demande d'installations («LAI») de TransCanada pour permettre à cette dernière de desservir le projet de CanStates au cours de l'année contractuelle 1990. FSC alimentera avec ce gaz trois centrales de cogénération devant être construites dans la région de Plattsburgh (N.Y.).

Le total des besoins de FSC avait déjà fait l'objet d'un examen lors des audiences GH-1-89 et GH-6-89. FSC avait obtenu la licence d'exportation GL-138, dont la durée commençait en mars 1991, avec une hausse de volume en février 1993. Le début du service initial offert à FSC en vertu de l'autorisation accordée à l'issue de l'audience GH-1-89 et la date de hausse de service découlant de la capacité approuvée à l'audience GH-5-89 font partie de la période définie dans la licence.

Avec l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires en 1991, FSC sera en mesure de commencer à prendre son gaz initial le 1er avril 1992, date à laquelle le prolongement de Napierville devrait être complété, pour prendre ses volumes complets à compter du 1er novembre 1992, date à laquelle devrait être complétées les installations offrant la capacité supplémentaire en amont du réseau de TransCanada découlant de l'audience GH-5-89.

Power City

TransCanada a également inclus 567 $10^3m^3/j$ (20 $10^6pi^3/j$) de gaz destiné à Power City et exporté à Cornwall (Ontario). Comme dans le cas de FSC, cette capacité représente une compensation accordée à Power City à l'égard de la capacité approuvée pour Power City à l'audience GH-1-89, que Power City a cédée à la liste d'attente accompagnant la demande d'installations («LAI») de TransCanada pour permettre à cette dernière de desservir le projet de CanStates Gas Marketing au cours de l'année contractuelle 1990. Power City alimentera avec ce gaz une centrale de cogénération proposée qu'elle construirait dans la région de Massena (N.Y.).

L'examen des besoins de Power City lors des audiences GH-1-89 et GH-3-90 avait mené à la délivrance de la licence d'exportation GL-144. TransCanada avait reçu l'autorisation de construire des installations pour accommoder la capacité accordée à Power City. Husky, au nom de Power City, avait reçu la licence d'exportation. Power City avait prévu que sa centrale de cogénération entrerait en exploitation en août 1992 (GH-3-90). Power City prévoyait recevoir les autorisations réglementaires qui lui restaient à obtenir au début de 1991, ce qui lui laisserait un délai amplement suffisant pour entreprendre le service de transport visé par son contrat avec TransCanada d'ici le 1er novembre 1992.

20.3.3 Autres demandes de service non incluses dans la demande d'installations de TransCanada

TransCanada a reçu beaucoup de nouvelles demandes de service intérieur et à l'exportation pour l'année contractuelle 1991-1992, en plus de celles qui figurent dans sa prévision de besoins. Ces demandes supplémentaires, indiquées dans les listes d'attente de TransCanada pour un service de transport en 1991-1992, représentaient 36 288 $10^3m^3/j$ (1 280 $10^6pi^3/j$) de gaz. TransCanada a également cité le grand nombre de nouvelles demandes de service pour l'année

contractuelle 1992-1993 à titre d'indice supplémentaire de l'existence d'une demande pour un service garanti, facteur à l'appui de la prévision des besoins présentée par TransCanada.

20.3.4 Opinions des parties

Les parties intéressées ont fait part de leur opinion sur la prévision des besoins d'ensemble.

Malgré la conjoncture économique actuelle en Amérique du nord, les contrats à l'appui des installations visées par la demande et la longue liste d'attente, ICG Ontario estimait raisonnable la prévision par TransCanada des besoins découlant des ventes et du transport au pays et à l'exportation.

L'ASPIC était d'avis que la preuve avait permis d'établir l'existence d'un vigoureux marché pour le gaz canadien dans le nord-est des États-Unis, soutenu par l'effort collectif de divers producteurs, commercialisateurs, acheteurs américains et organismes de réglementation en vue de trouver des marchés supplémentaires fermes pour le gaz canadien dans le nord-est des États-Unis. L'ASPIC trouvait raisonnable la prévision des besoins par TransCanada et recommandait que l'ensemble des installations visées par la demande obtienne un certificat dans les plus brefs délais.

L'ASPIC a soutenu que la LAI de TransCanada pour 1991-1992 démontre l'existence de besoins suffisant pour assurer la pleine utilisation des installations proposées. L'ASPIC a également rappelé à l'attention de l'Office toutes les autres listes d'attente pour un service garanti de TransCanada, qui représentent des demandes de service de transport pour 51 $10^6 m^3/j$ (1,8 $10^6 pi^3/j$) de gaz de la part d'éventuels expéditeurs qui n'ont pas réussi à figurer dans la LAI de TransCanada pour 1989-1990, 1990-1991 et 1991-1992. L'ASPIC a en plus incité l'Office à examiner les listes d'attente de service pour 1992-1993, qui visent un volume supplémentaire de 36,8 $10^6 m^3/j$ (1,3 $10^6 pi^3/j$). Sans prétendre que tous ces services de transport, ou même seulement la plupart d'entre eux, se concrétiseront, l'ASPIC estime que leur existence témoigne clairement d'une énorme demande en capacité garantie.

Pour PanCanadian Petroleum Limited («PanCanadian»), l'importance de la liste d'attente de service par le réseau de TransCanada est une preuve qu'il est nécessaire d'autoriser la construction des installations visées par la demande.

Union ne voyait pas dans la longueur des files d'attente une preuve quelconque du fait que les installations visées par la demande seraient utilisées et utiles dans cinq ans. Union était d'avis que même si la longueur de la liste d'attente donne une idée de l'envergure actuelle de la demande en service de transport par le réseau de TransCanada, cet élément ne doit pas nécessairement signifier que les installations seront pleinement utilisées dans l'avenir. Union a avancé que la longueur actuelle de la liste d'attente définit mal la nature du risque de sous-utilisation des installations plus tard.

L'existence des très nombreuses demandes de service actuellement présentées à l'appui de la demande d'installations de TransCanada et l'existence de demandes de service pour de futures années contractuelles, qui pourraient présumément soutenir une future demande d'installations pour accommoder des volumes d'environ 9,632 $10^6 m^3/j$ (340 $10^6 pi^3/j$), ont mené la CCPA à juger raisonnable la prévision par TransCanada des besoins en transport pour les ventes intérieures et extérieures. Selon elle, ces demandes de service, combinées à la demande globale en gaz du marché du nord-est des États-Unis, donnent à l'Office des motifs valables d'approuver les installations visées par la demande.

Indeck a elle aussi relevé la demande réelle en service de transport par le réseau de TransCanada dont témoigne la liste d'attente de parties qui ont signé des contrats (précédents) de SG pour 1991-1992 et 1992-1993 et qui font partie de la demande d'installations pour 1991-1992.

En ce qui a trait au projet FSC-Plattsburgh, Consumers' et Union estimaient toutes deux qu'il ne devrait pas obtenir de certificat. Elles ont avancé qu'il serait prématuré de délivrer un certificat à l'égard de la capacité pipelinière associée à ce projet, parce que TransCanada et FSC n'avaient pas réussi à démontrer que les autorisations réglementaires et contractuelles nécessaires en aval seraient obtenues au moment opportun. Les deux intervenants croyaient également que les autorisations réglementaires connexes et les modalités de financement et de construction visant les projets de cogénération de FSC-Plattsburgh n'avaient pas atteint un état d'avancement suffisant.

Ainsi, Consumers' a relevé la nécessité de faire approuver un énoncé des incidences environnementales et d'obtenir un permis de construction et un certificat d'exploitation avant mai 1991. Consumers' doutait également du caractère raisonnable de l'échéancier pour la construction du pipeline de raccordement North County et pour l'obtention des autorisations fédérales et d'état nécessaires avant la construction. Consumers' se posait également des questions sur les contrats avec les acheteurs de vapeur de FSC et leur aptitude à conserver leur statut de CA en l'absence de contrats signés d'énergie thermique aux fins des exigences réglementaires de la Public Utilities Regulatory Policies Act de 1978 («PURPA»).

En plus des raisons citées par Consumers', Union était elle aussi d'avis que le projet FSC-Plattsburgh devrait déposer une preuve comportant une garantie exécutoire de prise et, en l'absence d'une telle garantie, recommandait à l'Office de refuser de délivrer un certificat à l'égard des installations de TransCanada liées à ce projet. Union estimait que si l'expéditeur du projet ne s'engageait pas à prendre le gaz, il serait injuste et inéquitable que les autres expéditeurs du réseau paient la partie des coûts des installations liée à ce projet d'exportation.

En ce qui a trait aux nouvelles demandes de licence à l'appui de l'expansion, Consumers' s'est opposée aux projets de Brymore/Pawtucket et d'Indeck Corinth, tant pour la délivrance des licences que pour celle du certificat. Les arguments de la contestation de Consumers' sont énoncés aux chapitres 3 et 9 respectivement. De même, Union s'est opposée aux projets Brymor/Pawtucket, New England Power, et WGML/Elizabethtown. Les arguments de la contestation d'Union sont exposés aux chapitres 3, 14 et 17 respectivement.

20.3.5 Opinion de l'Office

L'Office trouve raisonnable la prévision par TransCanada des besoins à l'exportation aux fins de l'évaluation des besoins en installations pour les années contractuelles 1991-1992 et 1992-1993.

Afin de s'assurer de l'utilisation et de l'utilité des installations visées par la demande, avant la mise en chantier des installations autorisées, TransCanada devra démontrer à la satisfaction de l'Office que l'on a obtenu l'ensemble des autorisations réglementaires canadiennes et américaines nécessaires à l'égard des nouveaux volumes garantis à l'exportation. De plus, TransCanada sera tenue de démontrer, à l'égard du transport par son réseau de tous les nouveaux volumes garantis, que les services ou installations de transport nécessaires en aval ont obtenu l'ensemble des autorisations réglementaires canadiennes et américaines nécessaires. Ces autorisations nécessaires portent notamment sur la construction d'installations et la mise en oeuvre d'un service supplémentaire dans les réseaux de Great Lakes, Union, Iroquois et Empire.

TransCanada des livraisons à l'exportation n'était pas en mesure de commencer ses livraisons aux dates prévues, pour ainsi retarder ou annuler un projet d'exportation, l'Office s'attend à ce que TransCanada remplace les volumes de tels projets par des besoins suffisants à long terme visés par des contrats de SG.

L'Office partage cependant les préoccupations de certaines parties, à l'effet que les remplacements de demandes de services pourraient faire en sorte qu'une partie de l'expansion étudiée à l'audience GH-5-89 puisse être construite sans examen public des demandes de service connexes. Une telle situation pourrait se présenter si la demande de service

d’un expéditeur examinée lors de l’audience GH-5-89 n’aboutissait pas et que TransCanada la remplace par une demande de service intérieur ou une proposition d’exportation étudiée lors d’une audience distincte en vertu de la partie VI. L’expérience récente révèle qu’un tel phénomène de remplacement s’est manifesté de façon limitée dans des expansions visées par des certificats antérieurs. Cependant, si cette tendance devait changer, l’Office envisagerait de solliciter l’opinion des parties intéressées sur la mesure dans laquelle une demande de service de remplacement appuie la demande de TransCanada pour que soit autorisée la mise en chantier conformément au certificat. Les modalités précises d’une telle démarche seraient déterminées en fonction de la situation se présentant à l’Office.

Chapitre 21
Contrats et répartition des risques

21.1 Introduction

La question à l'étude consistant à déterminer si les contrats à l'appui des installations proposées répartissent correctement les risques entre TransCanada et les expéditeurs éventuels a été abordée pour la première fois dans le cadre de l'audience GH-2-87. On y a étudié l'importance des risques de nature contractuelle et réglementaire liés au projet ANE, et la façon dont ces risques devraient être répartis entre les participants au projet ANE. La responsabilité du paiement des frais de transport par le réseau de TransCanada des volumes de gaz prévus au projet d'exportation ANE a plus particulièrement retenu l'attention.

Dans le cadre de la présente audience, les parties ont examiné la question du caractère exécutoire des dispositions de cession prévues aux contrats d'achat et de vente de gaz, ainsi qu'aux modalités de garantie financière. Les dispositions de cession sont décrites plus en détail aux pages 21 et 22 des Motifs de décision GH-2-87. En bref, les divers types de dispositions de cession ont pour objet d'accorder à TransCanada les mêmes droits et privilèges que si elle avait passé des contrats directement avec les racheteurs des États-Unis. Les parties ont également étudié la portée des diverses dispositions de force majeure dans les contrats d'achat et de vente de gaz connexes. Plus particulièrement, elles ont cherché à savoir si la révocation d'une autorisation gouvernementale ou réglementaire, ou le rejet, partiel ou total, par une commission d'état exerçant son pouvoir d'établissement des taux de détail, du transfert des coûts de tout acheteur constitueraient un cas de force majeure libérant les racheteurs américains de leur obligation de payer les frais liés à la demande.

L'Office a demandé aux parties, dans le cadre de l'audience GH-5-89, de traiter:

> *La question de savoir si les contrats associés à ces nouveaux services à l'appui des installations visées par la demande de TransCanada répartissent bien le risque entre TransCanada et les expéditeurs éventuels.*
>
> (Question III-15)

Au cours de l'audience, en plus du risque de nature réglementaire, les parties ont également soulevé la question de l'utilisation des garanties financières pour empêcher que les expéditeurs établis n'absorbent les frais liés à la demande non recouvrés qui pourraient découler de l'accès de nouveaux expéditeurs au réseau de TransCanada, et la question de la répartition des frais liés à la demande non recouvrés.

Dans un sens très large, les parties ont été priées d'étudier les questions suivantes:

(i) Mesure réglementaire d'état et force majeure;
(ii) Garanties financières, et
(iii) Affectation des frais liés à la demande non recouvrés.

21.2 Mesure réglementaire d'état et force majeure

De l'avis de TransCanada, les deux préoccupations concernant les contrats et les garanties financières, soulevées par l'Office dans ses Motifs de décision GH-2-87, ont été réglées.

La première préoccupation avait trait au caractère exécutoire des droits cédés à TransCanada pour ce qui est des contrats entre ANE et ses fournisseurs et ANE et ses racheteurs américains. Selon TransCanada, son exécution des consentements et des contrats des deux parties confirme la cession des droits et l'octroi des droits connexes. La société était d'avis qu'un lien contractuel direct avait été établi entre toutes les parties à chaque contrat sous-jacent visé par la cession de droits et entre les parties auxquelles les droits ont été cédés.

La deuxième préoccupation avait trait à l'interprétation de la force majeure en vertu des contrats d'achat et de vente de gaz (modalités de garanties financières) conclus par TransCanada pour le transport des volumes de ProGas et d'ATCOR vendus à ANE. De l'avis de TransCanada, cette préoccupation a été réglée par son exécution des accords de principes de règlement conclus entre ANE et chacun de ses fournisseurs de gaz. En vertu de ces accords de principe, les racheteurs américains ont convenu des conditions leur permettant d'invoquer un cas de force majeure qui les exempterait du paiement des frais liés à la demande pour le transport par TransCanada, notamment:

(i) l'incapacité de TransCanada de livrer le gaz à la frontière canado-américaine, et

(ii) une ordonnance gouvernementale qui interromprait les livraisons ou empêcherait l'exportation, l'importation ou la revente du gaz d'ANE.

En outre, ANE et chacun de ses fournisseurs de gaz ont convenu de ce qui suit:

> *«Une ordonnance d'un organisme de réglementation d'état empêchant un racheteur américain de transférer dans ses taux de détail une partie ou la totalité des frais liés à la demande engagés en vertu du contrat (d'achat de gaz) n'exempte pas le racheteur américain de son obligation de payer ces frais liés à la demande.»* (traduction)

TransCanada était d'avis que cette disposition ainsi que les dispositions établies portant sur la force majeure prévues aux contrats de vente de gaz (qui stipulaient déjà qu'un manque de fonds des racheteurs américains ne constituerait pas un cas de force majeure) obligeaient les racheteurs américains à payer les frais liés à la demande pour le transport par TransCanada.

ANE a soutenu la position de TransCanada et a déclaré que certains changements survenus depuis la diffusion des Motifs de décision GH-2-87 vont aussi loin que possible en réponse aux préoccupations soulevées par l'Office. Parmi ces changements, on compte les éclaircissements figurant dans l'accord de principe, la réduction du risque en raison de récentes décisions des organismes de réglementation et la formulation de modalités de garanties financières.

L'accord de principe conclu entre ANE et les quatre expéditeurs du projet ANE définit les deux cas de force majeure qui exempteraient ANE et les racheteurs américains de l'obligation de payer les frais liés à la demande.

L'accord de principe prévoit, en corollaire, qu'une ordonnance d'un organisme de réglementation d'état empêchant un racheteur américain de transférer dans ses taux de détail une partie ou la totalité des frais liés à la demande engagés en vertu de contrats d'achat de gaz ne libère pas le racheteur de son obligation de payer ces frais.

Les contrats de vente de gaz entre ANE et les expéditeurs du projet ANE et entre ANE et chaque racheteur américain comportent tous des dispositions de force majeure. L'éclaircissement de l'applicabilité de ces dispositions devait toucher ces contrats et l'on a cherché à obtenir le consentement des racheteurs américains, puisqu'ils n'avaient pas signé l'accord de principe et que l'on ne prévoyait pas conclure d'accord semblable avec eux.

De l'avis d'ANE, une ordonnance réglementaire d'état empêchant un racheteur américain de transférer une partie ou la totalité de ses frais liés à la demande dans ses taux de détail était un risque de nature réglementaire et non un cas de

force majeure. Dans son témoignage, ANE a déclaré que la disposition 4 de l'accord de principe avait été interprétée de façon à ne pas permettre l'invocation d'un cas de force majeure dans l'éventualité d'une ordonnance interdisant le transfert des frais liés à la demande.

ANE a fait valoir que le risque d'invocation d'un cas de force majeure est minime étant donné que les organismes de réglementation, tant au niveau fédéral que des états, ont endossé le projet d'exportation ANE/Iroquois et les contrats connexes. ANE a remarqué que TransCanada avait exprimé sa satisfaction face aux divers contrats et aux modalités connexes de garantie financière. En outre, ANE a déclaré que les fournisseurs de gaz et elle-même se sont mis d'accord pour qu'une telle situation ne libère pas les racheteurs américains de leur obligation de payer les frais liés à la demande et qu'elle ferait respecter cette obligation par voie de poursuite.

L'ASPIC n'avait aucune inquiétude quant au risque pour les expéditeurs d'avoir à absorber les frais liés à la demande non recouvrés découlant de l'incapacité de TransCanada d'honorer les droits contractuels lui ayant été cédés en vertu des contrats d'achat et de vente de gaz et les arrangements financiers entre ANE et ses quatre fournisseurs et ses racheteurs américains. TransCanada n'a aucun contrôle sur le fait que les racheteurs américains de l'ANE n'aient pas défini les circonstances précises les libérant de leur obligation de payer les frais liés à la demande. L'ASPIC a soutenu que les racheteurs américains ne sont pas les expéditeurs officiels utilisant le réseau de TransCanada, ce sont les fournisseurs canadiens. Les expéditeurs canadiens de l'ANE ont tous conclu des accords de principe distincts avec l'ANE en vue de tenter spécifiquement d'apaiser les inquiétudes exprimées par l'Office dans ses Motifs de décision GH-2-87. L'ASPIC a convenu du bien-fondé des observations de TransCanada concernant ces accords de principe et à son avis, TransCanada a tout fait en son pouvoir pour s'assurer de l'existence d'une obligation contractuelle pour le paiement des frais liés à la demande pendant toute la durée des contrats.

Consumers' a exprimé son inquiétude face au refus des racheteurs d'ANE d'exclure des mesures réglementaires d'état rejetant le transfert des frais liés à la demande de la définition de «force majeure» dans leurs contrats de vente de gaz avec ANE. Bien que Consumers' partageait l'avis de TransCanada à savoir que la possibilité qu'une telle situation se concrétise est faible, elle existe néanmoins. Consumers' a soutenu qu'aux fins de la conception des droits futurs, l'Office devrait formuler une constatation initiale de prudence avisant TransCanada que dans un cas de non-recouvrement des frais liés à la demande en raison d'une invocation de force majeure, ces frais devraient être payés par TransCanada et non pas par les payeurs de droits.

21.3 Garanties financières

TransCanada a déclaré que l'obtention de garanties financières auprès d'expéditeurs éventuels avait pour objet d'éviter que les expéditeurs établis ne soient obligés d'absorber les frais liés à la demande non recouvrés découlant de l'accès de nouveaux expéditeurs au réseau de TransCanada et de leur incapacité de payer les frais mensuels de transport, à un moment quelconque pendant le contrat de service de transport.

L'une des conditions prévues aux contrats précédents passés avec TransCanada que doivent respecter les nouveaux expéditeurs pour être inclus dans une demande visant des installations est d'accepter de fournir des garanties financières à la satisfaction de TransCanada. TransCanada ne signera pas de contrat de SG avec un expéditeur avant que cette condition ne soit remplie.

En outre, TransCanada a mentionné que les garanties financières servent à protéger les actionnaires de TransCanada. Elles démontrent que TransCanada fait preuve de prudence financière dans la passation de contrats avec de nouveaux expéditeurs et diminuent ainsi les possibilités pour ses actionnaires de devoir absorber des frais liés à la demande non recouvrés.

TransCanada a affirmé que l'exigence relative aux garanties financières a pour effet de faire passer des expéditeurs et des actionnaires établis aux nouveaux expéditeurs une partie des risques de nature contractuelle et réglementaire pour la construction et l'utilisation de nouvelles installations.

TransCanada a maintenu que la meilleure forme de protection pour les expéditeurs établis afin d'éviter de payer les frais liés à la demande non recouvrés était la durée pendant laquelle un nouvel expéditeur est responsable du paiement des frais liés à la demande en vertu d'un contrat de service garanti de transport. De l'avis de TransCanada, cette protection devrait s'étendre idéalement pendant toute la durée du contrat de SG. Toutefois, en raison de l'importance des frais liés à la demande, une durée acceptable a été fixée à un an de façon à permettre l'accès des petits expéditeurs au réseau. TransCanada a signalé que la garantie financière minimale requise pour une nouvelle capacité dépasse de loin les deux mois de frais liés à la demande et les 60 jours de frais liés au produit qui sont prévus au tarif.

TransCanada a affirmé que, compte tenu des garanties financières obtenues, elle avait été aussi prudente que possible et devrait pouvoir recouvrer les frais liés à la demande.

21.4 Affectation des frais liés à la demande non recouvrés

La question de l'affectation des frais liés à la demande non recouvrés a été abordée pour la première fois par Consumers', dans le contexte des garanties financières données par les nouveaux expéditeurs à TransCanada pour être inclus dans sa demande visant de nouvelles installations. Bien que Consumers' n'ait pas mis en doute la détermination par TransCanada de la solvabilité d'un expéditeur éventuel, elle était préoccupée par l'affectation des frais liés à la demande non recouvrés si un expéditeur devait quitter prématurément le réseau à un moment où il n'y aurait plus de longue file d'attente pour du service.

La durée de la garantie financière par rapport à la durée complète du contrat de transport du nouvel expéditeur a particulièrement retenu l'attention. TransCanada a expliqué que les garanties financières remplissent le mieux leur rôle lorsqu'elles s'appliquent pendant toute la durée du contrat de transport du nouvel expéditeur. Consumers' a reconnu le bien-fondé des garanties financières mais elle mettait en doute le caractère adéquat de la formule de lettre de crédit qui garantit pendant seulement une année le paiement des frais liés à la demande, lorsque le projet proposé a une durée beaucoup plus longue.

Consumers' était particulièrement préoccupée par la répartition du risque des frais liés à la demande qui pourraient découler de ce type de modalités et était d'avis qu'il revenait à TransCanada de prouver que ses modalités de garanties financières étaient prudentes et d'assumer le risque des frais liés à la demande non recouvrés qui pourraient en découler. Bien que Consumers ait reconnu l'existence d'un compte de report des recettes servant à consigner les frais liés à la demande non recouvrés, TransCanada ne devrait pas supposer qu'elle aurait automatiquement le droit de transférer ces frais au reste des expéditeurs du réseau par le recouvrement de droits futurs. Selon Consumers', l'Office devrait aviser TransCanada qu'elle devrait être prête à assumer le risque des frais liés à la demande non recouvrés et que l'utilisation de tout solde reporté ferait l'objet d'une audience sur les droits, en fonction d'une étude de prudence. Si les modalités de garanties financières n'étaient pas jugées prudentes, Consumers' a soutenu que l'Office devrait aviser maintenant TransCanada qu'elle n'aurait pas automatiquement le droit, dans le contexte d'une quelconque audience sur les droits futurs, de continuer à transférer au reste des expéditeurs les frais liés à la demande qui autrement ne seraient pas recouvrés.

Union était préoccupée par le risque lié au type de garanties financières couvrant les frais liés à la demande pendant seulement une année. Union a déclaré que TransCanada avait pris la décision de construire des installations en fonction de ce type de garanties et que tout certificat pouvant être délivré par l'Office ne devrait pas être considéré comme une approbation tacite de la prudence de la décision de TransCanada. Union a fait valoir que les expéditeurs

de TransCanada devraient être protégés de tout risque de sous-utilisation des installations en conséquence d'un refus du recouvrement par TransCanada des frais liés à la demande par la perception de droits futurs. De l'avis d'Union, les droits payés par les expéditeurs augmenteront considérablement à la suite de cette expansion des installations et à moins que les nouveaux expéditeurs ne soient prêts à s'engager à prendre le gaz visé par l'expansion projetée, les installations ne devraient pas être construites.

Union s'est également penchée sur la question de la sous-utilisation des installations advenant le cas où des expéditeurs quittent le réseau prématurément en raison des pressions de la concurrence et se soustraient à leurs obligations contractuelles auprès TransCanada par la simple annulation du contrat ou des dispositions réglementaires à cet effet. Union a exprimé son inquiétude face à la situation possible suivante: les frais liés à la demande sont payés mais les installations sont sous-utilisées parce que les expéditeurs ne transportent le gaz pour lequel ils ont passé des contrats de capacité en raison d'une décision de nature économique de prendre le gaz ailleurs, d'utiliser un autre combustible ou de fonctionner sous les niveaux prévus.

De l'avis d'Union, l'Office peut choisir entre deux approches pour régler ces questions. La première approche consisterait à accorder un certificat aux installations, mais de faire assumer à TransCanada le risque de la sous-utilisation des installations pour l'inciter à examiner le marché visé et à tenir compte de la concurrence dans les droits futurs. Union a suggéré à l'Office la possibilité d'aviser TransCanada que la délivrance d'un certificat à l'égard des installations GH-5-89 ne signifie pas que le recouvrement de leur coût soit exempté d'éventuelles modalités de répartition des risques.

La deuxième approche consisterait pour l'Office à tenir compte du risque de sous-utilisation des installations au cours du processus de délivrance d'un certificat. À cette fin, l'Office pourrait imposer à TransCanada la discipline et les stimulants nécessaires en n'accordant un certificat qu'à une partie des installations visées par la demande et en laissant à TransCanada la décision de choisir pour inscription sur sa liste d'attente les projets qui présentent le plus faible risque de sous-utilisation des installations. Bien qu'elle ne rejette pas cette approche, Union estime qu'il ne serait pas correct de prendre position à cet égard sans entendre le témoignage de TransCanada sur la façon dont elle appliquerait cette approche aux installations visées par la présente audience.

L'approche privilégiée par Union est que l'Office examine avec un esprit critique et tout le soin voulu chaque projet sous-jacent à la demande visant des installations, refusant un certificat aux projets qui présentent un risque élevé de sous-utilisation. De l'avis d'Union, l'Office ne peut avoir la certitude que si certains des projets sous-jacents à la demande visant des installations ne prospèrent pas ou ne sont pas renouvelés à l'expiration des contrats avec TransCanada, leur capacité sera utilisée pour desservir d'autres clients.

Par ailleurs, l'ASPIC était d'avis que TransCanada a négocié prudemment les divers contrats de garantie financière avec les commanditaires du projet sous-jacent à son expansion des installations proposées et que ces différentes formes d'instruments financiers prouvent que TransCanada se soucie de ce que les expéditeurs établis ne soient pas touchés par des frais liés à la demande non absorbés.

L'ASPIC était tout à fait d'accord avec les motifs de TransCanada concernant l'objet, le contenu, la portée et la politique des garanties financières conçues pour protéger les expéditeurs établis du non-recouvrement de frais liés à la demande, ainsi que ses actionnaires. L'ASPIC a exprimé une mise en garde à l'effet que les garanties financières devraient être raisonnables dans les circonstances et contrebalancées par l'aptitude d'un expéditeur particulier à fournir de telles garanties et à son avis, une garantie financière sous forme de lettre de crédit assure un tel équilibre.

Selon GMi, l'Office devrait continuer d'être régi par ses Motifs de décision GH-2-87 (page 31) relatifs à la répartition du risque, à l'effet que les contrats sous-jacents au projet ANE peuvent, dans certaines circonstances, ne pas être

exécutoires relativement au recouvrement des frais liés à la demande, et si TransCanada décide de poursuivre l'expansion du réseau, on considérera qu'elle a accepté le risque lié aux coûts fixes pour son propre compte et non pour le compte des payeurs de droits. De l'avis de GMi., TransCanada a connaissance du risque inhérent au projet. Par conséquent, toute installation qui devient inutilisée et inutile suite à la concrétisation du risque devrait faire l'objet d'une étude dans le cadre d'une audience future sur les droits de TransCanada.

La CCPA était d'avis que les payeurs de droits établis du réseau ne devraient pas être tenus d'absorber quelque portion que ce soit des frais des expéditeurs qui n'arrivent pas à respecter leurs obligations contractuelles consistant à payer les frais liés à la demande et qu'il est justifié de rechercher une garantie financière convenable pour protéger les payeurs de droits établis de ce risque éventuel.

21.5 Opinion de l'Office

L'Office convient avec Consumers' et Union que TransCanada, en tant que promoteur des installations visées par la demande, est la mieux placée pour déterminer la portée du risque des frais liés à la demande au moment de la négociation de ses garanties financières avec les promoteurs des projets compris dans ses demandes visant des installations, et pour évaluer la maturité des projets.

L'Office partage l'opinion de TransCanada selon laquelle les contrats et les garanties financières visent entre autres à affecter le risque de sorte que les payeurs de droits établis n'aient pas à absorber les frais dans l'éventualité où un expéditeur ne respecterait pas son obligation contractuelle de payer les frais liés à la demande. L'exigence de TransCanada quant à des garanties financières et des contrats satisfaisants est l'une des nombreuses mesures prises pour déterminer la viabilité et la maturité du projet d'un expéditeur.

Ces mesures permettent à TransCanada de déterminer la solvabilité d'un nouvel expéditeur et d'évaluer l'importance du risque lié à l'incapacité pour l'expéditeur de respecter ses obligations financières pendant la durée de son contrat. Il s'agit d'arrangements contractuels entre deux parties, les parties touchées ayant recours à l'Office si elles croient que TransCanada a exercé son pouvoir de monopole de façon inéquitable.

Au cours de la présente audience, l'Office n'a entendu aucun témoignage ni reçu de plainte de discrimination à l'effet que TransCanada demande aux expéditeurs éventuels de respecter ces exigences. TransCanada doit faire preuve d'un jugement sûr pour décider du type particulier de garantie financière requis selon le cas. Si les frais liés à la demande demeuraient éventuellement non recouvrés en raison du non-respect de modalités particulières de garanties financières, la question de prudence dans ce cas particulier ferait alors l'objet d'un examen normal dans le cadre d'une autre audience sur les droits. À ce moment-là, TransCanada devrait prouver qu'elle a fait preuve de prudence dans le choix de ses garanties financières, du point de vue de la forme et de la qualité.

Tel qu'indiqué dans les Motifs de décision de l'Office concernant la conception des droits et la faisabilité économique liées à cette expansion du réseau (Motifs de décision GH-5-89, novembre 1990, volume 1, p. 40):

> *S'il y a effectivement sous-exploitation, et donc frais de demande non recouvrés, ces sommes s'accumuleront dans le compte de report et seront traitées lors d'une audience portant sur les droits. L'Office examinera de près à ce moment-là les circonstances ayant causé le manque à recouvrer et déterminera quelle partie, s'il en est, de ces sommes doivent être récupérées auprès des expéditeurs. D'autre part, comme cela s'est souvent produit dernièrement, s'il y a recouvrement en trop des frais de demande par suite de l'arrivée imprévue d'expéditeurs sur le réseau, l'offre tiendra aussi compte de ces circonstances afin de déterminer quelle partie, s'il en est, des revenus excédentaires devrait être transférée expéditeurs. Il est donc possible de dire que TransCanada est exposé à un certain risque.*

Dans sa plaidoirie, Consumers' a proposé que l'Office détermine maintenant que les frais liés à la demande non recouvrés découlant de l'invocation d'un cas de force majeure dans les contrats de vente de gaz entre ANE et ses racheteurs, à la suite d'une mesure réglementaire d'un état américain refusant le transfert des frais liés à la demande, seraient assumés par TransCanada et non les payeurs de droits. L'Office n'est pas certain qu'il devrait tenter de décider à l'avance le traitement précis des droits applicable aux futurs frais liés à la demande non recouvrés sans disposer des faits complets et détaillés qui ont donné lieu à la situation. Tous les frais liés à la demande non recouvrés qui ont été versés dans un compte de report devraient être traités au cours une audience ultérieure portant sur les droits.

À cet égard, l'Office est au courant de la déclaration de TransCanada à l'effet que l'on devrait lui permettre de recouvrer tous les frais liés à la demande non recouvrés. L'Office ne partage pas cette opinion. Concernant la disposition des soldes reportés, l'Office est d'avis qu'il revient à TransCanada de prouver que ses mesures ont été prises prudemment dans l'intérêt de ses payeurs de droits.

Chapitre 22
Installations

22.1 Conception des installations

L'expansion totale proposée par TransCanada dans l'audience GH-5-89 donnerait au réseau une capacité supplémentaire qui, combinée avec les installations établies et déjà autorisées et celles visées par la demande pour la section 58 du prolongement de Blackhorse qui est présentement considérée par l'Office, desservirait des marchés de gaz établis et des nouveaux besoins de transport garanti intérieur et à l'exportation de 23,56 $10^6 m^3/j$ (831,5 $10^6 pi^3/j$). L'expansion permettrait également de réformer trois compresseurs vieillissants.

La demande originale présentée le 29 juin 1989 visait notamment une expansion du réseau Great Lakes et de la canalisation Montréal de TransCanada, qui aurait fourni la plus grande partie de la capacité de transport supplémentaire de Winnipeg vers l'Est du Canada. Pour diverses raisons abordées à la section 22.4, TransCanada modifiait sa demande en décembre 1989 afin de prévoir une expansion du trajet du Nord de l'Ontario, par le tronçon central et le raccourci de North Bay.

Comme on l'explique à la section 22.3, TransCanada a reçu des autorisations anticipées en 1990, visant trois nouveaux compresseurs, le déplacement de deux compresseurs et 396 km de doublement pour assurer un SG de 4,4 $10^6 m^3/j$ (155 $10^6 pi^3/j$) et un service de transport assorti de stockage de 1 $10^6 m^3/j$ (35 $10^6 pi^3/j$). Les autres installations que TransCanada désire faire autoriser consistent en 1 190 km de doublement et 17 compresseurs (225 MW), qui transporteraient 19,2 $10^6 m^3/j$ (677 $10^6 pi^3/j$) de nouveau service garanti, surtout vers des points d'exportation dans l'Est du Canada. On estime à 1 835 millions $ le coût en immobilisations de ces autres installations (voir sommaire au tableau 22-1), ce qui porte le coût révisé d'ensemble de l'expansion visée par l'audience GH-5-89 a un total estimatif de 2 408 millions $. La section 22.2 donne le détail de la proposition pour chacun des éléments du réseau. Une carte des installations faisant l'objet de ce dernier volume des motifs apparaît à la Figure 22.1.

La conception des installations se fonde de manière générale sur les analyses par TransCanada de la valeur actuelle des frais annuels de propriété et d'exploitation sur une période de 28 ans. Cette méthodologie s'est appliquée avec certaines modifications au tronçon de l'ouest, où des facteurs pratiques ont fait préférer une option de compression accrue, et à la division du débit de Great Lakes, où l'on a également envisagé une analyse de la valeur actuelle sur 10 ans et certains facteurs qualitatifs.

L'envergure du programme global de construction pour 1991 et 1992 a entraîné la présentation de nombreux éléments de preuve touchant l'échéancier de construction, les délais de livraison des compresseurs et les dates d'entrée en service de divers niveaux de capacité supplémentaire. TransCanada a déclaré qu'en novembre 1990, l'ensemble du réseau tel que défini à l'audience GH-1-89 n'offrait qu'une capacité de 6,2 $10^6 m^3/j$ (220 $10^6 pi^3/j$), qui passerait à la pleine capacité de 14,7 $10^6 m^3/j$ (520 $10^6 pi^3/j$) prévue pour novembre 1991 avec l'achèvement des ajouts de compresseurs dans l'Ouest et l'accroissement requis des installations du réseau Great Lakes.

Une nouvelle capacité supplémentaire de 6,3 $10^6 m^3/j$ (222 $10^6 pi^3/j$) deviendra disponible en novembre 1991, surtout attribuable aux installations autorisées par le certificat d'installations partielles. La capacité devrait augmenter régulièrement au cours de l'année suivante, pour atteindre en novembre 1992 la pleine capacité de 23,5 $10^6 m^3/j$ (831 $10^6 pi^3/j$) proposée à l'audience GH-5-89. La réalisation dépendra de la mesure dans laquelle les contrats de transport s'exécuteront et du délai nécessaire à l'achèvement des projets de doublement et de compression.

Tableau 22-1
Sommaire et coût estimatif des installations proposées

			Coût estimatif total en immobilisation (millions $ 1989)
Construction de pipeline en 1991			
Tronçon de l'ouest	Saskatchewan	190,5 km	201,1
Boucle de 1219 mm	Manitoba	100,9 km	104,5
Tronçon central			
Boucle de 1067 mm	Manitoba	54,1 km	65,1
	N. Ontario	558,5 km	720,4
Raccourci de North Bay			
Boucle de 1067 mm	Ontario	123,2 km	177,9
Construction de pipeline en 1992			
Tronçon de l'ouest			
Boucle de 1219 mm	Saskatchewan	58,1 km	57,9
	Manitoba	34,0 km	42,3
Tronçon central			
Boucle de 1067 mm	N. Ontario	11,3 km	14,5
Raccourci de North Bay			
Boucle de 1067 mm	Ontario	59,2 km	79,5
Total (Pipeline)		1189,8 km	1463,4
Compression et comptage			
Tronçon de l'ouest			
Trois compresseurs de 26,1 MW, stations 2, 25, 34			67,4
Tronçon central			
Sept compresseurs de 9,4 MW, stations 43, 52, 60, 62, 77, 84, 102			114,6
Un compresseur de 14 MW, station 55			19,0
Raccourci de North Bay/canalisation de Montréal			
Deux compresseurs de 14 MW, stations 1206, 1211			37,9
Un compresseur de 4,1 MW, station 147			7,7
Prolongement d'Iroquois			
Deux compresseurs de 14 MW, station 1401			39,1
Station de comptage d'Iroquois			3,8
Canalisation Kirkwall			
Un compresseur de 6,3 MW, station 1301			11,2
Autres installations			

Système de collecteurs pour stations, centrale auxiliaire	71,1
Pièces auxiliaires, refroidisseur complémentaire station 1401	
Total (Compression et comptage)	371,7
TOTAL DE L'EXPANSION 1991-1992	1 835,1

Opinions des parties intéressées

La plupart des parties intéressées appuyaient la conception d'ensemble des installations proposées par TransCanada en vue de desservir les besoins prévus du marché, sauf sur le point relevé à la section 22.6.

Cependant, Consumers' et Union ont exprimé des préoccupations à l'endroit de certaines nouvelles demandes de service de transport, énumérées ci-dessous, sur les plans de l'état d'avancement de leurs projets, d'un approvisionnement inadéquat ou de l'absence de garanties fermes de prise.

		$10^3m^3/j$	$10^6pi^3/j$
Opposition de Consumers'			
Indeck Corinth		496	(18)
FSC Plattsburgh/Welch		1 263	(44)
Pawtucket		360	(13)
	Total:	2 119	(75)
Opposition d'Union			
FSC Plattsburgh/Welch		1 263	(44)
Pawtucket		360	(13)
New England Power		1 700	(60)
WGML/Elizabethtown		283	(10)
	Total:	3 606	(127)

Consumers' et Union ont présenté des arguments contre l'émission de licences en vertu de la partie VI à l'égard de ces demandes et s'opposent à la délivrance d'un certificat pour les installations qui seraient nécessaires pour assurer le transport de ces volumes.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que les installations proposées représentent une conception appropriée du réseau TransCanada afin d'accommoder les nouveaux besoins en transport garanti pour les années contractuelles 1991-1992 et 1992-1993. Le coût de ces installations, combiné à celui des installations partielles, est représentatif du coût moyen en immobilisations à long terme d'une expansion du réseau TransCanada, soit environ 100 millions $ par $10^6m^3/j$ (3 millions $ par $10^6pi^3/j$) pour une capacité de transport garanti d'Empress jusqu'au milieu de la zone de l'Est. L'Office relève que les parties intéressées n'ont pas exprimé de préoccupation importante à l'égard de l'ensemble de la conception

des installations de TransCanada. L'Office est donc prêt à accepter la conception proposée pour ces installations.

Les arguments de Union et de Consumers' à l'effet que l'Office devrait ne certifier qu'une partie des installations proposées sont traitées au Chapitre 25.

22.2 Installations particulières

22.2.1 Tronçon de l'ouest

Les installations de TransCanada sur le tronçon de l'ouest visées par la présente demande représentent 384,6 km de doublement de 1 219 mm au Manitoba et en Saskatchewan, avec trois compresseurs de 26 MW aux stations 2, 25 et 34. TransCanada estime le coût total de ces installations à 473,6 millions $. La construction des trois quarts de ce doublement est prévue pour l'été de 1991, le reste du doublement et l'installation des compresseurs devant être complétés à l'automne de 1992.

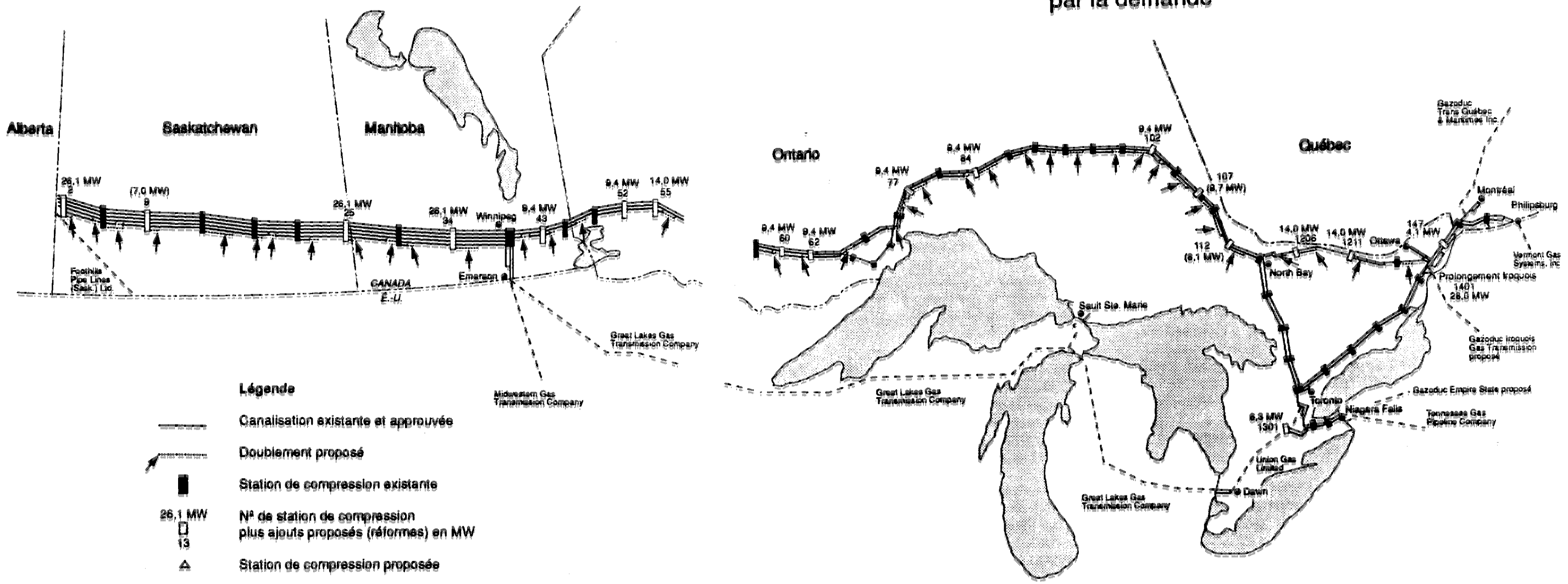
Le tronçon de l'ouest de TransCanada est conçu en fonction des besoins saisonniers d'hiver. En ajoutant le doublement de 111,7 km d'installations partielles autorisées par le certificat GC-78, l'expansion permettrait une hausse moyenne de débit net de l'ordre de 18 %, passant de 22 000 $10^6 m^3$ (777 $10^9 pi^3$) pour l'hiver 1990-1991 à 25 940 $10^6 m^3$ (916 $10^9 pi^3$) pour l'hiver de 1992-1993. Cette hausse correspondrait à une hausse de la capacité moyenne d'entrée journalière au point de réception Empress, qui passerait d'environ 144 $10^6 m^3/j$ (5,1 $10^9 pi^3/j$) à 165 $10^6 m^3/j$ (5,8 $10^9 pi^3/j$), avec encore une certaine capacité additionnelle en aval de divers points de réception en Saskatchewan. Une petite partie des installations proposées permettrait également de réformer le dernier des trois vieux compresseurs Clark de 7 MW.

Les 19 doublements proposés compléteraient la cinquième canalisation de l'ouest, pour aboutir à l'installation de plus du tiers de la canalisation 100-6 d'ici la fin de 1992. TransCanada a présenté plusieurs options de conception, faisant appel à diverses combinaisons de doublement et de compression. La société en est arrivée à la conclusion qu'une conception plus axée sur le doublement combinée avec un compresseur aurait la valeur actuelle estimative à long terme la moins élevée, mais que le concept à trois compresseurs retenu comporte un coût moins élevé sur le plan des immobilisations et certains avantages d'exploitation. TransCanada a également déclaré que l'utilisation de canalisation de 1 422 mm de diamètre et l'augmentation de puissance de plusieurs turbines au gaz Avon ne représentaient pas des options valables de conception.

Figure 22.1

TransCanada PipeLines Limited

Emplacement des installations visées par la demande



Légende

- Canalisation existante et approuvée
- Doublement proposé
- Station de compression existante
- 26,1 MW / 13 — N° de station de compression plus ajouts proposés (réformes) en MW
- Station de compression proposée

La demande d'origine prévoyait trois compresseurs de 14 MW, au coût global de 60 millions de dollars. Par suite d'une demande de renseignements de l'Office, TransCanada a étudié la possibilité d'aménager de plus gros compresseurs et décidé qu'elle préférait les unités de 26 MW, qui représentent un coût de 67 millions. Ces compresseurs permettraient d'économiser considérablement de combustible à long terme, accroîtraient la fiabilité du réseau et permettraient d'avoir au moins une grosse unité de modèle récent dans chaque station du secteur ouest.

22.2.2 Tronçon central

Plus de la moitié de l'expansion proposée porte sur le tronçon central, parce que TransCanada a décidé d'acheminer but le débit supplémentaire par le Nord de l'Ontario (voir section 22.4). Les installations proposées représentent 623,9 km de doublement de 1 067 mm et l'installation de huit nouveaux compresseurs, un investissement total en immobilisations de 931 millions $. Il faut ajouter à cela les 272 km de doublement et le déplacement de deux groupes compresseurs portatifs approuvés en vertu de la décision de novembre 1990 sur les installations partielles (Volume 2 des Motifs de décision GH-5-89), ainsi que deux compresseurs exempté de certification en juin 1990 en vertu de l'article 58 de la Loi.

L'expansion proposée, de pair avec les installations partielles, porterait la capacité totale de débit annuel du tronçon central du niveau actuel d'environ 22 350 $10^6 m^3$ (789 $10^9 pi^3$) à 30 500 $10^6 m^3$ (1 077 $10^9 pi^3$) pour l'année contractuelle 1992-93. Cette augmentation de capacité s'effectuera graduellement, la construction devant s'étaler au cours des hivers et des étés de 1991 et 1992. Le calendrier proposé au départ prévoyait que presque tout le doublement serait installé à la fin de 1991, comme on le voit au tableau 22.1, mais une mise à jour de la preuve de TransCanada a indiqué les dates suivantes de mise en service pour l'ensemble de l'expansion du tronçon central en 1991 et 1992.

	Doublement	**Compresseurs**
1991		
Jan.-avril	224 km	
Mai-déc.	274 km	Portatifs (43,62)
1992		
Jan.-avril	291 km	60, 88, 102, 112
Mai-déc.	107 km	55, 77, 84, 43, 52, 62

Le projet proposé, qui vise 39 doublements, ne laisserait qu'environ 16 % du tronçon central entre les stations 41 et 116 sans doublement le long de la conduite 100-3. Par conséquent, il rehausserait également la sécurité des approvisionnements par ce trajet, en minimisant l'éventuelle incidence de problèmes découlant de la fissuration par corrosion sous tension touchant certaines parties de la conduite 100-2. L'expansion permettra de compléter le doublement le long de la dérivation de Thunder Bay, qui est située dans un endroit à accès limité où les réparations sont difficiles à effectuer. La construction en 1991 comprendra également un tronçon de doublement de 8,5 km, déjà autorisé par l'Office en vertu de sa décision de décembre 1989 dans la cause GH-1-89.

Des analyses de valeur actuelle ont révélé que des compresseurs de puissance moyenne constituaient le meilleur choix pour l'expansion du tronçon central. Les ajouts de compresseurs visés par la présente demande comprennent sept turbines au gaz de type industriel de 9,4 MW. TransCanada a l'habitude d'acquérir des compresseurs aéro-dérivatifs

pour les ajouts à sa canalisation principale, mais les compresseurs de type industriel sont à peu près les seuls offerts sur le marché dans cette catégorie de puissance.

TransCanada a indiqué que leur rendement et leur fiabilité devraient se comparer à ceux des compresseurs aéro-dérivatifs. Deux de ces compresseurs remplaceront de façon permanente des unités portatives installées aux stations 43 et 62, en vertu du certificat relié aux installations partielles, pour compenser les retards de livraison de nouveaux compresseurs.

L'autorisation en vertu d'une ordonnance de l'Office en date du 1 juin 1990 d'installer un compresseur de 14 MW à North Bay (station 116) a dû être modifiée. Des problèmes d'exploitation d'un compresseur installé exigent de le réformer et l'on propose d'installer un compresseur de 26 MW à cet endroit. Le 4 février 1991, l'Office émettait une ordonnance modificatrice permettant le transfert du compresseur de 14 MW à la station 88.

Le 21 février 1991, TransCanada a déposé une autre demande en vertu de l'article 58 visant l'installation d'un compresseur de 26 MW à la station 116, de sorte que les travaux puissent être mis en chantier en mars et se terminent en novembre 1991. Pour que l'installation de cette importante unité ne soit pas retardée, l'Office a approuvé la demande le 15 mars 1991.

On réformera les deux vieux compresseurs Orenda qu'il reste sur le tronçon central, aux stations 107 et 112. Cependant, depuis l'installation de nouveaux compresseurs de grande puissance dans ces stations, autorisée en 1988 par le certificat GC-74, ces réformes n'exigent pas de remplacement par de nouvelles installations dans le cadre de la demande GR-5-89.

22.2.3 Raccourci de North Bay/canalisation de Montréal

La décision par TransCanada de procéder à l'expansion du tronçon central pour le transport de tout le volume supplémentaire a mené au choix du raccourci de North Bay comme trajet en aval pour l'expansion dans la zone de l'Est, au lieu de la canalisation de Montréal. Dans le cas présent, la plus courte distance de transport du gaz vers le point d'exportation Iroquois, qu'utilisera la majorité du débit supplémentaire, constitue un facteur déterminant. Le raccourci de North Bay présente également l'avantage d'un potentiel d expansion initiale à prix modique par l'ajout de compresseurs.

La proposition comprend l'installation de deux compresseurs supplémentaires de 14 MW, respectivement aux stations 1206 et 1211, afin de compléter la construction des trois nouvelles stations à compresseurs jumelés du raccourci de North Bay pour la fin de 1992. Les deux premiers compresseurs avaient été approuvés pour l'expansion de 19901991 en vertu du certificat GC-77, délivré à l'issue de l'audience GH-1-89 , et les deux autres dans le cadre de l'autorisation accordée en juin 1990 en vertu de l'article 58 dans l'audience GH-5-89 (42 millions $). Il faut également un doublement total de 182,4 km (canalisation de 1 967 mm) pour le raccourci de North Bay, ainsi qu'un troisième compresseur de 4,1 MW pour la canalisation de Montréal, à la station 147 près de Cornwall (Ontario). Le coût total des installations pour lesquelles on sollicite une autorisation de construction par la présente demande s'établit à 303 millions $.

Les installations proposées dans le cadre des audiences GH-5-89 augmenteraient la capacité journalière de pointe d'hiver du réseau du raccourci de North Bay et de la canalisation de Montréal, du niveau d'environ 47 $10^6 m^3/j$ (1,65 $10^9 pi^3/j$) de 1990-1991 à 65 $10^6 m^3/j$ (2,3 $10^9 pi^3/j$). La conception du réseau comporte également une protection contre la perte de compression, qui représente 43 millions $ du total des dépenses.

22.2.4 Prolongement d'Iroquois

TransCanada propose d'installer deux compresseurs de 14 MW sur le prolongement d'Iroquois déjà autorisé, à une nouvelle station de compression 1401. La construction pour un compresseur aurait lieu au cours de l'été et de l'automne de 1991, le second devant être construit à l'été de 1992. L'un des compresseurs fonctionnera en mode auxiliaire, afin de protéger contre la perte de compression. Cette configuration donnerait au prolongement une capacité d'exportation d'environ 18,4 $10^6 m^3/j$ (650 $10^6 pi^3/j$).

Le prolongement Iroquois occupera une place spéciale dans le réseau TransCanada, car il aura une pression maximale de service de 9 930 kPa, comparativement à la pression de 6 450 kPa de la canalisation de Montréal. À titre d'unique source initiale de compression du réseau, la station 1401 devra avoir un refroidisseur complémentaire atmosphérique afin d'accommoder la compression relativement élevée. On construira également une nouvelle station de comptage à l'exportation.

On estime à 48 millions $ le coût total de ces installations de compression et de comptage. Comme le coût de ces installations est principalement attribuable au maintien d'une pression dépassant 4 000 kPa, on imposera des frais de pression de livraison d'environ 4 cents le GJ, y compris le combustible, aux expéditeurs utilisant le prolongement d'Iroquois.

22.2.5 Canalisation de Kirkwall/Niagara

TransCanada a présenté une demande distincte pour le prolongement de Blackhorse en vertu de l'article 58, visant la construction d'une nouvelle station (1301) avec compresseur de 6,3 MW à Kirkwall Junction, en vue d'accroître la capacité à l'exportation vers Chippawa par un nouvel embranchement proposée. L'Office étudie actuellement cette demande. Lors de l'audience GH-5-89, TransCanada a proposé d'installer un deuxième compresseur de 6,3 MW à Kirkwall Junction en 1992, au coût de 11 millions $.

Ce deuxième compresseur accommoderaient l'augmentation de 3,0 $10^6 m^3/j$ (107 $10^6 pi^3/j$) des exportations proposées par le réseau Kirkwall/Niagara, pour une capacité de pointe journalière combinée du réseau d'environ 40 $10^6 m^3/j$ (1,4 $10^9 pi^3/j$).

22.2.6 Opinion de l'Office

Les installations visées par la demande pour chaque section du réseau de TransCanada seraient nécessaires pour répondre aux besoins prévus du marché. L'Office appuie la décision de TransCanada de s'écarter de l'analyse habituelle de la valeur actuelle pour le tronçon de l'ouest, afin de permettre l'installation de trois compresseurs de grande puissance, et non de puissance moyenne.

Comme on l'indiquait dans les motifs de décision sur la demande visant des installations partielles, l'Office se préoccupe toujours de la possibilité que la plupart des compresseurs ne soient pas prêts à entrer en service avant la fin de 1992. On relève que TransCanada avait l'intention de commander la plupart des compresseurs avant janvier 1991.

On encourage TransCanada à prévoir bien à l'avance la concrétisation de nouvelles demandes de SG afin de pouvoir acquérir et installer les compresseurs dans un délai raisonnable et réaliser l'expansion de ses installations de façon aussi graduelle que possible au cours de la période visée.

L'Office recommandera au gouverneur en conseil que tout certificat comporte, comme à l'habitude, des conditions techniques régissant la production de calendriers des travaux, de rapports d'étape et financiers, de plans et devis. Pour

ce qui est des méthodes de soudure et d'essai non-destructif, l'Office continuera de se reposer sur les exigences de son *Règlement de l'ONE sur les pipelines terrestres* et sur les normes de l'Association canadienne de normalisation.

22.3 Installations partielles

Le 31 août 1990, TransCanada demandait à l'Office d'envisager la délivrance d'une décision sur un certificat d'installations partielles, permettant la construction d'hiver pour assurer en novembre 1991 le service des besoins les plus certains de TransCanada. Le 3 octobre 1990, TransCanada présentait sa preuve en vue d'un certificat d'installations partielles afin de construire 396 km de doublement de pipeline à l'échelle du réseau et de réaffecter deux compresseurs portatifs, au coût de 546 millions $. Ceci était en plus des trois compresseurs approuvés précédemment par une autorisation en vertu de l'article 58 en date du 1 juin 1990. Les installations permettraient un transport en service garanti de 103 $10^6 pi^3/j$ exigé par des expéditeurs intérieurs définis et une capacité de réserve de 52 $10^6 pi^3/j$ pour le 1er novembre 1991. L'Office a entendu la demande de certificat d'installations partielles les 15 et 18 octobre, pour accepter la demande de TransCanada le 15 novembre 1990. On trouvera le détail de cette partie de l'audience dans le volume 2 des Motifs de decision GH-5-89.

22.4 Partage du débit entre le réseau Great Lakes et le tronçon central

Dans sa demande originale du 29 juin 1989, TransCanada proposait de répondre à l'ensemble de ses nouveaux besoins prévus à l'est, de la station 41 par une expansion du réseau de Great Lakes, plutôt que par une expansion de son tronçon central dans le nord de l'Ontario. Des études de valeur actuelle à long terme indiquaient alors qu'une expansion de 1,3 milliard $ des réseaux Great Lakes et Union représentait l'option la plus économique, comparativement à trois autres scénarios qui comprenaient des expansions réparties sur les deux trajets. Plus spécifiquement, l'expansion du réseau Great Lakes présentait sur le plan des coûts un avantage d'environ 2 %, en se fondant sur une analyse de valeur actuelle sur 28 ans.

Dans la demande révisée du 15 décembre 1989, le principal changement portait sur le choix du trajet du tronçon central pour l'acheminement de tout le débit supplémentaire. Ce choix découlait de l'issue d'études subséquentes entreprises par TransCanada à partir de nouvelles données et présomptions, se résumant comme suit.

(i) Dans la demande que Great Lakes présentait à la FERC en août 1989, l'estimation du coût de construction de son doublement de la canalisation 3 avait augmenté de 20 % par rapport aux estimations précédentes.

(ii) L'expansion proposée dans cette demande comportait sept compresseurs, comparativement à la conception à trois compresseurs choisie par TransCanada, ce qui augmentait proportionnellement l'utilisation de combustible dans le réseau Great Lakes.

(iii) Ces facteurs portaient le coût en immobilisations d'une expansion du réseau Great Lakes à 1,45 milliard $, avec également des frais plus élevés en combustible. L'effet d'ensemble sur la valeur actuelle se traduisait par un avantage de 0,2 % sur le plan des coûts pour l'expansion du tronçon central, plutôt que celle du réseau Great Lakes.

(iv) Le choix de compléter la troisième canalisation du Nord de l'Ontario minimiserait l'effet des problèmes de fissuration par corrosion sous tension touchant la canalisation 100-2, en plus de réduire l'effet de pertes de débit à la suite de nouveaux essais hydrostatiques périodiques.

(v) À la suite des retards subis par Great Lakes dans l'obtention de l'approbation de son programme d'expansion de 500 millions $ pour 1990, étudié lors de l'audience GH-1-89, TransCanada a décidé qu'il serait plus facile de

coordonner une expansion en respectant l'échéancier avec une seule entreprise, au lieu de trois. De plus, ce scénario exigerait l'approbation d'un seul organisme de réglementation.

Il y avait plusieurs autres changements aux postulats financiers et d'exploitation, qui dans l'ensemble s'équilibraient les uns les autres pour n'exercer qu'un effet minime sur les facteurs économiques de la décision.

En plus de l'analyse de la valeur actuelle sur 28 ans, TransCanada a également effectué une analyse similaire sur une période de 10 ans, reposant sur d'autres cas de sensibilité avec des postulats économiques variables, afin de pouvoir choisir avec plus de certitude l'option privilégiée.

TransCanada a également indiqué qu'un facteur important qui enlevait un avantage considérable au trajet plus court du réseau Great Lakes se trouvait dans le fait que ce scénario exigerait d'entreprendre la troisième canalisation du réseau Great Lakes, choix moins efficace sur le plan économique que l'achèvement de la troisième canalisation du Nord de l'Ontario. Avec les besoins accrus en matière de compression, Great Lakes n'aurait pas été en mesure d'obtenir les autorisations réglementaires et de construire les installations à temps pour offrir le nouveau service requis avant novembre 1992. Par conséquent, TransCanada a déterminé qu'une expansion de 1,5 milliard $ de son tronçon central constituait un meilleur choix d'ensemble, avec un avantage plus marqué lorsque par la suite on a réduit l'estimation des coûts à un total de 1,37 milliard $.

Dans son témoignage final, TransCanada a réitéré son opinion que l'analyse des quatre scénarios présentés et de celui demandé par l'Office démontrait que le trajet du nord représentait le meilleur choix, autant quantitatif que qualitatif.

Vues des parties intéressées

De manière générale, les parties intéressées ne s'opposaient pas au choix de trajet de TransCanada. Cependant, Union s'inquiétait de la possibilité que la décision ait été prise avant que l'on ait procédé à un examen complet en audience. Union soutenait que le partage du débit ne pouvait se trouver modifié que par une décision de l'Office de rejeter l'ensemble du projet ou la récupération des frais accrus de l'expansion du tronçon central de TransCanada. Union était également préoccupée par la durée relative du contrat de transport de 15 ans avec Great Lakes et de l'évaluation économique sur une période de 28 ans. Union a avancé que TransCanada devrait être tenue responsable d'une décision de partage de débit prise avant la tenue de l'audience et des éventuelles conséquences de cette décision. La CCPA a soutenu qu'il était important que TransCanada garde à l'esprit la possibilité d'utiliser le réseau Great Lakes pour fin d'expansion future mais elle a appuyé la présentation au moment opportun par TransCanada des facteurs économiques relatifs du partage de débit pour examen au cours du processus d'audience.

Opinion de l'Office

La preuve présentée ne fait pas ressortir d'avantage économique relatif important à long terme pour le transport des volumes visés par le tronçon central ou par le réseau Great Lakes. La différence dans la valeur actuelle à long terme du total des frais de propriété et d'exploitation semble inférieure à 2 %, ce qui tombe probablement à l'intérieur de la marge d'incertitude des divers postulats ayant servi aux analyses. L'Office est d'avis qu'aux fins de l'audience GH-5-89, des facteurs qualitatifs comme l'échéancier de l'examen réglementaire et celui de la construction revêtent plus d'importance qu'un minime avantage économique quelconque d'un trajet sur l'autre. L'Office constate que même si le trajet du tronçon central est plus long d'environ 560 km (33 %) que celui de Great Lakes pour acheminer du gaz à Dawn (Ontario), il est à peu près de longueur égale pour le transport du gaz à

Toronto et il est en fait plus court de 270 km (12 %) pour le gaz qui arrive au point d'exportation Iroquois par le raccourci de North Bay. L'Office estime qu'il pourrait s'agir d'un important facteur dans l'analyse de l'ingénierie et de l'économie du projet, qui compense les avantages de construction plus facile et de frais unitaires moins élevés du réseau Great Lakes. L'étape du doublement d'un réseau, selon qu'il s'agit du début ou de l'achèvement d'une section de doublement, ainsi que l'augmentation de capacité qui y est associée, constitue également un facteur important d'analyse.

Par conséquent, l'Office trouve raisonnable le choix de TransCanada de procéder à l'expansion du tronçon central, proposé à l'audience GH-5-89. L'Office croit toujours que la décision de partage du débit joue un rôle important dans la conception du réseau pipelinier et continuera d'analyser cette question lors d'audiences ultérieures. De plus, TransCanada demeurera redevable du caractère prudent de ses décisions à cet égard lors de futures audiences sur les droits en vertu de la partie IV.

22.5 Capacité de réserve

TransCanada ne prévoyait pas au départ de capacité de réserve dans sa demande présentée à l'audience GH-5-89. Cette omission s'explique par l'envergure du programme de construction pour 1991 et 1992 et par le fait qu'il serait peu réaliste de construire un doublement supplémentaire de 130 km pour une capacité de réserve de 2,13 $10^6 m^3/j$ (75 $10^6 pi^3/j$).

Opinions des parties intéressées

Toutes les parties appuyaient la position de TransCanada à l'effet que la présente demande ne mène pas à l'obtention d'un certificat d'installations supplémentaires pour une capacité de réserve. Union a suggéré à l'Office de continuer d'étudier la question cas par cas. Elle est allée plus loin en proposant que TransCanada intègre une prévision de capacité de réserve à chacune de ses futures expansions, de façon à ce que l'Office et les parties intéressées puissent l'analyser au moment opportun.

Certaines parties comme l'ASPIC, la CCPA et L&J Energy Systems ont souligné qu'une capacité supplémentaire pourrait se libérer si l'Office choisissait de refuser certaines licences d'exportation. Dans un tel cas, ont-elles avancé, l'ensemble des installations proposées devrait tout de même être approuvé et la capacité ainsi rendue disponible devrait être affectée conformément à la procédure de mise en file d'attente.

Opinion de l'Office

Au cours de la phase finale de cette audience, l'Office n'a pas reçu de demande visant une capacité de réserve et ne voit pas la nécessité de considérer à ce moment des installations supplémentaires pour une capacité de réserve, compte tenu de l'envergure du programme de construction pour 1991 et 1992 et l'éventualité de la présentation par TransCanada d'une nouvelle demande visant la capacité pour 1992-1993. Le besoin d'une capacité de réserve continuera d'être évalué cas par cas. L'Office ne souscrit pas à la suggestion d'Union à l'effet que TransCanada devrait intégrer une disposition de capacité de réserve à chaque demande d'expansion.

22.6 Protection contre les pertes de compression

Dans la présente demande, TransCanada n'a pas inclus d'installations supplémentaires de protection contre les pertes de compression dans son tronçon central. La conception d'un tel élément aurait exigé un investissement d'environ 97 millions $ dans le doublement du tronçon de l'ouest en 1991-1992. En 1989, TransCanada avait exploré l'opportunité d'offrir un nouveau service garanti interruptible limité («SGIL»), qui comporterait un escompte de droits pour un service périodiquement restreint à l'occasion de pannes de compresseur en situation de demande maximale coïncidente de pointe d'hiver. À la suite du refus par l'Office d'installations de protection contre les pertes de compression dans sa décision GH-1-89 , un groupe de travail de l'industrie s'est réuni à plusieurs reprises pour discuter du nouveau service proposé (SGIL). Il est ressorti de ces réunions que le service présentait peu d'attrait pour la plupart des expéditeurs.

Au cours de l'audience GH-5-89, TransCanada a déclaré qu'elle analyserait deux options de protection contre les pertes de compression, soit des installations de doublement du tronçon de l'ouest ou des services de stockage en aval. Au début, l'option du stockage souterrain en aval semblait l'option la plus économique. Toutefois, vers la fin de l'audience, TransCanada a indiqué que l'absence d'une capacité garantie de transport par le réseau Great Lakes vers les emplacements de stockage rendrait l'option du doublement plus attrayante à long terme. Puisque les résultats n'étaient pas concluants, TransCanada a déclaré qu'elle continuerait d'étudier ces options et la possibilité que le stockage puisse remplacer en partie ou entièrement le service garanti offert («SGO»). Lorsque ces études seront terminées au printemps de 1991, de nouvelles propositions de protection contre les pertes de compression pourraient être produites.

TransCanada a déposé un élément de preuve indiquant que l'implantation graduelle des installations proposées créerait une certaine capacité excédentaire à court terme dans le tronçon de l'ouest, ce qui offrirait au moins une protection partielle contre les pertes de compression au cours de l'hiver 1991-1992.

Opinions des parties intéressées

Les distributeurs de l'Est canadien appuient toujours le besoin d'une protection contre les pertes de protection pour le tronçon de l'ouest du réseau TransCanada. Des intervenants comme Consumers', GMi, Union et ICG Ontario ont soutenu le besoin d'une telle protection afin d'éviter l'éventualité d'une interruption de SG pouvant atteindre 4 $10^6 m^3/j$ (140 $10^6 pi^3/j$) pour une période de prévision de 14 à 23 jours d'hiver. Ces parties reconnaissaient qu'il existerait une protection partielle pour l'hiver de 1991-1992, mais elles pressaient TransCanada d'élaborer une option la moins coûteuse possible pour une protection complète.

Consumers' et GMi ont fait valoir que le coût des boucles additionnelles serait compensé par des économies de combustible et les revenus générés par les droits du service interruptible. Consumers s'est dite prête à attendre les résultats de l'étude de TransCanada sur les options et appuie le recours à la solution la plus efficiente. Consumers' a cependant demandé à l'Office d' affirmer que TransCanada devra avoir recours à la protection contre pertes de compression pour pouvoir assurer un service fiable dans des conditions prévisibles.

GMi a fait valoir que le besoin d'éviter de trop construire ne devrait pas empêcher la construction des installations nécessaires au service garanti. Pour GMi, la protection contre pertes de compression est particulièrement importante parce que l'expérience a montré quelle n'a pas actuellement accès au service assuré de TransCanada, auquel elle a droit. Parce que ses installations de stockage et d'écrêtement de pointes sont entièrement utilisées, GMi a besoin de la totalité du service garanti qui lui revient. D'après elle, si TransCanada est incapable de satisfaire à ses propres obligations de service

garanti, GMi aura de la difficulté à assurer le service garanti à sa clientèle. Selon GMi, vu que TransCanada ne pourra pas lui permettre de couvrir ses obligations de SG en hiver 1991-1992, elle devra peut-être retrancher certains clients. GMi a demandé à l'Office d'ordonner que la protection contre pertes de compression soit mise à la disposition tout d'abord des expéditeurs existants en 1991-1992, et ce prioritairement, puis des autres en fonction de la disponibilité. GMi a également demandé que l'Office ordonne à TransCanada d'exploiter son réseau de manière à réduire le risque de perte d'unités critiques.

Union a déclaré qu'elle accepte la position de TransCanada selon laquelle l'accumulation de volumes dans l'Est réduit le besoin spécifique de protection contre pertes de compression en 1991-1992. D'autre part, elle estime que l'Office devrait adopter le concept de la protection contre perte critique de compression et ordonner à TransCanada de poursuivre ses études et mécanisme approprié dans sa prochaine demande portant sur les installations.

L'Association pétrolière canadienne («APC») s' opposait à la construction d'installations de protection contre les pertes de compression jusqu'à ce que TransCanada fasse la preuve que les avantages économiques surpassent les coûts.

Opinion de l'Office

L'Office relève qu'aucun nouvel élément de preuve substantielle autre que les éléments déposés à l'audience GH-1-89 n'a été produit à l'appui du besoin d'installations de doublement pour protéger le tronçon de l'ouest contre les pertes de compression. L'Office reste d'avis que pendant la présente période d'expansion importante des pipelines, la protection contre les pertes de compression sur le tronçon de l'ouest n'est pas nécessaire. Un certain degré de sous-utilisation des installations à court terme devrait offrir une capacité supplémentaire suffisante pour compenser les pertes de compressions, comme en témoigne la protection partielle que l'on prévoit déjà pour l'hiver de 1991-1992. De rares interruptions des livraisons, de l'ordre d'un à deux pour cent, devraient pouvoir être accommodées par les réseaux avec la coopération des sociétés. L'Office relève également que plusieurs des parties qui appuient le besoin d'installations supplémentaires se préoccupent également du risque d'une sous-utilisation du pipeline.

L'Office encourage TransCanada à étudier le besoin d'une protection contre les pertes de compression dans certaines sections de son réseau et à évaluer les options les moins coûteuses pour répondre à un tel besoin. La maximisation du recours au stockage en aval et à des services d'équilibrage de l'offre comme le SGO pourrait être plus efficace sur le plan des coûts que des immobilisations supplémentaires en amont et pourrait soulager les préoccupations de distributeurs canadiens de l'Est à l'endroit de la fiabilité du réseau. L'Office ne retient pas la suggestion de GMi d'offrir une priorité quelconque aux expéditeurs établis en cas de panne du réseau, parce que l'Office estime qu'une telle distinction représenterait une forme injuste de discrimination.

22.7 Coût estimatif de construction

TransCanada a témoigné du fait que dans l'estimation des frais de construction, elle avait évalué l'incidence d'un important programme d'expansion pipelinière par des discussions avec d'autres sociétés pipelinières et des entrepreneurs. TransCanada a souligné que des estimations plus précises ne seraient possibles qu'à l'approche du début des travaux, alors que l'on pourrait définir plus exactement le niveau national global d'activité en construction pipelinière.

TransCanada réalise les possibilités de dépassement des coûts, découlant principalement du niveau élevé d'activité pipelinière, de l'envergure de l'expansion proposée et du fait qu'elle s'étale sur deux années plutôt qu'une seule, comme c'est habituellement le cas. Afin d'évaluer le risque de dépassement des coûts, TransCanada a réalisé une analyse du risque par simulation avec la méthode de Monte-Carlo. Selon TransCanada, cette simulation avait comme objet de se faire une idée générale du caractère approprié des estimations de coûts. Les résultats indiquaient une probabilité de 25 % pour un dépassement de 105 % des estimations de coûts directs. TransCanada accepte comme raisonnable cette probabilité de dépassement des coûts, à cause de l'envergure du programme d'expansion et parce qu'elle croit également que le régime actuel l'incite à contrôler ses frais de construction (cette question est abordée plus en détail au Chapitre 27 des présents motifs).

Opinions des autres parties

L'APC a mis en doute les conclusions de l'analyse de risque, se préoccupant notamment de l'exactitude des coûts estimatifs de construction, des facteurs envisagés dans l'analyse de risque, des variables ayant servi d'intrants à la simulation, des liens entre ces variables et de la forte probabilité de dépassements des coûts.

PanCanadian a appuyé TransCanada, en exprimant son avis à l'effet que la récente révision par TransCanada du coût des installations indiquait une baisse de 2,6 à 2,4 milliards $, ce qui indique que l'on prépare des estimations de coût en recherchant la fiabilité.

Opinion de l'Office

Pour 1989, les coûts pipeliniers unitaires réels correspondaient à 4 % près aux estimations de TransCanada. L'Office est d'avis que l'on pourrait difficilement évaluer avec plus de précision les coûts de construction d'un pipeline, compte tenu de l'envergure de l'expansion envisagée, de la durée des calendriers de construction et du niveau élevé d'activité dans la construction de pipeline partout au pays. Par conséquent, l'Office juge que TransCanada a produit les meilleures estimations possibles à partir des renseignements disponibles à ce stade du projet d'expansion.

Chapitre 23
Utilisation des terres et questions environnementales

23.1 Exigences de l'Office

23.1.1 Programme d'information publique

L'Office a diffusé en 1990 son protocole d'instructions concernant l'information préalable du public en vue de recueillir auprès du public, au cours de la phase de planification et d'élaboration du projet, des données que l'on inclurait dans les demandes présentées à l'Office. On espérait améliorer le processus de réglementation de l'Office par un programme d'information publique concernant les demandes et une contribution opportune du public.

Conformément au protocole d'instructions concernant l'information préalable du public,

(i) TransCanada a envoyé des trousses d'information aux municipalités, aux organismes publics provinciaux et aux groupes d'intérêt locaux dont elle connaissait l'existence;

(ii) elle a publié des avis publics dans les journaux à deux reprises entre le 13 décembre 1989 et le 12 janvier 1990, et

(iii) elle a répondu aux demandes par courrier et par téléphone des parties qui ont réagi à son programme d'information publique. TransCanada a déclaré qu'elle a pour politique de maintenir le contact avec les organismes ayant un intérêt dans les nouvelles installations proposées de façon à tenir compte de leurs préoccupations lorsqu'elle établit de façon définitive la conception des installations, l'échéancier, les travaux de construction et les mesures de remise en état.

Opinion de l'Office

De l'avis de l'Office, TransCanada a mené un programme satisfaisant d'information publique.

23.1.2 Exigences de la Loi quant au choix du tracé des nouvelles installations pipelinières

L'article 52 de la Loi prévoit que l'Office peut délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline «s'il est convaincu que l'utilité publique le requiert, tant pour le présent que pour le futur». De plus, cet article prévoit qu'au cours de l'étude d'une demande de certificat, l'Office «tient compte de toutes les données qui lui semblent pertinentes». Le tracé général proposé du pipeline fait partie de ces données.

Si l'Office juge satisfaisant le tracé général proposé d'un tronçon de doublement particulier du pipeline et délivre un certificat à son égard, la société pipelinière doit présenter à l'Office, avant le début de la construction, un plan, un profil et un livre de renvoi («PPLR») indiquant notamment le tracé détaillé du tronçon de pipeline. La construction du pipeline ne peut avoir lieu si l'Office n'a pas approuvé préalablement le PPLR.

L'Office peut exempter un pipeline de l'exigence d'approbation du PPLR en vertu de l'article 58 de la Loi. TransCanada a demandé pareille exemption à l'égard de tous les tronçons de doublement assujettis à sa demande visant des installations pour 1991-92, y compris le prolongement d'Iroquois. Ce prolongement a toutefois été approuvé depuis par le certificat d'utilité publique no GC-78 délivré en rapport avec la demande de TransCanada visant des installations partielles. L'Office a par la suite publié l'ordonnance XG-13-90 en vertu de laquelle. TransCanada n'est

pas tenue de déposer des PPLR pour tous les tronçons de doublement visés par le certificat relatif aux installations partielles, y compris le prolongement d'Iroquois.

23.2 Utilisation des terres

23.2.1 Choix du tracé

Le pipeline qui fait l'objet de la demande de TransCanada est composé de 79 tronçons de doublement d'une longueur totale de 1189,8 km, en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario. L'emplacement et la longueur des doublements et les besoins en terrains pour chacun d'eux sont indiqués au tableau 23-1 (construction en 1991) et au tableau 23-2 (construction en 1992).

Tous les tronçons de doublement proposés sont situés sur des servitudes existantes ou adjacentes, à l'exception de deux déviations mineures dans les tronçons de doublement de Camp Lake et de Ranore. Deux tronçons de doublement, Haileybury et Marten River, sont actuellement assujettis à la revendication foncière de Bear Island.

23.2.1.1 Installations situées sur des servitudes existantes

De l'avis de TransCanada, les nouvelles installations qui seront aménagées sur les servitudes existantes et qui ne nécessitent qu'un chantier temporaire ne soulèvent aucune question liée au tracé. Ces installations d'une longueur totale de 337,3 km comprennent les quatrième et cinquième tronçons de doublement en Saskatchewan et au Manitoba: Cabri, Moose Jaw, Vibank, Rapid City, Portage LaPrairie et Winnipeg; le deuxième doublement et les doublements du raccourci North Bay en Ontario: Shekak River, Fauquier, Cochrane, Mattice, Deux Rivières, Pembroke et Stittsville. Un tronçon de doublement de 8 km, Upsala, ne nécessite ni nouvelle servitude ni chantier temporaire. Ces doublements sont indiqués aux tableaux 23-1 et 23-2 par le numéro (1).

Opinion de l'Office

Selon l'Office, l'intention de TransCanada d'utiliser les servitudes existantes ainsi que les chantiers temporaires qui y sont associés est raisonnable.

23.2.1.2 Installations situées sur des servitudes adjacentes

Dans les cas où les servitudes existantes ne sont pas suffisamment larges pour recevoir de nouvelles installations, TransCanada a proposé d'aménager les installations sur des servitudes adjacentes aux servitudes existantes à condition que les normes établies en matière d'environnement, d'ingénierie, de construction et de sécurité soient satisfaites adéquatement.

Les nouvelles installations appartenant cette catégorie sont indiquées aux tableaux 23-1 et 23-2 par le numéro (2) et comprennent les cinquièmes tronçons de doublement en Saskatchewan et au Manitoba: Burstall, Cabri. Herbert, Moose Jaw, Regina, Grenfell, Moosomin, Rapid City et Portage LaPrairie; les deuxièmes tronçons de doublement suivants au Manitoba et en Ontario: Ste. Anne, Sandilands, Camp Lake, Dryden, Martin, raccourci Thunder Bay, MacDiarmid, Jellicoe, Lydia Lake, Klotz Lake, Hearst, Mattice, Cochrane, Monteith, Ramore, Swastika, Haileybury et Marten River. La longueur totale des doublements précités est de 845 km et la longueur de la nouvelle servitude requise est de 549,9 km.

Opinion de l'Office

L'Office reconnait les avantages associés au fait de situer les nouvelles installations à côté de servitudes existantes. L'Office est d'accord avec les raisons données par TransCanada pour installer les nouveaux doublements proposés à côté des servitudes existantes et accepte les tracés généraux proposés par TransCanada pour ces doublements.

23.2.1.3 Installations situées sur des servitudes adjacentes avec des déviations mineures

Deux tronçons de doublement proposés par TransCanada, Camp Lake et Ramore, seront situés sur des servitudes adjacentes, à l'exception d une déviation mineure du tracé dans chaque cas.

Le tracé général idéal de TransCanada pour Camp Lake comprend une déviation de 1,5 km de la VCP 45 + 15,1 km à la VCP 45 + 16,6 km. Voici les raisons données pour justifier le choix de ce tracé:

(i) l'existence de pentes et d'affleurements rocheux et escarpés au sud de la canalisation existante le long de ce qui aurait été normalement le tracé idéal;

Tableau 23-1
Installations proposées de TransCanada, 1991-92
Besoins en terrains
(Construction 1991)

Description de la boucle	Section	Longueur	Emprise permanente		Espace de travall temporaire	
			Largeur	Longueur	Largeur	Longueur
		(km)	(m)	(km)	(m)	(km)
Saskatchewan						
4e boucle						
VCP 4 + 11,4 km à VCP 5	Cabri (1)	17,9			30	17,9
VCP 6 + 13,0 km à VCP 7	Cabri (1)	16,3			30	16,3
VCP 18 + 11,6 km à VCP 19	Vibank (1)	19,7			30	19,7
5e boucle						
VCP 2 à VCP 2 + 13,2 km	Burstall (2)	13,2	20	13,2	20	13,2
VCP 5 à VCP 6	Cabri (2)	25,0	20	25,0	25	25,0
VCP 6 à VCP 6 + 17,9 km	Cabri (2)	17,9	20	17,9	20	17,9
VCP 9 à VCP 9 + 9,7 km	Herbert (2)	9,7	20	9,7	20	9,7
VCP 13 à VCP 14	Moose Jaw (2)	23,6	20	23,6	20	23,6
VCP 14 à VCP 15	Moose Jaw (2)	27,9	20	27,9	20	27,9
VCP 15 à VCP 15 + 6.7 km	Moose Jaw (2)	6,7	20	6,7	20	6,7
VCP 17 à VCP 17 + 9,7 km	Regina (2)	9,7	20	9,7	20	9,7
VCP 25 à la limite Sask.-Man.	Moosomin (2)	2,9	20	2,9	20	2,9
Manitoba						
4e boucle						
VCP 29 + 5,1 km à VCP 30	Rapid City (1)	19,0			30	19,0
VCP 39 à VCP 41	Winnipeg (1)	18,5			30	18,5
5e boucle						

Limite Sask.-Man. à VCP 25 + 14,4 km	Moosomin (2)	11,5	20	11,5	20	11,5
VCP 30 + 7,9 km à VCP 30 + 18,2 km	Rapid City (2)	10,3	20	10,3	20	10,3
VCP 34 à VCP 36	Portage La Prairie (2)	9,8			20	9,8
VCP 36 à VCP 37	Portage La Prairie (2)		20	31,8	20	31,8
2e boucle						
VCP 41 + 3,6 km à VCP 41 + 24,7 km	Ste. Anne (2)	21,1	20	21,1		
VCP 43 + 12,3 km à VCP 44	Sandilands (2)	13,3	15/20/25	6,1	10	7,8
VCP 44 à VCP 44 + 16,4 km	Sandilands (2)	16,4	25	1,0	10	15,8
VCP 45 + 14,8 km à la limite Man.-Ont.	Camp Lake (2)	3,6	25/30	3,6		
Ontario						
2e boucle						
Limite Man.-Ont. à VCP 46	Camp Lake (2)	0,9	25	0,9		
VCP 46 + 5,6 km à VCP 47	Camp Lake (2)	22,6	20	22,6		
VCP 47 à VCP 47 + 11,4 km	Camp Lake (2)	11,4	20	11,4		
VCP 55 + 10,0 km à VCP 56	Dryden (2)	5,2	20	5,2		
VCP 56 à VCP 57	Dryden (2)	24,9	25/27,4	3,6		
VCP 57 + 7,0 km à VCP 57 + 8,4 km	Dryden (2)	8,4	20	4,1	10	4,3
VCP 59 à VCP 59 + 22,3 km	Martin(2)	15,3	15/25	13,9		

Description de la boucle	Section	Longueur	Emprise permanente		Espace de travail temporaire	
			Largeur	Longueur	Largeur	Longueur
		(km)	(m)	(km)	(m)	(km)
VCP 66-2 à VCP 67-2	Thunder Bay Shortcut (2)	22,9	15	22,9		
VCP 72-2 à VCP 73-2	Thunder Bay Shortcut (2)	20,6	20	14,5	15	6,1
VCP 73 à VCP 73A	Thunder Bay Shortcut (2)	5,0			15	5,0
VCP 76 à VCP 76 + 17,6 km	Macdiarmid (2)	6,4	20/42,7	5,6		
VCP 77 à VCP 78	Jellicoe (2)	14,0	15/20	6,1	10	5,2
VCP 78 à VCP 79	Jellicoe (2)	26,3	20	11,2	10	15,1
VCP 83 à VCP 83 + 11,0 km	Lydia Lake (2)	11,0	20	4,3	15	6,7
VCP 84 à VCP 84A	Klotz Lake (2)	10,4	20	1,7	15	6,5
VCP 84A à VCP 85	Klotz Lake (2)	27,1	20	0,2		
VCP 85 à VCP 85 + 14,9 km	Klotz Lake (2)	14,9	27,4	4,8		
VCP 87 + 15,1 km à VCP 87 + 20,7 km	Shekak River (1)	5,6			15	5,6
VCP 89 à VCP 91	Hearst (2)	30,8	12,2/27,4	9,0	15	15,0
VCP 92 à VCP 93	Mattice (2)	31,1	27,4	0,6	15	31,1
VCP 97 + 13,1 km à VCP 99	Fauquier (1)	17,9			15	14,05
VCP 99 + 26,5 km à VCP 100	Cochrane (1)	5,1			15	5,1
VCP 100 + 12,9 km à VCP 101	Cochrane (1)	15,9			15	15,9
VCP 101 à VCP 102	Cochrane (2)	11,6	21,3/27,4	2,7	15	8,9
VCP 103 à VCP 104	Monteith (2)	17,4	27,4	12,8	15	2,6
VCP 104 à VCP 104 + 14,1 km	Monteith (2)	14,1	27,4	14,1		
VCP 105 à VCP 106	Ramore (2)	23,3	15,2/30	12,6	15	5,1
VCP 106 à VCP 106 + 17,9 km	Ramore (2)	17,9	27,4/42,7	11,2	15	0,7
VCP 108 à VCP 109	Swastika (2)	22,5	27,4	21,8		
VCP 109 à VCP 109 + 13,5 km	Swastika (2)	13,5	27,4	4,8	15	7,1
VCP 110 + 8,4 km à VCP 111	Haileybury (2)	23,6	27,4/42,7	0,6		
VCP 111 à VCP 111 + 24,7 km	Haileybury (2)	24,7	20/42,7	3,8		
VCP 112 à VCP 114	Marten River (2)	19,1	20/25	6,3		
VCP 114 à VCP 114 + 16,8 km	Marten River	16,8	25	2,5		
Raccourci de North Bay 1ere boucle						
VCP 1201 à VCP 1202	North Bay (1)	12,5			20	12,5
VCP 1202 à VCP 1202 + 22,6 km	North Bay (1)	22,6			20	22,6
VCP 1206 à VCP 1207	Deux Rivieres (1)	26,8			20	26,8
VCP 1211 à VCP 1212	Pembroke (1)	21,4			20	21,4
VCP 1212 à VCP 1213	Pembroke (1)	15,9			20	15,9
VCP 1213 à VCP 1213 + 12,6 km	Pembroke (1)	12,6			20	12,6
VCP 1217 à VCP 1217 + 11,4 km	Stittsville (1)	11,4			20	11,4
	Total	**1027,2**		**457,8**		

Tableau 23-2
Installations proposées de TransCanada, 1991-92
Besoins en terrains
(Construction 1992)

Description de la boucle	Section	Longueur	Emprise permanente		Espace de travail temporaire	
			Largeur	Longueur	Largeur	Longueur
		(km)	(m)	(km)	(m)	(km)
Saskatchewan 5e boucle						

VCP 6 + 17,9 km à VCP 7	Cabri (1)	11,4	20	11,4	20	11,4
VCP 9 + 9,7 km à VCP 9 + 19,5 km	Herbert (2)	9,8	20	9,8	20	9,8
VCP 15 + 6,7 km à VCP 15 + 18,5 km	Moose Jaw (2)	11,8	20	11,8	20	11,8
VCP 17 + 9,7 km à VCP 18	Regina (2)	16,7	20	16,7	20	16,7
VCP 22 à VCP 22 + 8,4 km	Grenfell (2)	8,4	20	8,4	20	8,4
Manitoba **5e boucle**						
VCP 25 à VCP 14,4 km à VCP 27	Moosomin (2)	17,3	20	17,3	20	17,3
VCP 30 + 18,2 km à VCP 31	Rapid City (2)	6,8	20	6,8	20	6,8
VCP 37 à VCP 37 + 9,9 km	Portage La Prairie	9,9	20	9,9	20	9,9
Ontario **2e boucle**						
VCP 61 + 23,8 km à VCP 62	Upsala (1)	8,0				
VCP 93 à VCP 93 + 3,3 km	Mattice (1)	3,3			15	3,3
Raccourci de North Bay						
VCP 1202 + 22,6 km à VCP 1203	North Bay (1)	6,0			20	6,0
VCP 1203 à VCP 1203 + 10,2 km	North Bay (1)	10,2			20	10,2
VCP 1207 à VCP 1207 + 16,1 km	Deux Rivieres (1)	16,1			20	16,1
VCP 1213 + 12,6 km à VCP 1214	Pembroke (1)	16,8			20	16,8
VCP 1217 + 12,6 km à VCP 1217 + 21,5 km	Stittsville (1)	10,1			20	10,1
	Total	**162,6**		**92,1**		

(ii) l’existence de plusieurs brusques changements de direction dans l’emprise existante;

(iii) la nécessité d’effectuer des travaux importants de nivellement, d’enlèvement, de manutention et d’élimination des déchets, et

(iv) le fait que la déviation exige une emprise plus étroite que celle qu’il faudrait pour un doublement adjacent à la servitude existante et serait moins longue à construire.

Compte tenu de facteurs qui ont trait à l’environnement, la construction et la sécurité, TransCanada a jugé qu’une déviation était préférable à un tracé sur une servitude adjacente pour le tronçon susmentionné du doublement de Camp Lake.

Des préoccupations ayant trait au domaine technique, à la construction et à la sécurité ont aussi amené TransCanada à proposer une déviation de 6,8 km de la VCP 105 + 6,4 km à la VCP 105 + 13,2 km le long du tronçon de doublement de Ramore. Les raisons citées sont les suivantes:

(i) le terrain le long de l’emprise existante est une moraine rocheuse avec un substrat rocheux sur la plus grande partie de sa longueur et une zone marécageuse de la VCP 105 + 12,9 km à la VCP + 16 km;

(ii) l’alignement des deux canalisations existantes croise une ligne de transport hydro-électrique de 115 kilovolts (kV), la voie publique 11 et la voie publique Ferguson. Pour utiliser l’emprise existante, il faudrait construire environ six passages en dessous des canalisations existantes, et

(iii) la déviation proposée éviterait plusieurs brusques changements de direction dans l’alignement existant, six passages sous les canalisations existantes, deux croisements d’une ligne de transport hydro-électrique, le croisement de la voie publique 11 entre les deux canalisations existantes, et elle serait 700 m plus courte.

TransCanada a préparé des comparaisons entre le tracé idéal dans des conditions normales et la déviation proposée, démontrant que les répercussions environnementales de chacun d'eux sont semblables et atténuables.

Revendication foncière de Bear Island

Les installations proposées entre la VCP 110 + 13,8 et la VCP 114 + 10,5 km (doublements de Haileybury et de Marten River) sont touchées par la revendication foncière de Bear island qu'étudie actuellement la Cour suprême du Canada. On ne peut obtenir ni enregistrer de nouvelles servitudes avant qu'une décision soit rendue. La Couronne peut toutefois accorder un droit d'occupation des lieux qui, même s'il n'est pas enregistré, permettrait à une nouvelle canalisation de traverser la zone de Bear Island faisant l'objet d'une revendication foncière. TransCanada a envoyé des trousses d'information et un rapport d'évaluation environnementale au Conseil de bande Teme-augama Anishnabal et prévoit consulter le Conseil de bande au sujet de préoccupations précises et des mesures d'atténuation qu'il conviendrait de prendre avant la construction.

Au cours de l'audience, TransCanada a signalé qu'elle n'avait pas encore reçu de droit d'occupation du ministère des Richesses naturelles de l'Ontario («MRN») mais qu'elle ne prévoyait pas avoir de problème à cet égard. TransCanada s'est engagée à tenir l'Office au courant de la situation de la revendication foncière de Bear island.

Opinion de l'Office

Étant donné l'importance des considérations relatives à l'environnement, la construction, l'ingénierie et la sécurité, l'Office approuve les tracés généraux proposés pour les déviations de Camp Lake et Ramore.

Au sujet de la revendication foncière de Bear Island, l'Office se rend compte qu'il faudra mettre au point avec le MRN des modalités acceptables pour l'acquisition des terrains avant le début des travaux de construction. TransCanada devra présenter à l'Office tout accord d'acquisition de terrains négocié avec le MRN.

23.2.2 Besoins en terrains, chantiers temporaires et avis d'acquisition

Besoins en terrains

L'Office s'est toujours particulièrement intéressé aux répercussions éventuelles de l'acquisition des terrains nécessaires à la construction du gazoduc (pleine propriété et servitudes) sur les propriétaires des terrains en cause. Comme dans le passé, TransCanada a fourni à l'Office, pour chaque tronçon de doublement, un plan des terrains nécessaires, une description de ses servitudes existantes, de l'emplacement des conduites à l'intérieur de ces servitudes et des facteurs topographiques particuliers.

(i) Terrains en pleine propriété

TransCanada a indiqué que toutes les installations proposées de compression et de comptage seraient construites sur les terrains en pleine propriété existants de TransCanada.

(ii) Servitudes

TransCanada a besoin de servitudes dont la largeur varie entre 12,2 à 42,7 m, le long des 79 tronçons de doublement proposés.

Chantiers temporaires

TransCanada a besoin de chantiers de 10 à 30 km de largeur pour déplacer la machinerie, entreposer la terre arable et protéger les intérêts des propriétaires fonciers et l'environnement, conformément à ses devis de construction des pipelines (1990).

Avis d'acquisition

TransCanada a déposé une nomenclature préliminaire des parcelles indiquant les secteurs où elle aurait besoin de nouvelles servitudes ou de chantiers, ou les deux, et a indiqué que cette liste serait mise à jour au fur et à mesure qu'elle obtiendrait de nouveaux renseignements. TransCanada présentera une deuxième liste séquentielle pour indiquer les propriétaires fonciers à qui l'avis de projet d'acquisition exigé par l'article 87 de la Loi a été signifié.

Opinion de l'Office

L'Office juge que les besoins prévus par TransCanada en servitudes et en chantiers sont raisonnables et justifiés. En ce qui concerne les servitudes, l'Office encourage TransCanada à signifier des avis de projet d'acquisition le plus tôt possible à tous les propriétaires fonciers intéressés. Pourvu que l'acquisition de chantiers par TransCanada demeure une opération commerciale à court terme ne comportant pas de cession de titre, l'article 87 de la Loi ne s'y applique pas.

23.2.3 Exemptions de l'application des alinéas 31 c) et 31 d) et de l'article 33 de la Loi

TransCanada a demandé entre autres qu'en vertu de l'article 58 de la Loi, certains des tronçons de doublement visés par sa demande, telle que modifiée, soient exemptés de l'application des alinéas 31 c) et 31 d) et de l'article 33 de cette loi. Si des exemptions étaient accordées, TransCanada ne serait pas tenue de déposer des PPLR pour approbation par l'Office.

Opinions de l'Offre

Avant de décider d'exempter ou non les installations de l'application des alinéas 31 c) et 31 d) et de l'article 33 de la Loi, l'OffIce a tenu compte des droits des propriétaires des terrains avoisinants qui pourraient être touchés par la construction proposée. L'Office est d'avis qu'étant donné que les installations seraient aménagées sur des servitudes existantes ou des servitudes adjacentes, il est peu probable que le projet de construction nuise, à longue échéance, à ces propriétaires.

Toutefois, afin de protéger les intérêts des propriétaires de terrains que TransCanada projette d'acquérir, l'Office est disposé à exempter les installations de l'applications des alinéas 31 et 31 d) et de l'article 33 de la Loi, mais à condition que les propriétaires visés signent les ententes en matière de servitudes ou d'options avant le début des travaux de construction.

23.3 Questions environnementales

23.3.1 Rapports d'évaluation environnementale

Dans sa demande GH-5-89, TransCanada a présenté des rapports d'évaluation environnementale pour les installations qu'elle se propose de construire en Saskatchewan, au Manitoba, dans le nord de l'Ontario (volumes 1 et 2), au raccourci North Bay et dans le sud et l'est de l'Ontario. TransCanada a adopté les recommandations de ces évaluations pour éviter ou atténuer les incidences environnementales néfastes du projet. De plus, TransCanada s'est engagée à appliquer les méthodes et les techniques habituelles d'atténuation énoncées dans la version révisée de ses devis de

construction des pipelines (1990). Les politiques et les méthodes générales de protection de l'environnement seraient respectées conformément au Manuel des pratiques de protection de l'environnement (1986) de TransCanada.

Les rapports d'évaluation environnementale de TransCanada comprennent des renseignements sur le sol, le potentiel (productivité) agricole des terrains, l'hydrologie, la végétation, la faune terrestre et aquatique, les forêts, les ressources du patrimoine, les zones fragiles du point de vue de l'environnement et les utilisations récréatives des terres. Une liste des questions environnementales (LQE) a été présentée à l'égard de chaque tronçon de doublement proposé et comprend les méthodes recommandées pour prévenir ou réduire des incidences environnementales précises.

23.3.2 Agriculture

La perte de potentiel agricole est l'une des éventuelles répercussions environnementales associées à la construction des nouvelles installations. Parmi les les effets immédiats que peut avoir la construction, on compte la perte des cultures et l'interruption du drainage. Les effets qui peuvent persister après la construction sont ceux associés aux perturbations causées par le creusage, l'entreposage et le déplacement de la terre arable, et le déplacement des véhicules au cours de la construction. Les travaux de construction ont souvent pour effet de diminuer la fertilité du sol et d'augmenter le compactage du sous-sol, la pierrosité du sol et la tendance à l'érosion en raison de la destruction de la couche végétale protectrice.

TransCanada a décrit dans sa demande les méthodes qu'elle utilise habituellement pour préserver et rétablir le potentiel agricole. Les recommandations particulières portent notamment sur la séparation adéquate de la couche arable et du sous-sol, la récupération et le remplacement de la couche arable, la culture lourde et le sous-solage et la conformité à la politique d'arrêt des travaux par temps pluvieux.

23.3.3 Croisements de cours d'eau

Les activités de construction liées au projet pourraient avoir des effets néfastes sur un certain nombre de cours d'eau que croiseraient les doublements proposés. Parmi ces activités, on compte le défrichement et le nivellement, le creusage de tranchées, le détournement de cours d'eau, le remblayage, les essais hydrostatiques et les activités connexes comme l'entretien du matériel et l'élimination des déchets. L'augmentation de la concentration de sédiments en aval du chantier pourrait entraîner les effets les plus graves.

TransCanada a énoncé un certain nombre de mesures d'atténuation qui doivent être appliquées à tous les croisements de cours d'eau afin de limiter les répercussions de ces croisements sur l'environnement. TransCanada a déclaré qu'elle ferait en sorte que son entrepreneur raccourcisse la durée des activités à l'intérieur du cours d'eau, maintienne des barrages de fossé le plus longtemps possible sur les rives afin de prévenir l'écoulement d'eau limoneuse de fossé dans le cours d'eau, défriche la plus petite zone possible sur les rives et rétablisse la forme originale des rives et des lits de rivière.

TransCanada a également élaboré des mesures précises à prendre sur les chantiers comme la détermination des périodes de construction à l'intérieur des cours d'eau pour éviter les périodes de la fraie et de la migration des poissons. Les abords et les rives doivent être ensemencés et fertilisés à la suite des travaux de construction. En outre, des méthodes de croisement et des mesures d'atténuation doivent être présentées avant le début des travaux au ministère des Richesses naturelles de l'Ontario de sorte que le MRN puisse étudier ces renseignements avec TransCanada.

23.3.4 Hydrologie et migration des lixiviats

TransCanada a indiqué dans son évaluation des installations du raccourci North Bay les possibilités de migration de lixiviats à partir de la décharge située à environ 115 m au nord du doublement de Deux-Rivières et du dépotoir de

comté dans le canton de Bromley (situé à 650 m au nord du doublement de Pembroke). L'expert-conseil de TransCanada a discuté de la question avec des représentants des cantons de Bromley et de McNab et du bureau de district de Pembroke du ministère ontarien de l'Environnement («MOE»). TransCanada s'est engagée à effectuer des analyses sur le terrain avant le début des travaux de construction pour confirmer la direction de l'écoulement de l'eau souterraine et les possibilités de contamination par lixiviat.

23.3.5 Marécage de Stewartville

TransCanada a indiqué dans son évaluation que le doublement de Pembroke traverse le marécage de Stewartville (Cedar Swamp). TransCanada a déclaré que la construction du pipeline n'aurait que des répercussions minimes, à caractère local, sur la végétation de la zone marécageuse pendant le défrichement du chantier temporaire et l'entreposage temporaire du matériel provenant de l'excavation à côté de la tranchée.

En ce qui concerne les orchidées qui fleurissent dans le marécage, TransCanada a déclaré que la plus grande concentration d' orchidées est située bien au sud de la zone qui sera directement touchée par l'installation du pipeline. TransCanada a signalé qu'une emprise de pipeline (30 m) traverse le nord du marécage de Stewartville. Elle est donc d'avis qu'étant donné que des travaux de construction ont déjà été exécutés sans grande incidence environnementale, le nouveau projet ne devrait pas en avoir davantage. Selon TransCanada, il y aurait assez de place sur l'emprise perturbée pour construire le deuxième pipeline. Les nouvelles perturbations se limiteraient au chantier temporaire de 200 m sur 20 m ou 0,5 ha par rapport aux 13 ha de la superficie totale du marécage.

TransCanada s'attend à ce que le projet de construction n'ait que des effets minimes, à caractère très local, sur le marécage de Stewartville étant donné que le système hydraulique local n'avait pas été touché par l'installation du pipeline précédent. TransCanada a convenu de rétablir le système de drainage après l'installation du pipeline. La conformité aux mesures d'atténuation courantes de TransCanada concernant la construction sur des sols marécageux, énoncées dans la version révisée de ses devis de construction des pipelines (1990) et son Manuel des pratiques de protection de l'environnement (1986), permettrait de réduire au minimum les incidences au cours de la construction et de l'installation.

MacNamara Field Naturalists Club

Le MacNamara Field Naturalists Club («MNFC») a exprimé un certain nombre de préoccupations au sujet du pipeline proposé traversant le marécage de Stewartville. Plus précisément, le MFNC voulait l'assurance que TransCanada ne défricherait pas une plus grande superficie du marécage et veillerait à ce que le niveau et la qualité de l'eau ne changent pas.

23.3.6 Ressources du patrimoine

TransCanada a fourni des renseignements sur les ressources du patrimoine pour les tronçons de doublement qu'elle propose de construire en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario. TransCanada a indiqué qu'elle présenterait à la Direction du patrimoine (ministère des Parcs, des Loisirs et de la Culture de la Saskatchewan), avant le début des travaux de construction, des évaluations détaillées des répercussions sur les ressources du patrimoine en ce qui concerne les projets de doublement en Saskatchewan.

Pour ce qui est du Manitoba, TransCanada a signalé dans son rapport d' évaluation, qu'il était fort possible que l'on trouve des ressources du patrimoine dans la zone située à côté de la rivière Assiniboine (entre la VCP 34 + 7 km jusqu'à environ la VCP 36 + 10 km). La Direction du patrimoine du gouvernement manitobain a recommandé tout particulièrement que le études sur les terrain de TransCanada comprennent un examen des zones de croisement de Broughton's Creek et des rivières Seine, Birch et Whitemouth. TransCanada s'est engagée à effectuer un examen plus poussé de ces lieux et de la zone qui présente de grandes possibilités de découvertes archéologiques entre la VCP 43

+ 19 km jusqu'à la VCP 43 + 21 km. TransCanada a également convenu de présenter une évaluation des répercussions sur les ressources du patrimoine à la Direction des ressources historiques du ministère de la Culture, du Patrimoine et des Loisirs du Manitoba. Dans l'éventualité de la découverte d'autres sites archéologiques, l'entrepreneur devrait cesser toute activité et (ou) appeler un archéologue compétent pour évaluer la situation et décider (de concert avec la Direction du patrimoine du Manitoba) les autres mesures qu'il faudrait peut-être prendre.

En Ontario, les experts-conseils en archéologie de TransCanada ont entrepris des évaluations des doublements proposés pour déterminer les secteurs ou zones ainsi que les emplacements précis qui recèlent fort possiblement des vestiges archéologiques. TransCanada a indiqué qu'elle effectuerait des relevés des ressources du patrimoine dont une reconnaissance aérienne et complète avant le début de la construction et en cas de découvertes archéologiques, des mesures immédiates seraient prises pour protéger le site. Elle communiquerait alors avec les autorités provinciales pour une évaluation officielle.

23.3.7 Inspection environnementale

TransCanada a indiqué qu'elle ferait appel à des inspecteurs environnementaux pendant la durée entière de la construction afin qu'ils surveillent la mise en oeuvre des devis et des recommandations que comprend l'évaluation environnementale. De plus, ces inspecteurs aideront à la vérification des exigences de protection de l'environnement et des engagements pris pendant l'audience ou par suite de discussions avec des propriétaires fonciers et des organismes gouvernementaux.

Préoccupations du Comité de coordination des pipelines de l'Ontario (CCPO)

L'avocat du ministère de l'Énergie de l'Ontario, au nom du CCPO, a traité des questions environnementales au cours de l'audience. TransCanada et le CCPO se sont efforcés par des consultations et des négociations, de déterminer et de régler bon nombre de préoccupations relevant de la province. À la suite de ce processus, TransCanada a convenu de prendre onze engagements, notamment une analyse sédimentaire de tout matériel dragué aux endroits où l'on prévoit l'écoulement d'eau de ruissellement, la protection des prises d'eau et de l'approvisionnement en eau, la surveillance des puits dans un rayon de 100 m de l'axe de la conduite où il faut dynamiter, et la présentation au MRN de l'Ontario des détails de la construction des croisements proposés 30 jours avant le début des travaux. TransCanada a également convenu de remettre au président du CCPO des exemplaires de tous les rapports postérieurs à la construction et des rapports sur la construction définitive pour étude. Le CCPO à demandé à l'Office qu'il intégre ces engagements aux modalités de tout certificat éventuel.

23.3.8 Opinion de l'Office

Après avoir étudié les renseignements de nature environnementale contenus dans la demande de TransCanada et la preuve produite à l'audience, l'Office est d'avis que, si les mesures proposées de protection de l'environnement sont prises, le projet ne devrait avoir que des incidences environnementales minimales, à caractère temporaire et local.

Les questions environnementales associées à la construction proposée et les mesures d'atténuation recommandées ont été clairement énoncées dans la LQE de TransCanada. La LQE devrait guider l'inspection pendant la construction et aider TransCanada à réaliser un programme efficace de contrôle environnemental.

Les engagements pris par TransCanada envers le CCPO portaient sur des questions comme la protection des prises d'eau et de l'approvisionnement en eau, le dynamitage, l'élimination du matériel dragué, les plans de construction pour tous les croisements proposés et la signification d'un avis préalable au personnel du ministère ontarien. L'Office a l'intention de recommander au gouverneur en conseil que tout certificat délivré soit assorti d'une modalité générale obligeant TransCanada à respecter ces engagements.

En ce qui concerne le projet de TransCanada de doubler le pipeline actuel à travers le marécage de Stewartville (Ontario), l'Office est d'avis que les incidences du croisement seraient négligeables. La plus grande concentration d'orchidées dans le marécage se situe bien au sud du secteur directement touché par le tracé du pipeline. L'Office prend note que TransCanada limitera dans toute la mesure du possible l'étendue de la zone perturbée et rétablira le système de drainage après la construction du pipeline dans ce secteur. Selon l'Office, les mesures d'atténuation proposées par TransCanada devraient apaiser toute inquiétude exprimée par le MacNamara Field Naturalists Club. L'Office prend aussi note que TransCanada tiendra un séminaire sur les questions environnementales pour informer les entrepreneurs des mesures à prendre pour réduire au minimum les incidences sur le marécage de Stewartville.

En ce qui concerne les ressources du patrimoine en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario, l'Office exigera que TransCanada dépose les résultats de ses relevés avant le début de la construction, y compris les mesures d'atténuation proposées pour les secteurs recelant des ressources du patrimoine.

L'Office exige que TransCanada mette en oeuvre les diverses politiques et recommandations contenues dans la demande et dans les évaluations environnementales, y compris la LQE. Les renseignements contenus dans la LQE devraient permettre d'orienter l'inspection durant la construction et ils constituent pour TransCanada une base de données utile qui servira à élaborer et à mettre en oeuvre un programme efficace de contrôle environnemental. TransCanada doit également mettre en oeuvre les engagements pris devant l'Office au cours de l'audience. Ces mesures, si elles sont appliquées de façon adéquate durant la construction, devraient aboutir à un haut niveau de protection de l'environnement et de remise en état des emprises.

Pour déterminer si les objectifs environnementaux ont été atteints, l'Office exige que TransCanada dépose un rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction dans les six mois suivant la date à laquelle l'autorisation de mise en service sera accordée. Cette évaluation devrait porter sur toutes les questions qui auront été cernées à la date de dépôt. Elle devrait également traiter de la situation de chaque question et des mesures qui seront mises en oeuvre pour résoudre toute question en suspens.

L'Office ordonne à TransCanada de déposer un rapport semblable au 31 décembre de chaque année suivant chacune des deux saisons complètes de culture après la construction.

Chapitre 24
Faisabilité économique de l'expansion proposée

24.1 Introduction

Dans le volume 1 des présents Motifs de décision, l'Office estimait que la meilleure manière de déterminer la faisabilité économique de l'expansion proposée consistait à déterminer dans quelle mesure on peut s'attendre à ce que les installations soient utilisées à un niveau raisonnable pendant leur durée économique et dans quelle mesure il est probable que les frais liés à la demande soient versés. À la section 3.2.1 du volume 1, l'Office indiquait que l'évaluation des facteurs suivants devrait en donner une bonne indication:

(1) preuve que l'approvisionnement en gaz à long terme suffira vraisemblablement à maintenir le gazoduc à sa pleine capacité pendant sa vie utile;

(2) preuve portant sur les prévisions à long terme de la demande de gaz sur le marché visé;

(3) preuve portant sur la concurrence à laquelle les approvisionnements en gaz livrés par le réseau de TransCanada pourraient avoir à faire face en provenance des sources suivantes:

(i) sources concurrentielles de gaz naturel;
(ii) sources concurrentielles d'énergie, et
(iii) réseaux de gazoducs concurrentiels;

(4) preuve portant sur les contrats gaziers individuels sur lesquels repose l'expansion, dont:

(i) preuve que les frais liés à la demande seront payés;
(ii) preuve montrant que les approvisionnements directement liés au projet suffisent à supporter la proposition d'expansion;
(iii) preuve que des dispositions de transport adéquates sont en place ou sont prévues, en aval et en amont du réseau de TransCanada;
(iv) preuve que toutes les approbations réglementaires, au Canada comme aux États-Unis, auront été obtenues avant la construction des installations, et
(v) preuve de l'intégrité financière des parties aux ventes individuelles de gaz naturel sur lesquelles repose l'expansion;

(5) les risques associés aux nouvelles ventes de gaz, y compris les risques posés par la réglementation imposée par toute autre administration, compte tenu de la nature du marché et de l'expérience que l'on en possède, et

(6) la possibilité qu'une majoration tarifaire causée par l'expansion occasionne une baisse de la demande de SG pour le réseau.

24.2 Déposition de TransCanada

24.2.1 Approvisionnement en gaz à long terme

En se fondant sur l'étude Sproule[1], TransCanada a affirmé qu'il existait un approvisionnement en gaz naturel adéquat pour assurer l'exploitation soutenue de la capacité totale du pipeline à long terme.

Plus spécifiquement, TransCanada a signalé que dans l'étude Sproule, on en arrivait à la conclusion que les zones productrices actuelles du BSOC offraient un approvisionnement en gaz à long terme plus qu'adéquat pour l'utilisation de l'ensemble des installations établies et visées par la demande. De plus, des réserves découvertes dans des régions éloignées et le potentiel ultime de réserves de gaz dans de telles régions devraient permettre de combler une partie ou l'ensemble de toute éventuelle insuffisance de la capacité de production.

TransCanada a soutenu que les conclusions de l'étude Sproule étaient fiables, que l'Office en avait accepté la méthodologie dans ses motifs de décision pour l'audience GH-1-89 et qu'elle rejoignait l'estimation du potentiel ultime des réserves par la Commission géologique du Canada.

24.2.2 Perspectives du marché à long terme

En ce qui a trait aux perspectives à long terme de la demande en gaz dans les régions du marché intérieur que desservirait l'expansion proposée, TransCanada estimait que la preuve produite démontrait que les nouveaux volumes intérieurs représentaient une croissance normale. TransCanada a souligné que l'Office avait exprimé le même avis dans sa décision sur des installations partielles (Motifs de décision, GH-5-89, novembre 1990, volume 2, p.5):

> *L'Office est convaincu qu'il faut à long terme une capacité de 2 920 $10^3m^3/j$ (103 $10^6pi^3/j$) pour répondre aux demandes de service garanti des expéditeurs desservant les marchés intérieurs et qu'il faut une capacité supplémentaire de 980 $10^3m^3/j$ (34,6 $10^6pi^3/j$) pour répondre aux demandes de STS des expéditeurs desservant les marchés intérieurs. Ces besoins viennent étayer la demande de certificat partiel.*

En ce qui a trait à une demande a long terme dans les marchés d'exportation que desserviraient les installations proposées, TransCanada a avancé que des examens poussés du marché du nord-est des États-Unis, notamment une étude effectuée par Foster Associates[2], révèlent une demande considérable en approvisionnements supplémentaires de gaz naturel, pour accommoder des charges établies et nouvelles de SDL et de cogénération.

TransCanada a soutenu que l'effet combiné de la croissance du marché, des préoccupations sur le caractère adéquat de la capacité de livraison intérieure américaine, des restrictions sur la capacité pipelinière inter-états et des préoccupations environnementales favorisaient la conclusion que le nord-est des États-Unis représente un marché à long terme pour le gaz canadien livré par le réseau de TransCanada.

24.2.3 Possibilité de concurrence

TransCanada a également abordé la question d'une éventuelle sous-utilisation de son réseau à cause de la concurrence d'autres approvisionnements de gaz naturel, d'autres sources d'énergie et d'autres réseaux de transport du gaz.

En ce qui a trait à la concurrence d'autres approvisionnements de gaz sur le marché canadien, TransCanada a indiqué avoir démontré que les importations de gaz naturel américain pourraient augmenter sans incidence sur les volumes calculés. TransCanada a soutenu que des importations accrues s'expliquent par l'incapacité des consommateurs de gaz

---

[1] Sproule Associates Limited, "The Future Natural Gas Supply Capability of the Western Canada Sedimentary Basin",janvier 1990, pièce B-12. Le chapitre 19 des présents Motifs traite en détail de l'étude Sproule.

[2] Foster Associates, Inc., "Prospective U.S. Natural Gas Markets (Update)", décembre 1989, réponse de TransCanada à la demande d'information no 4 de l'Office national de l'énergie. Le chapitre 20 des présents Motifs traité en détail de l'étude Foster.

dans l'Est canadien à avoir accès à des approvisionnements supplémentaires à cause des limites de son réseau, plutôt que par l'attrait concurrentiel de l'approvisionnement en gaz naturel américain.

TransCanada s'est dit confiante de la compétitivité de toute capacité garantie sur son réseau avec des importations et elle ne craignait pas qu'une partie de la capacité de sort réseau soit abandonnée. Les préoccupations entourant la capacité de livraison à long terme du gaz américain et les limites de la capacité pipelinière pour acheminer ce gaz vers le marché intérieur réduisent également le risque de concurrence de la part d'autres sources d'approvisionnement en gaz.

Sur le plan de la concurrence d'autres sources de gaz dans les marchés d'exportation à desservir, TransCanada s'appuyait sur sa preuve à l'égard des perspectives à long terme de la demande en gaz, qui démontrait la compétitivité du gaz canadien dans le nord-est des États-Unis.

Quant à la concurrence d'autres combustibles, en particulier les mazouts, TransCanada a souligné que dans les marchés de l'Est canadien, on prévoit que le gaz naturel conservera son avantage concurrentiel sur le mazout pour les 20 prochaines années. Au Québec, la demande en gaz devrait se partager la croissance prévue de la demande énergétique totale avec le mazout.

TransCanada a indiqué que la part de marché relativement faible du gaz naturel dans le nord-est des États-Unis provenait d'une capacité pipelinière limitée, de l'incertitude des approvisionnements et de la concurrence du mazout. Le prix avantageux du gaz par rapport à celui du mazout crée une demande supplémentaire en gaz dans le secteur du chauffage. De plus, le marché de la production d'électricité représente une charge supplémentaire considérable pour le gaz, en particulier parce que des facteurs environnementaux pourraient limiter le recours à d'autres sources d'énergie dans ce secteur.

TransCanada a également soutenu que l'instabilité actuelle du marché pétrolier international crée un avantage concurrentiel pour le gaz naturel.

Pour ce qui est de la concurrence d'autres réseaux de transport du gaz, TransCanada a soutenu qu'il avait été démontré que son réseau offrait la façon la plus économique de desservir en gaz canadien le marché du nordest des États-Unis. TransCanada croyait que le risque que plus d'un pipeline détienne un contrat pour desservir un marché était minime et que le processus Open Season de la FERC avait réglé la question de la concurrence des propositions pour répondre à la demande du nord-est des États-Unis.

24.2.4 Contrats de gaz à l'exportation

Pour ce qui est de chacun des contrats d'exportation de gaz à l'appui de l'expansion, TransCanada a relevé que l'Office avait déterminé, dans ses Motifs de décisions sur la demande visant des installations partielles, l'existence de besoins à long terme pour les expéditeurs intérieurs. L'Office avait également exprimé sa satisfaction à l'endroit des modalités d'approvisionnement décrites par les expéditeurs intérieurs et sa confiance en l'aptitude de ces expéditeurs à payer les frais liés à la demande pour la durée de leurs contrats.

Toujours à l'égard des contrats d'exportation de gaz à l'appui de l'expansion proposée, TransCanada a précisé que sa demande ne comprenait que des projets respectant des critères stricts d'avancement et qu'elle était certaine de l'intégrité des contrats à l'appui de l'expansion proposée. Plus spécifiquement, TransCanada a souligné que des contrats précédents de transport avaient été signés avec tous les expéditeurs à l'exportation et que tous les expéditeurs éventuels avaient produit des lettres d'entente ou des garanties financières, assurant le paiement de tous les frais liés à la demande.

Selon TransCanada, la négociation des garanties financières a réglé la question de l'intégrité financière des expéditeurs proposés.

24.2.5 Risque lié aux nouvelles ventes de gaz

TransCanada a indiqué avoir effectué une analyse en profondeur du risque relatif au marché du nord-est des États-Unis, afin d'en évaluer l'importance relative et d'atténuer son incidence sur le réseau. Selon TransCanada, la croissance du marché, combinée à la baisse prévue de production dans les États-Unis continentaux (sauf l'Alaska) et aux limites de la capacité pipelinière américaine, rendent le marché du nord-est des États-Unis très attrayant pour les producteurs canadiens. Les projets de cogénération représentant environ 27 % des des volumes liés à l'expansion, chacun des projets est relativement petit, les contrats de garantie financière assurent le paiement d'au moins 12 mois de frais liés à la demande et plusieurs des projets figurant dans la demande sont bien avancés. TransCanada en concluait que les contrats à long terme à l'appui de chacun des projets atténuaient le risque commercial de l'expansion.

Pour ce qui est du risque associé à la réglementation, TransCanada a souligné que des politiciens et organismes de réglementation américains avaient appuyé l'expansion.

24.2.6 Hausse des droits et réduction de la demande

TransCanada a soutenu que la hausse des droits liée à l'expansion, en vertu de la méthode de péréquation, n'aurait pas d'effet important sur la compétitivité relative des combustibles dans les marchés desservis au cours de la période de prévision. De récentes discussions entre TransCanada et des expéditeurs établis et nouveaux ont permis de confirmer que le gaz sera acheminé aux niveaux prévus. TransCanada est d'avis que toute baisse de la demande énergétique découlant de la situation économique toucherait les approvisionnements discrétionnaires, soit le gaz du marché du disponible ou d'autres combustibles. À plus long terme, des hausses du prix du pétrole compenseraient toute baisse éventuelle de la demande en gaz.

En bref, TransCanada a avancé que l'appui accordé par les producteurs et les expéditeurs à l'expansion, s'exprimant par leur engagement à produire le gaz et par la signature de contrats à long terme d'achat et de transport du gaz, représente un indice commercial crucial de la faisabilité économique.

24.3 Opinions des intervenants

À la suite de la décision rendue par l'Office à l'issue de la première étape de l'audience GH-5-89, plusieurs intervenants ont exprimé leur opinion sur l'approche générale adoptée par l'Office pour déterminer la faisabilité économique d'une expansion des installations.

Dans une déclaration générale, l'APC a exprimé l'opinion que la récente décision de l'Office sur la méthode de conception des droits et la faisabilité économique représentait un pas vers un retour à la réglementation de l'industrie du gaz. Selon l'APC, la détermination des droits par péréquation combinée à l'absence de test de la faisabilité économique s'écarte considérablement du principe d'une industrie déréglementée et axée sur le marché.

L'APC a avancé que l'Office avait assumé une grave responsabilité, ayant choisi en conséquence de sa décision de prendre l'entière responsabilité de décisions sur des installations et de ne pas transférer une partie appréciable de ces décisions aux intervenants du marché. À l'avenir, l'Office se devra de peser très soigneusement l'ensemble de la preuve afin de rendre une décision quelconque sur les projets ou installations qui devraient aller de l'avant. L'Office devra également s'assurer que les demandeurs et les bénéficiaires des projets présentent une preuve satisfaisante permettant de déterminer la validité économique et l'intérêt public des projets.

Consumers' était d'opinion que la seule façon qu'il reste maintenant de se protéger des conséquences négatives d'une expansion des installations serait de procéder à une évaluation soigneuse et approfondie de chacun des projets.

GMi a également relevé qu'en conséquence de la décision de l'Office sur la faisabilité économique, il est essentiel d'analyser soigneusement la question de l'utilisation des nouvelles installations, car avec des droits déterminés par péréquation, tous les expéditeurs partageront le coût d'une sous-utilisation ou de la construction d'installations dépassant les besoins. GMi a demandé à l'Office de tenir particulièrement compte de la capacité d'adaptation limitée du marché canadien pour éventuellement absorber une capacité construite pour des marchés d'exportation.

Pour aborder le risque de sous-utilisation des installations, Union a soutenu que l'Office devait examiner soigneusement et d'un oeil critique chacun des projets à l'appui de la demande de TransCanada. Union est d'avis que l'Office protégerait les expéditeurs utilisant le réseau de TransCanada et minimiserait le risque de sous-utilisation en éliminant les projets les plus faibles. Union a soutenu que la preuve sur la demande à long terme ne permettait pas à l'Office d'être certain que si certains des projets à l'appui de la demande de TransCanada ne prospéraient pas ou ne renouvelaient pas leur contrat après la durée initiale, la capacité des installations desservirait d'autres clients.

Union a souligné que puisque le coût des nouvelles installations serait recouvré auprès de tous les expéditeurs du réseau de TransCanada, il était essentiel que le gaz soit effectivement acheminé par le réseau, et non simplement que l'on paie les frais liés à la demande. Union a proposé que la confiance en l'utilisation et l'utilité des installations constitue un critère déterminant dans l'évaluation par l'Office de la faisabilité économique.

Sur ce plan, Union a insisté sur l'importance des garanties contractuelles de prise du gaz en cause, pressant l'Office de refuser un certificat à l'égard d'installations requises pour offrir un service à des expéditeurs qui n'ont pas produit de garantie exécutoire de prise.

L'ASPIC était d'avis que la nécessité des installations devait faire l'objet d'une justification économique avant la délivrance d'un certificat. L'examen par l'Office de chacune des composantes d'une demande visant des installations revêt une importance particulière, puisque l'Office rejette toute forme de test quantitatif de la faisabilité économique. L'ASPIC, la CCPA, KannGaz et PanCanadian ont toutes mentionné que la preuve globale démontre la conformité aux facteurs de faisabilité économique définis par l'Office.

24.4 Opinion de l'Office

L'Office a soigneusement pesé les facteurs énoncés à la section 24.1 afin d'évaluer la faisabilité économique de l'expansion proposée par TransCanada. La présente section contient les conclusions de l'Office à l'égard de chacun de ce facteurs. Il faut souligner que la présente opinion, dans laquelle on évalue la faisabilité économique des installations proposées, reprend des conclusions antérieures de l'Office à l'égard de certaines des questions abordées lors de l'audience GH-5-89.

Approvisionnement en gaz à long terme

L'Office convient avec TransCanada qu'il y aura un approvisionnement en gaz naturel adéquat pour assurer une utilisation suffisante du réseau de TransCanada, y compris l'expansion proposée. Comme il en était question au chapitre 19, l'Office trouve raisonnable de prévoir qu'une production d'autres sources deviendra disponible à prix concurrentiel afin de compenser toute insuffisance de la capacité d'approvisionnement du BSOC susceptible de se manifester au-delà de la période visée par l'étude Sproule, qu'a présentée TransCanada. En se fondant sur la preuve à l'égard de l'approvisionnement global, celle sur le marché et les modalités contractuelles liées spécifiquement à l'expansion proposée, l'Office est d'avis que l'utilisation d'ensemble du réseau de TransCanada à plus long terme ne devrait pas souffrir notablement des résiliations de contrats de la part des producteurs de WGML.

Perspectives du marché à long terme

Comme on en traitait au chapitre 20, l'Office trouve raisonnable l'estimation par TransCanada des besoins intérieurs à long terme et convient du fait que la capacité proposée destinée à des fins intérieures sera effectivement utilisée.

En ce qui a trait au marché d'exportation, l'Office convient de l'existence d'un marché en croissance pour le gaz dans le nord-est des États-Unis et estime que des approvisionnements canadiens peuvent jouer un rôle sur ce marché, du moins pour la durée des contrats à l'appui de l'expansion. L'Office en est arrivé à cette conclusion à partir de la preuve entendue sur des contrats signés et des accords commerciaux conclus. L'Office en est également arrivé à la conclusion que le gaz canadien pourrait demeurer concurrentiel dans les marchés du nord-est des États-Unis au-delà de la durée initiale des contrats, en utilisant les installations à l'étude.

Possibilité de concurrence

Le chapitre 20 présentait également la preuve sur la possibilité de concurrence aux livraisons par le réseau de TransCanada, provenant d'autres sources d'approvisionnement en gaz naturel, d'autres sources énergétiques et d'autres réseaux de transport du gaz.

L'Office estime que des importations de gaz naturel en provenance des États-Unis ne devraient pas représenter un risque important pour l'utilisation de la capacité proposée destinée à des fins intérieures.

Sur le plan de la concurrence aux exportations, l'Office a conclu que le marché du nord est des États-Unis était très concurrentiel et que sa croissance dépendait des conversions résidentielles, d'une utilisation accrue du gaz dans la production d'électricité et du maintien d'une situation concurrentielle par rapport aux autres combustibles. Néanmoins, l'Office croit que les arrangements contractuels et commerciaux associés à l'expansion garantiront l'utilisation des installations proposées pour au moins la durée initiale des contrats.

Contrats de gaz

(i) Frais liés à la demande

Les nouveaux besoins liés à l'expansion proposée ont fait l'objet de contrats précédents de transport déjà signés, avec des dispositions pour le paiement des frais liés à la demande. L'Office croit que la chaîne contractuelle visant chacun des besoins oblige le paiement des frais liés à la demande. De plus, TransCanada a exigé des garanties financières, ce qui lui a permis d'évaluer la solidité financière d'éventuels expéditeurs afin de s'assurer que les frais liés à la demande seront effectivement payés.

(ii) Approvisionnement associé à des services de transport particuliers

En plus de la preuve sur l'approvisionnement global, l'Office a examiné la preuve sur l'approvisionnement associé à des services de transport particuliers, présentée à l'égard de nouvelles demandes de service liées à l'expansion proposée. La preuve sur l'approvisionnement associé à des services des transport intérieurs a été abordée au volume 2 (Installations partielles) des Motifs de décision GH-5-89 ; la preuve sur l'approvisionnement associé à des services à l'exportation a été étudiée aux chapitres 3 à 17 des présents Motifs.

L'Office estime que les contrats d'approvisionnement associés aux nouvelles demandes de service appuient adéquatement les installations proposées de TransCanada. Comme on l'a relevé aux sections 3.5 et 7.5, l'Office partage les préoccupations d'Union et de Consumers', à l'effet que des dispositions permettant une résiliation unilatérale ou bilatérale des contrats peuvent s'interpréter comme représentant un approvisionnement à court terme. Individuellement, des contrats contenant de telles dispositions ne seraient pas jugés apporter un soutien adéquat à un expansion des installations. Cependant, l'Office est dans l'ensemble satisfait à l'égard de l'approvisionnement associé à

des services de transport particuliers présenté à l'appui de la demande d'installations, car le total des volumes assujettis à une disposition de résiliation représente moins de 10% du débit des installations proposées.

(iii) Dispositions de transport en amont et en aval

L'Office a examiné soigneusement les contrats de transport produits à l'égard des nouveaux besoins. On a présenté des contrats précédents visant la plupart de ces nouveaux besoins et en se fondant sur son examen de ces contrats, l'Office estime qu'il y a ou qu'il y aura des dispositions adéquates pour le transport des nouveaux volumes, en amont comme en aval du réseau de TransCanada.

(iv) Autorisations réglementaires

La preuve a démontré que dans la plupart des cas, les autorisations réglementaires requises au Canada et aux États-Unis ont été obtenues ou que le processus est en bonne voie d'avancement. De plus, comme on l'indiquait au chapitre 20, l'Office intégrera au certificat qu'il recommandera au gouverneur en conseil de délivrer une condition exigeant de TransCanada qu'elle produise, avant le début des travaux de construction, une preuve de l'obtention de toutes les autorisations réglementaires fédérales canadiennes et américaines. Cette condition garantira la délivrance des autorisations réglementaires avant que TransCanada ne commence les travaux.

(v) Solidité financière

La solidité financière des parties à chacun des contrats de vente de gaz liés à une expansion représente un facteur pertinent dans la détermination de la faisabilité économique de cette expansion. Selon le type de garantie financière consentie pour une demande de service, l'éventuel défaut par une partie de payer les frais liés à la demande en vertu du contrat de vente de gaz pourrait avoir un effet sur ces frais pour le transport par le réseau de TransCanada. Toutefois, aucune partie n'a exprimé de préoccupation sur la solidité financière d'une partie quelconque aux contrats de vente de gaz examinés lors de l'audience GH-5-89. De plus, comme on l'explique plus en détail au chapitre 21 des présents Motifs, TransCanada est la mieux en mesure d'évaluer la solidité financière des parties aux contrats de transport liés à une expansion des installations.

Risque lié aux nouvelles ventes de gaz

L'Office a soigneusement examiné les contrats liés aux nouveaux besoins, pour en conclure qu'ils sont fermes en général et que les nouvelles ventes de gaz présentent un risque minimal.

Dans le volume 1 (Conception des droits et faisabilité économique) de ses Motifs de décision GH-5-89, en page 15, l'Office exprimait son opinion que le marché du nord-est des États-Unis n'est pas un nouveau marché, ni un marché distinct par rapport à ceux de l'Ontario, du Québec ou du Midwest américain.

Toujours au volume 1 (page 40), l'Office soulignait que TransCanada, en plus d'être l'une des bénéficiaires de l'expansion du réseau, était également bien située pour déterminer et influencer le risque d'une sous-utilisation de la capacité pipelinière. L'Office partageait l'opinion des parties voulant que TransCanada assume une partie du risque de sous-utilisation de ses installations et relevait que TransCanada était effectivement exposée à un certain risque de cette nature.

La seule question soulevée en cours d'audience à l'égard du risque d'ordre réglementaire lié aux nouvelles ventes de gaz touchait la possibilité de non-recouvrement de frais liés à la demande dans l'éventualité de l'invocation d'un cas de force majeure relatif aux contrats de vente de gaz entre l'ANE et ses racheteurs, à la suite d'une mesure réglementaire américaine sur le transfert des frais liés à la demande. Au chapitre 21, l'Office a déterminé que ce facteur de risque pouvait être réglé par l'examen, lors d'une audience future sur les droits, de la disposition de tous

frais non recouvrés liés à la demande découlant de l'invocation d'un cas de force majeure et dont on aurait autorisé l'inscription à un compte de report.

Hausse des droits et réduction de la demande

L'opinion de l'Office sur la preuve visant la demande en services de transport par le réseau de TransCanada se trouve au chapitre 20. TransCanada a évalué l'incidence d'une hausse de droits de 0,10 $/GJ (ensuite révisée à 0,09 $/GJ) découlant de l'expansion, pour en conclure qu'une telle hausse aurait une faible incidence sur sa prévision des besoins du réseau.

L'Office convient avec TransCanada que la hausse de droits n'influence pas notablement les résultats de la prévision de TransCanada. Comme on le relevait dans le volume 1 (Conception des droits et faisabilité économique) des Motifs de décision GH-5-89, en page 13, les droits prévus en 1992-1993 pour la zone de l'est sont en fait moins élevés qu'en juillet 1987. En fait, les droits prévus pour 1995, intégrant pleinement l'effet de l'expansion des installations proposées à l'audience GH-5-89, seraient inférieurs en termes réels à leur niveau d'il y a vingt ans.

Décision

À partir des données fournies par TransCanada et par les demandeurs de services à l'exportation liés aux installations proposées, l'Office est satisfait de la faisabilité économique de l'expansion proposée du réseau de TransCanada.

Chapitre 25
Décision concernant les installations

L'Office a étudié les besoins du marché et en approvisionnement, ainsi que les contrats des nouvelles demandes de service garanti relatives à la demande visant des installations de TransCanada. L'Office a également pris en considération l'approvisionnement global à la disposition du réseau de TransCanada, la demande prévue de gaz naturel dans l'Est du Canada et le nord-est des États-Unis, la conception des installations et leurs incidences environnementales éventuelles, et la faisabilité économique de l'expansion. La majeure partie de l'expansion est demeurée largement incontestée, à l'exception de certaines préoccupations soulevées en rapport avec des demandes de service représentant au total moins de 15 % de l'accroissement proposé de la capacité du réseau.

L'Office n'est pas convaincu qu'il devrait délivrer un certificat visant une capacité de pipeline inférieure à l'accroissement demandé, comme le recommandent Consumers' et Union. L'Office reconnait les préoccupations de ces parties selon lesquelles certaines demandes de transport garanti proposé pourraient ne pas progresser de la façon exposée au cours de l'audience. Toutefois, étant donné l'intention avouée de TransCanada de déposer une demande pour une autre expansion des installations en vue de fournir un service à compter de 1992-93, il est fort peu probable que la capacité certifiée à la suite de la présente audience ne soit pas pleinement utilisée.

Avant de commencer la construction d'une partie ou de la totalité de toute installation visée par un certificat, TransCanada sera tenue de présenter les besoins à jour du réseau, y compris les nouvelles demandes de service, ainsi que les schémas techniques de débit.

L'Office a constaté d'après la preuve produite qu'il existe une demande insatisfaite de capacité de transport garanti à long terme par le réseau de TransCanada et que l'approvisionnement est suffisant pour répondre à cette demande. L'Office a également constaté que la conception des installations proposées est appropriée et que leurs incidences environnementales sont atténuables, sous réserve des conditions exposées aux chapitres 22 et 23 des présents Motifs. De plus, l'Office a estimé que l'expansion est économiquement faisable.

Compte tenu de ce qui précède, l'Office a conclu que les installations proposées sont et seront requises pour l'utilité publique. Par conséquent, l'Office recommandera au gouverneur en conseil qu'un certificat soit délivré. Ce certificat sera assujetti aux conditions présentées à l'annexe VI.

À la délivrance d'un certificat, l'Office exemptera les installations, conformément à l'article 58 de la Loi, de l'application des paragraphes 31(c) et 31(d) et de l'article 33 de ladite Loi, sous réserve de la condition décrite à la section 23.2.3 des présents Motifs.

QUESTIONS DE LA PARTIE IV

Chapitre 26
Demandes en vertu de l'article 71

26.1 Résumé des demandes

26.1.1 Indeck Gas Supply Corporation

Le 21 décembre 1989, Indeck Gas Supply Corporation («Indeck») a présenté la demande suivante:

(i) conformément au paragraphe 71(2) de la Loi, que l'Office délivre une ordonnance exigeant que TransCanada reçoive, transporte et livre 225 $10^3m^3/j$ (8,0 $10^6pi^3/j$) de gaz pour Indeck, en vertu d'un service garanti d'une durée de 15 ans, depuis Empress (Alberta) jusqu'au point d'exportation proposé à Chippawa (Ontario);

(ii) conformément au paragraphe 71(3) de la Loi, que l'Office délivre une ordonnance exigeant que TransCanada fournisse des installations adéquates pour la réception, le transport et la livraison du gaz d'Indeck depuis Empress (Alberta) jusqu'au point d'exportation proposé à Chippawa (Ontario), et

(iii) conformément à l'article 20 de la Loi, que l'Office délivre toute autre ordonnance qu'elle juge appropriée et juste en vue d'accorder une exemption plus poussée ou connexe.

Le gaz devant être transporté par TransCanada conformément aux ordonnances susmentionnées serait vendu à Indeck Gas Supply Corporation - Indeck-Ilion pour alimenter sa centrale de cogénération qui sera construite à Ilion (N.Y.). Il serait exporté conformément à une licence d'exportation qui a fait l'objet d'une demande déposée auprès de l'Office et étudiée par ce dernier au cours de l'audience GH-5-89.

Les autorisations réglementaires et les contrats connexes, y compris ceux liés à l'achat, au transport et a la vente du gaz, sont décrits en détail au chapitre 10 des présents Motifs de décision.

À l'appui de sa demande en vertu de l'article 71, Indeck a présenté les faits suivants, en ordre chronologique:

- Dans un formulaire de demande de service, en date du 30 décembre 1988, Indeck a demandé un service de transport par le réseau de TransCanada jusqu'à Niagara Falls (Ontario) à compter du 1er novembre 1991.
- Dans une lettre en date du 1er février 1989, TransCanada a informé Indeck qu'avant de poursuivre l'étude de sa demande de service, celle-ci devait présenter une preuve de ses arrangements en matière d'approvisionnement en gaz et une mise à-jour sur l'état du projet de cogénération d'Ilion. TransCanada a mentionné que ces renseignements étaient nécessaires pour lui permettre de produire sa demande visant des installations pour 1991 et 1992 autour du 1er avril 1989.
- Dans une lettre en date du 15 mai 1989, TransCanada a informé Indeck que cette dernière ne serait pas incluse dans sa demande visant des installations pour 1991 et 1992. À son avis, les renseignements présentés par Indeck concernant l'approvisionnement en gaz, le transport en aval, les autorisations réglementaires et les contrats de vente d'énergie thermique étaient insuffisants.
- Dans ses «Directives sur la procédure GR-5-9» en date du 28 septembre 1989, l'Office a signalé que les demandeurs éventuels d'une licence d'exportation en vertu de la partie VI auraient jusqu'au 1er décembre 1989 pour déposer leurs demandes liées à celle de TransCanada visant des installations pour 1991 et 1992. On a avisé TransCanada de déposer la version révisée de sa demande visant des installations pour 1991 et 1992 avant le 15 décembre 1989.

- Vers la fin d'octobre et au début de novembre 1989, Indeck a remis à TransCanada des documents supplémentaires sur les contrats de transport et d'achat de gaz.

- Dans une lettre en date du 17 novembre 1989, TransCanada a informé Indeck que ses renseignements sur l'approvisionnement en gaz ayant trait à la demande de service pour Ilion n'étaient pas conformes à la décision GHW-3-89[1] et que sa demande de service avait donc été refusée.

- La demande de licence d'exportation d'Indeck en vertu de la partie VI a été déposée auprès de TransCanada autour du 1er décembre 1989. Indeck a soutenu que les renseignements concernant l'approvisionnement en gaz présentés dans la demande en vertu de la partie VI répondaient aux critères de la décision GHW-3-9 susmentionnée.

Indeck a pris note de la position de TransCanada, soit que les demandes de service seraient incluses dans la demande visant des installations pour 1991 et 1992 à condition que TransCanada les reçoive avant le 6 novembre 1989 et que le projet soit suffisamment avancé. Selon Indeck, la position de TransCanada était arbitraire et créait une situation anormale, c'est-à-dire qu'un demandeur de licence d'exportation pouvait se conformer aux directives sur la procédure de l'Office en déposant sa demande auprès de l'Office avant le 1er décembre 1989, mais être exclu de la demande révisée visant des installations pour 1991 et 1992 parce que la preuve déposée le 1er décembre 1989 était incomplète au 6 novembre 1989.

Même si les contrats d'achat de gaz et de vente d'énergie thermique n'étaient pas signés au 6 novembre 1989, Indeck avait transmis à TransCanada les renseignements suivants: Trilogy et Indeck ont conclu un contrat précédent d'approvisionnement en gaz qui devrait être suivi de la signature d'un contrat d'achat de gaz après le conseil d'administration de Trilogy le 16 novembre 1989.[2] TransCanada a également été avisée qu'un contrat de vente d'énergie thermique avait été négocié et devait être signé sous peu.

Indeck a soutenu qu'une ordonnance exigeant que TransCanada construise des installations pour transporter les volumes d'Indeck-Ilion n'imposerait pas de fardeau injustifié au réseau. Cette ordonnance permettrait en outre au projet d'Indeck-Ilion d'aller de l'avant en éliminant l'incertitude liée à l'absence d'un service de transport. Le contrat de vente et d'achat de gaz entre Indeck et Trilogy prévoit que si Indeck n'a pas obtenu les autorisations réglementaires

---

[1] Le paragraphe A(2), chapitre 3, des Motifs de décision GHW-3-89 fait état de la décision suivante de l'Office:

> «Lorsque les volumes additionnels inclus dans la demande ne découlent pas de la croissance normale du marché actuel d'un expéditeur, les Règles s'appliqueront comme suit:
>
> i) lorsque des gisements particuliers sont réservés par contrats au projet, TransCanada doit fournir les renseignements sur l'approvisionnement en gaz décrits à la Partie I de l'annexe II des Règles; et
>
> ii) lorsque des gisements particuliers ne sont pas réservés par contrats au projet, TransCanada doit fournir les renseignements sur l'approvisionnement en gaz décrits à la Partie I de l'Annexe II des Règles, mais l'alinéa 3(b)(iii) doit être modifié pour se lire:
>
> «(iii) un bilan de l'offre et de la demande, par fournisseur de gaz du projet, montrant un approvisionnement en gaz suffisant pour satisfaire à I'engagement du fournisseur à l'égard du projet;».»

[2] Le contrat d'achat de gaz a été signé le 29 novembre 1989 et le contrat d'énergie thermique le 17 novembre 1989.

liées au service de transport par le réseau de TransCanada avant le 1er octobre 1991, Trilogy peut mettre fin au contrat avant le 1er novembre 1991 avec un préavis de dix jours.

Dans sa plaidoirie, Indeck a réitéré sa position: elle ne s'attend pas à ce que TransCanada fournisse à compter du 1er novembre 1991 le service de transport demandé avant d'avoir reçu les autorisations réglementaires nécessaires et terminé la construction des installations requises.

Même si la date d'entrée en service devait être reportée au 1er avril 1993, Indeck désirerait encore le service de transport.

Pour Indeck, l'inscription de la demande de service de transport d'Indeck-Ilion sur la liste d'attente pour 1992-1993 ne suffit pas.

En réponse à l'ASPIC qui était d'avis qu'accéder à la demande d'Indeck porterait préjudice aux autres expéditeurs éventuels, Indeck a soutenu qu'aucune preuve n'avait été déposée à cet égard et que personne n'avait fait état d'un tel préjudice.

En conclusion, Indeck présente cette demande parce qu'elle a dépassé la date limite du 6 novembre 1989 de seulement dix jours, et ce parce qu'elle a dû attendre l'approbation du contrat de vente de gaz par le conseil d'administration de Trilogy. À son avis, une réponse positive à sa demande ne créerait pas de dangereux précédent.

26.1.2 Rochester Gas and Electric Corporation

Le 15 janvier 1990, RG&E a présenté la demande suivante:

(i) conformément au paragraphe 71(2) de la Loi, que l'Office délivre une ordonnance exigeant que TransCanada reçoive, transporte et livre 453,2 $10^3m^3/j$ (16,0 $10^6pi^3/j$) de gaz pour RG&E, en vertu d'un service garanti d'une durée de 10 ans à compter du plus tôt entre le 1er novembre 1991 et la date à laquelle TransCanada peut raisonnablement offrir ce service, depuis Empress (Alberta) et d'autres points de réception de TransCanada en Saskatchewan jusqu'au point d'exportation proposé à Chippawa (Ontario), et

(ii) conformément au paragraphe 71(3) de la Loi, que l'Office délivre une ordonnance exigeant que TransCanada fournisse des installations adéquates pour la réception, le transport et la livraison du gaz offert par RG&E ou pour son compte, et construise les autres installations qui pourraient être nécessaires a cette fin.

RG&E a déclaré quelle était un service public combiné d'électricité et de gaz desservant Rochester et les comtés environnants dans l'ouest de l'état de New York et qu'elle dépendait de CNG pour la majeure partie de son approvisionnement en gaz et pour le service complet de transport jusqu'à son point de livraison.

Pour tenter de diversifier son approvisionnement en gaz et diminuer sa dépendance vis-à-vis CNG, RG&E a conclu un contrat d'approvisionnement avec Unigas Corporation («Unigas»). En vertu de ce contrat, RG&E est chargée de prendre les arrangements contractuels pour obtenir un service de transport auprès du réseau de TransCanada. À cette fin, RG&E a conclu un contrat précédent avec TransCanada pour un service de transport de Kirkwall à Chippawa (Ontario), qui dépend de la construction des installations du prolongement de Blackhorse. Le contrat précédent porte sur le transport d'un volume de 453,2 $10^3m^3/j$ (16,0 $10^6pi^3/j$) pour une durée de 15 ans à compter du plus tôt entre la date du début du service assuré par TransCanada et du début du service assuré de l'Ouest canadien à Chippawa. Par conséquent, la demande en vertu de l'article 71 ne vise que la capacité de TransCanada en amont de Kirkwall (Ontario).

La proposition porte sur l'exportation du gaz à Chippawa (Ontario) conformément à une licence d'exportation pour laquelle une demande a été déposée auprès de l'Office et étudiée par ce dernier au cours de l'audience GH-5-89. Le

gaz serait livré par le réseau d'Empire dont la construction est projetée, dans la zone de l'État de New York que dessert par franchise RG&E.

Les autorisations réglementaires et les arrangements contractuels connexes, y compris ceux liés à l'achat, au transport et à la vente du gaz sont décrits plus en détail au chapitre 16 des présents Motifs de décision.

RG&E a prétendu qu'elle n'essayait pas de passer devant les autres sociétés inscrites sur la liste d'attente de l'année contractuelle 1991-1992 mais simplement de figurer en fin de liste. Ainsi, en cas de retard ou d'annulation de projets visés par la liste, la société serait en mesure de profiter de toute capacité qui pourrait être libérée. Cette position sur la liste est importante puisque tous les autres arrangements et installations de transport en aval seront complétés avant la mise en place des installations de transport à longue distance en amont du réseau de TransCanada.

Par conséquent, l'approbation de sa demande en vertu de l'article 71 permettrait à RG&E de se prévaloir de toute nouvelle capacité qui pourrait devenir disponible au cours de l'année contractuelle 1991-1992.

RG&E a déclaré que sa demande en vertu de l'article 71 découle principalement du fait que ses autres autorisations réglementaires, arrangements contractuels et installations de transport sont en bonne voie. Le service par le réseau de TransCanada est le dernier maillon de la chaîne assurant le transport de l'approvisionnement en gaz d'Unigas au réseau de RG&E.

Si l'Office devait constater que l'ordonnance demandée par RG&E en vertu de l'article 71(3) obligerait TransCanada à revoir en profondeur la conception des installations demandées et ainsi retarder l'approbation par l'Office de la demande visant des installations de TransCanada, RG&E retirerait volontairement la partie de sa demande présentée en vertu du paragraphe 71(3). RG&E a toutefois fait valoir que sa demande représente un volume de gaz relativement petit qui pourrait facilement être accommodé par la capacité découlant de l'annulation d'autres demandes.

De l'avis de RG&E, CNG s'opposerait à sa demande pour continuer d'être son principal fournisseur de gaz et la seule à assurer le transport de son gaz. CNG a utilisé tous les moyens à sa disposition pour contrer les efforts de RG&E en vue de diversifier son approvisionnement en gaz et sa stratégie de transport. En réponse à CNG qui fait état du peu de documents à l'appui des autorisations nécessaires à l'acheminement du gaz d'Unigas, RG&E a fait valoir que toute ordonnance de l'Office pouvait être assortie de conditions pertinentes à cet égard.

RG&E a mentionné qu'elle n'avait pas d'objection à ce que l'Office délivre l'ordonnance en vertu de l'article 71 sous réserve de l'approbation des installations d'Empire et du prolongement de Blackhorse et de la signature d'un contrat de SG de 10 ans entre RG&E et TransCanada.

En réponse aux arguments de TransCanada, RG&E a reconnu la nécessité pour cette société de fixer des dates limites pour le dépôt des demandes de service afin d'être en mesure de planifier et concevoir ses installations de façon méthodique et efficace. Elle a respecté la date limite du 15 janvier 1990 pour le dépôt des demandes en vertu de l'article 71 dans le cadre de l'audience GH-5-89.

RG&E a soutenu qu'elle ne devait pas être reléguée à la demande visant des installations pour 1993 qui n'a pas encore été déposée. À cet égard, elle a réitéré sa position: elle retirerait sa demande si TransCanada devait revoir en profondeur la conception de ses installations pour assurer le service demandé au cours de l'année contractuelle 1991-1992. Toutefois, selon RG&E, TransCanada ne prétend pas que la prestation du service à compter de l'année contractuelle 1992-1993 constituerait un fardeau injustifié.

RG&E a rejeté l'argument de TransCanada à l'effet que l'approbation de la demande en vertu de l'article 71 ouvrirait la porte à d'autres demandes et encouragerait d'autres expéditeurs éventuels à ne pas respecter délibérément les dates limites de TransCanada et à faire appel à l'Office par une demande en vertu de l'article 71.

En réponse à la préoccupation de l'ASPIC, soit que l'approbation de la demande porterait préjudice aux autres sociétés sur la liste d'attente, RG&E a signalé qu'aucune partie ne s'était présentée pour se plaindre. La raison pourrait en être le caractère restreint de l'exemption demandée par RG&E qui, selon elle, n'éliminera probablement aucune société de la liste d'attente pour l'année contractuelle 1991-1992.

26.2 Opinions de TransCanada

TransCanada a affirmé qu'elle s'opposait aux deux demandes en raison de l'exclusion valide, à son avis, d'Indeck et de RG&E de la liste d'attente accompagnant la demande d'installations GH-5-89.

Son refus d'inscrire ces deux expéditeurs éventuels découle du fait que sa demande visant des installations devait être compilée et présentée à l'Office le plus tôt possible après la diffusion de la décision GHW-3-89 de l'Office. TransCanada a décidé que pour respecter la date d'entrée en service du 1er novembre 1991, elle devait déposer auprès de l'Office une demande modifiée visant des installations au début de décembre 1989. Pour ce faire, TransCanada a fixé au 6 novembre 1989 la date limite de la présentation de toute la preuve nécessaire, y compris les renseignements sur l'approvisionnement en gaz et les arrangements contractuels, pour tous les expéditeurs éventuels désirant figurer dans la demande modifiée visant des installations. TransCanada a mentionné la lettre de l'Office du 3 novembre 1989 accompagnant sa décision GH-3-89 à la même date. Dans cette lettre, en réponse à la demande de TransCanada de fixer une échéance pour les parties qui désirent profiter du service à compter du 1er novembre 1991, l'Office a déclaré qu'il revenait à TransCanada de déterminer la date à laquelle les expéditeurs éventuels devaient lui fournir les renseignements dont elle avait besoin pour respecter le délai pour le dépôt de sa demande. La date limite du 6 novembre 1989 a été fixée conformément à la lettre de l'Office en date du 3 novembre 1989.

Le 6 novembre 1989, le conseil d'administration de Trilogy, fournisseur en gaz d'Indeck, n'avait pas approuvé la vente de gaz à Indeck, condition préalable à l'entrée en vigueur du contrat de vente de gaz entre Trilogy et Indeck. RG&E n'a pas elle non plus présenté avant cette date les renseignements sur l'approvisionnement en gaz, conformément à la décision GHW-3-89 de l'Office.

Selon TransCanada, l'approbation de la demande d'exemption de l'application du paragraphe 71(2) présentée par Indeck (c.-à-d. inscrire Indeck-Ilion sur la LAI avec une date d'entrée en service identique à celle d'Indeck Corinth) aurait pour effet de fixer la date d'entrée en service au 1er avril 1992, date qui précéderait celle de plusieurs autres expéditeurs dont Esso, Encogen, Shell et WGML/Elizabethtown. TransCanada a souligné que les dates de demande de la plupart de ces projets précédaient celle d'Indeck-Ilion.

TransCanada a soutenu qu'il fallait considérer comme des dates limites distinctes le 1er décembre 1989, date fixée par l'Office pour les demandes de licence d'exportation en vertu de la partie VI et le 6 novembre 1989, date fixée par TransCanada pour le dépôt des renseignements nécessaires à l'appui de sa demande visant des installations en vertu de la partie III.

Tous les expéditeurs éventuels ont eu connaissance bien à l'avance de l'intention de TransCanada de fixer une date limite en vertu de la partie III dès la diffusion de la décision GHW-3-89 de l'Office.

TransCanada ne refuse pas de fournir un service à Indeck ou à RG&E. Elle a l'intention d'inclure ces deux expéditeurs éventuels dans sa prochaine demande visant des installations pour la prestation d'un service au cours de l'année contractuelle 1992-93.

De l'avis de TransCanada, les deux demandes en vertu de l'article 71 devraient être refusées pour le principe. Jusqu'à maintenant, le dépôt de ses demandes visant des installations a pu se dérouler dans les formes et les délais prescrits

grâce au contrôle assuré par ses procédures de mise en file d'attente. Plus particulièrement, ces procédures[1] prévoient une date limite pour le dépôt auprès de TransCanada de tous les documents sur l'état du projet et les éléments de preuve, y compris ceux sur l'approvisionnement en gaz.

L'approbation des deux demandes en vertu de l'article 71 signifierait pour tous les expéditeurs éventuels qu'il n'est pas nécessaire de se conformer à ces règles et procédures. En outre, elle compromettrait la présentation et l'étude, dans les formes et les délais prescrits, des futures demandes visant des installations. À cet égard, TransCanada a soutenu que la construction d'un plus grand nombre d'installations pipelinières pour satisfaire les demandeurs en vertu de l'article 71 l'obligerait à s'éloigner d'un programme pratique et contrôlable d'ingénierie, d'achat et de construction de station de compression et de pipelines pour adopter un programme de construction moins rentable. Pour cette raison, la construction d'installations qui entreraient en service le 1er novembre 1991, à l'intention des demandeurs en vertu de l'article 71, imposerait à TransCanada un fardeau injustifié, dans l'esprit du paragraphe 71(3).

26.3 Opinions des Intervenants

CNG a mis en doute la nécessité et l'opportunité des volumes de RG&E/Unigas. Les volumes d'Unigas ne satisferaient qu'une petite partie des besoins globaux en gaz de RG&E et par conséquent, RG&E ne peut prétendre qu'elle dépend de l'approvisionnement en gaz canadien. Cette absence de dépendance et l'existence d'autres options d'approvisionnement permettent selon CNG de douter que l'intérêt du public canadien serait servi en obligeant TransCanada à construire les installations pipelinières nécessaires.

CNG a soutenu la plaidoirie de TransCanada pour le refus de la demande de RG&E en vertu de l'article 71.

L'ASPIC a affirmé que l'article 71 de la Loi devrait être invoqué seulement dans des circonstances très extraordinaires. Par exemple, si TransCanada et un expéditeur éventuel n'arrivent pas à s'entendre sur les modalités du service de transport, l'article 71 permettrait à l'expéditeur d'avoir recours à l'Office qui étudierait le différend et aiderait à le résoudre.

L'ASPIC a indiqué que l'approbation des demandes en vertu de l'article 71 porterait préjudice aux sociétés inscrites sur la liste d'attente qui se sont entièrement conformées aux exigences des procédures de mise en file d'attente et aux dates limites fixées par l'Office et par TransCanada.

26.4 Opinion de l'Office

Pour décider si la délivrance des ordonnances en vertu de l'article 71 sert l'intérêt du public, l'Office doit déterminer, entre autres, si TransCanada, en excluant Indeck et RG&E de sa demande visant des installations pour 1991 et 1992, a agi d'une manière juste et raisonnable et en conformité avec son tarif et les procédures établies par l'Office à ce moment. De la même façon, l'Office doit déterminer si le refus de l'exemption de l'application de l'article 71 irait à l'encontre du droit des demandeurs à une capacité pipelinière et ainsi compromettrait leurs propositions d'exportation.

---

[1] En vertu du paragraphe 4.2(c) des procédures de mise en file d'attente de TransCanada, lorsque TransCanada détermine qu'il est raisonnable de s'attendre à une expansion du réseau à long terme et qu'elle a donc l'intention de préparer et de déposer auprès de l'Office une demande d'autorisation pour la construction d'installations nécessaires pour satisfaire les «demandes acceptées» dans une «liste d'attente pour une année contractuelle», TransCanada doit en aviser chaque «demandeur de service». Cet avis indique notamment la date à laquelle le demandeur de service est tenu de transmettre à TransCanada les documents sur l'état du projet et les éléments de preuve («documents ÉP/ÉP»). L'Office a constaté que ces documents, définis à l'annexe C de la procédure de mise en file d'attente, sont nécessaires pour permettre à TransCanada de préparer et de déposer auprès de Office une demande visant des installations en vertu de la partie III. Le document no 2, annexe C, page 2 de 8, traite de l'approvisionnement en gaz.

L’Office croit que TransCanada a agi d’une manière juste et raisonnable en accordant aux expéditeurs éventuels jusqu’au 6 novembre 1989 pour lui remettre les documents sur l’état du projet et les éléments de preuve liés à sa demande visant des installations en vertu de la partie III. L’Office est d’accord avec TransCanada, soit que la préparation et le dépôt dans les formes et les délais prescrits d’une demande visant des installations nécessite l’établissement et le respect de certaines dates limites. À cet égard, TransCanada a averti suffisamment à l’avance les expéditeurs éventuels de son intention de fixer la date limite au 6 novembre 1989 et de la faire respecter. L’Office est également convaincu que TransCanada a agi conformément à l’avis de l’Office et aux procédures établies de mise en file d’attente.

L’Office a pris note des efforts concertés d’Indeck et de RG&E pour se conformer aux exigences de TransCanada en matière de dépôt et à celles de l’Office en ce qui concerne l’audience GH-5-89, mais il est indubitable que l’échéance n’a pas été respectée et que les deux expéditeurs éventuels ont donc été rayés, avec raison, de la LAI pour 1991-1992.

En outre, l’Office n’a pas été convaincu par la preuve produite par Indeck et RG&E que leurs projets d’exportation respectifs seraient nécessairement compromis par le refus de l’exemption de l’application de l’article 71. À cet égard, l’Office a pris note de l’état avancé des autres aspects de ces deux projets et du fait que Indeck et RG&E figurent à la première et quatrième place respectivement sous la rubrique intitulée «Demandes à inclure dans la demande en instance visant des installations pour 1992-1993» de la plus récente liste d’attente de TransCanada pour la prestation d’un service, en date du 20 décembre 1990.

26.5 Décision

L’Office refuse les demandes d’indeck et de RG&E déposées conformément aux paragraphes 71(2) et 71(3) de la Loi.

Chapitre 27
Traitement tarifaire des dépassements de coûts

Une des questions envisagées lors de l'audience GH-5-89 (Question IV-1) avait été incluse afin de traiter des préoccupations exprimées par l'APC à l'endroit de l'écart habituel entre les coûts de construction prévus par TransCanada et ses coûts réels, au titre de l'incidence de ces dépassements de coûts en immobilisations sur les droits et ceux qui les paient. À cet égard, l'APC à proposé une méthode de contrôle des coûts qui offrirait à TransCanada une incitation à minimiser les dépassements de coûts en immobilisations.

L'APC avait déjà exprimé sa préoccupation sur l'exactitude des estimations de coûts de TransCanada à l'occasion de l'audience RH-3-89, soutenant alors que les données historiques révélaient que les dépenses de TransCanada en ajouts à ses immobilisations étaient inférieures à ses prévisions. L'Office avait alors rejeté la proposition de l'APC visant des rajustements à la base des taux de TransCanada, pour toutefois convenir avec l'APC de la possibilité d'écarts importants entre les coûts en immobilisations et les dates d'entrée en service prévus et réels. L'Office avait exigé de TransCanada qu'elle inscrive à un compte de report le coût des écarts de service liés aux immobilisations (Motifs de décision RH-3-89 - Droits), en vue d'une décision lors d'audiences futures sur les droits.

Au cours de l'audience GH-5-89, l'APC a exprimé son inquiétude devant l'envergure de l'expansion proposée. Selon l'APC, TransCanada pourrait sous-estimer les coûts en immobilisations des installations visées par la demande.

L'APC croyait qu'il n'existait pas de mesures suffisantes pour inciter TransCanada à contrôler ses coûts dans un projet de cette envergure. L'APC était d'avis qu'il faudrait inciter TransCanada à accepter la responsabilité des dépassements de coûts avant qu'ils ne se produisent, plutôt que de lui permettre de rajuster a posteriori la base des taux par un mécanisme de compte de report.

La méthode d'incitation proposée par l'APC a l'égard de l'expansion visée par l'audience GH-5-89 consistait à verser à TransCanada un montant égal à 1,7 fois la valeur actuarielle de son risque en acceptant la responsabilité financière à l'égard de la partie financée par capital-actions des dépassements de coûts en immobilisations. Cette méthode comporte deux éléments cruciaux, soit:

(i) la valeur de référence des dépenses en immobilisations, et

(ii) la valeur du montant à verser à TransCanada.

Le calcul de la valeur de référence fait appel à quatre éléments, soit:

(a) l'estimation de référence en dollars de 1989;

(b) les facteurs d'indexation des prix;

(c) des facteurs échappant totalement au contrôle de TransCanada, et

(d) des changements dans l'envergure du projet.

Le versement à TransCanada représenterait 1,7 fois la valeur actuarielle du dépassement possible, que l'on déterminerait par une analyse de risque similaire à la simulation de Monte-Carlo présentée par TransCanada.

Opinions d'autres parties intéressées sur la proposition de mesure incitative de l'APC

Toutes les parties ayant exprimé une opinion s'opposaient à la mise en oeuvre de la proposition de mesure incitative de l'APC.

TransCanada était d'avis que la proposition de l'APC faisait appel à un procédé inutile et compliqué. TransCanada a prétendu que ses estimations de coûts étaient raisonnables, se fondant sur les meilleures données disponibles à cette étape du projet, et qu'historiquement, les coûts estimés et réels n'étaient pas tellement éloignés. TransCanada croit que le régime actuel l'incite à contrôler ses coûts de construction, car en reportant les écarts entre les coûts en immobilisations prévus et réels pour en traiter lors de futures audiences sur les droits, c'est à TransCanada qu'il revient de démontrer que les dépassements de coûts ne découlent pas d'un manque de prudence. TransCanada a soutenu que les mesures actuelles de contrôle des coûts ont prouvé leur caractère adéquat dans son rendement passé de prévision des coûts. TransCanada trouve également inéquitable la proposition de l'APC, du fait qu'elle ne permet pas d'évaluer le caractère prudent des coûts une fois toutes les données disponibles.

La CCPA et ICG Ontario ont soutenu la position de TransCanada, exprimant l'avis que les mesures actuelles de contrôle des coûts par un compte de report et un suivi des coûts au moyen de certificats conditionnels sont appropriées. Le compte de report, qui ferait l'objet d'un examen complet dans le cours normal d'une audience sur les droits, donne à l'Office et aux parties intéressées l'occasion de déterminer le caractère prudent des dépenses.

Opinion de l'Office

L'Office n'a pas été convaincu que TransCanada ait effectivement par le passé mal prévu ses coûts et connu des dépassements importants.

L'Office partage la préoccupation de l'APC à l'égard de l'incidence des coûts en immobilisations sur les droits et ceux qui les paient, mais relève toutefois que le marché de la construction pipelinière s'est révélé plus concurrentiel que prévu et que TransCanada en a déjà tenu compte en baissant ses estimations de coûts.

L'Office partage également la préoccupation de l'APC sur d'éventuels écarts entre les coûts prévus et réels de construction, qui pourraient se manifester à cause de l'envergure du projet d'expansion proposé. Pour atténuer cette préoccupation, l'Office a déjà demandé à TransCanada d'inscrire ces écarts dans un compte de report. L'Office est d'avis, comme la CCPA et ICG Ontario, que les conditions de compte de report et de suivi des coûts représentent des mesures appropriées pour inciter TransCanada à estimer avec exactitude ses coûts de construction et à bien les contrôler.

Décision

L'Office n'accepte pas la proposition de mesure incitative de l'APC et il est d'avis que la méthode actuelle, en vertu de laquelle les écarts entre les coûts en immobilisations prévus et réels, cumulés dans des comptes de report, sont suivis et évalués sur le plan de la prudence à des audiences ultérieures sur les droits, offre un contrôle suffisant des dépenses en immobilisations de TransCanada.

Chapitre 28
Traitement comptable de la réforme de compresseurs

Dans sa demande visant des installations, TransCanada a proposé de réformer trois compresseurs, soit l'unité d'installation numéro 2 de la station 9A et les compresseurs des stations 107A et 112A. TransCanada a proposé que l'on traite ces réformes comme des «réformes ordinaires» au sens du paragraphe 39(1) du Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs. TransCanada a également signalé à l'Office dans sa demande que le compresseur Orenda OT-F-2R de la station 75A1, dont le traitement à titre de «réforme ordinaire» a déjà été approuvé dans la décision GH-1-89, a continué d'être en service jusqu'en 1991, de sorte que la construction du doublement approuvé pour remplacer ce compresseur puisse être entreprise de concert avec celle des installations adjacentes visées par la présente demande.

La preuve révèle que le compresseur de la station 9A est une turbine à gaz Clark 305 installée en 1960. L'unité a été utilisée pendant plus de 130 000 heures. TransCanada propose de réformer cette unité en raison d'un manque de service du vendeur, du faible rendement et des inquiétudes que suscite le reste de sa durée d'utilisation. Les unités Orenda aux stations 107A et 112A ont été installées en 1964 et ont été utilisées 110 000 et 120 000 heures respectivement. En raison d'un manque de pièces de rechange, TransCanada a commencé en 1988 un programme quinquennal de réforme des unités Orenda. Aucune partie ne s'est opposée à la réforme de ces unités ou à la proposition de la traiter comme une «réforme ordinaire» aux fins de comptabilité.

Opinion de l'Office

L'Office juge qu'il n'y a rien d'extraordinaire aux réformes proposées. Les compresseurs en question ont été utilisés pendant une durée normale.

Décision

L'Office approuve la proposition de TransCanada de traiter la réforme de ces compresseurs comme une «réforme ordinaire» au sens du paragraphe 39(1) du Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs.

Chapitre 29
Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos décisions et motifs de décision relativement aux demandes examinées par l'Office pendant la dernière phase de l'audience GH-5-89.

J.-G. Fredette
Memre Président

A.B. Gilmour
Membre

M.J. Musgrove
Membre

R. Illing
Membre

K.W. Vollman
Membre

Ottawa, Canada
Avril 1991

ANNEXES

Annexe I
Liste des questions examinées dans la dernière étape de l'instance GH-5-89 (Extrait de la pièce A-108)

Questions relatives à la partie III

III-1 Le caractère raisonnable de la prévision des besoins pour les ventes intérieures et d'exportation, et pour le service de transport.

III-2 La demande globale, par marché, de gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis, en tenant compte notamment:

- des possibilités qu'il y ait de la concurrence pour ce marché de la part des approvisionnements de gaz naturel des États-Unis et du large des côtes (p. ex., Ile de Sable et LGN);
- le niveau global, actuel et futur, de la capacité pipelinière au Canada et aux États-Unis, pour le transport vers le Nord-Est des É.-U., relativement à la demande prévue;
- les possibilités de changements dans la méthode de calcul des droits et la structure de tarif sur le réseau Great Lakes.

III-3 L'impact, sur la demande intérieure de gaz naturel, de l'accroissement potentiel des importations de gaz naturel dans l'Est du Canada.

III-4 Les possibilités que l'utilisation du réseau TransCanada soit plus faible que prévue, compte tenu de la concurrence plus vive exercée à l'égard de TransCanada par d'autres sociétés pipelinières canadiennes et américaines.

III-5 Le niveau approprié et le coût de la capacité supplémentaire sur les réseaux pipeliniers en aval et en amont, et la possibilité qu'une telle capacité soit disponible de façon opportune.

III-6 La pertinence d'obtenir une protection contre la perte d'une unité à partir du 1er novembre 1991 grâce à un nouveau service garanti interruptible limité ("SGIL"), au stockage ou à la construction d'installations.

III-7 La combinaison appropriée de doublement et de compression relativement au projet d'agrandissement, et la conformité de cette combinaison avec les besoins à long terme du réseau en installations.

III-8 La pertinence de l'emplacement et du doublement proposé compte tenu de l'empiètement urbain et des modes d'utilisation des terres.

III-9 La pertinence du tracé proposé pour le prolongement Iroquois projeté.

III-10 Les effets environnementaux potentiels du projet de croisement pipelinier du fleuve Saint-Laurent près d'Iroquois, en Ontario.

III-11 La pertinence de ne pas inclure de provision pour capacité de réserve pour les années 1991-1992 et 1992-1993.

III-12 Le caractère raisonnable des estimations des coûts de construction et des matériaux pour 1991 et 1992, ainsi que le caractère approprié des mesures à mettre en oeuvre en vue du contrôle des coûts, compte tenu de

l'ampleur de l'agrandissement d'installations proposé et du niveau prévu d'activité de construction dans le secteur pipelinier en Amérique du Nord au cours de cette période.

III-13 La faisabilité économique du projet d'agrandissement, compte tenu notamment:

- de l'impact que la construction des installations visées par la demande aurait sur les droits au cours de la période de prévision, et les effets que des droits plus élevés pourraient avoir sur la demande de gaz naturel;
- des coûts à long terme du programme d'agrandissement de TransCanada;
- de la mesure dans laquelle les revenus additionnels provenant des nouveaux services de transport offerts permettraient de recouvrer les coûts de prestation de tels services;
- de l'existence et de la pertinence des approvisionnements à long terme en gaz à l'appui des installations actuelles et visées par la demande;
- des autres moyens ou méthodes permettant de déterminer la faisabilité économique de l'agrandissement proposé.

III-14 Le caractère approprié de la séparation proposée des volumes supplémentaires entre le réseau Great Lakes et le tronçon Central, compte tenu:

- des aspects économiques relatifs de l'agrandissement du tronçon Central par rapport au réseau Great Lakes;
- de la flexibilité à long terme relativement à l'accès à d'autres marchés et à la capacité pipelinière;
- des aspects environnementaux associés aux autres tracés possibles;
- du calendrier relativement aux approbations des organismes de réglementation, à la disponibilité des ressources pour la construction et du matériel touchant la date de mise en service proposée.

III-15 La question de savoir si les contrats associés à ces nouveaux services à l'appui des installations visées par la demande de TransCanada répartissent bien le risque entre TransCanada et les expéditeurs éventuels.

III-16 Les modalités appropriées à inclure dans tout certificat ou toute ordonnance pouvant être délivrés.

Questions relatives à la partie IV

IV-1 Le traitement approprié, en matière de droits, de tout écart entre les coûts de construction prévus et réels des installations proposées.

Questions relatives à la partie VI

VI-1 L'aptitude du marché de la cogénération à utiliser les volumes de gaz visés par des contrats, en tenant compte, entre autres facteurs:

- du risque, en matière de réglementation, aux niveaux étatiques et fédéraux;
- des obligations en matière d'achat de vapeur et d'électricité;

- de l’assurance à long terme de prises continuelles;
- des autres sources d’approvisionnement.

Annexe II
Discussion sur l'analyse de l'approvisionnement par l'Office

L'Office a passé en revue les arrangements d'approvisionnement en gaz des demandeurs pour l'aider à déterminer si les exportations proposées sont dans l'intérêt public. Dans son évaluation de l'approvisionnement en gaz, l'Office examine les contrats ayant trait à l'approvisionnement en vue d'évaluer la nature et la portée de l'approvisionnement engagé pour le projet d'exportation proposée. Cet examen s'effectue conjointement avec l'étude des autres éléments des contrats visés par le projet proposé.

Chaque demandeur de licence d'exportation a fourni des estimations des réserves établies des gisements qu'il entend exploiter pour alimenter en gaz l'exportation proposée. De plus, certains demandeurs ont présenté des estimations de réserves potentielles non découvertes pour des terrains non forés sous leur contrôle. L'Office a également effectué des analyses techniques et géologiques de l'approvisionnement en gaz de chaque demandeur en vue de préparer sa propre estimation des réserves de gaz commercialisable du demandeur.

Dans son estimation des réserves de gaz, l'Office a utilisé sa banque de données sur les réserves de gaz, régulièrement mise à jour. L'évaluation des réserves de gaz comprend la détermination de la nomenclature et des corrélations, des études volumétriques de nouveaux réservoirs, le réexamen de réservoirs mis en valeur et l'analyse du rendement de réservoirs producteurs. La propriété et l'état contractuel de tous les réservoirs visés par chacune des demandes ont aussi fait l'objet d'une évaluation et d'un examen.

Dans de récentes demandes d'exportation de gaz, l'approvisionnement présenté par les demandeurs provenait souvent d'un grand nombre de réservoirs à puits unique dont une bonne partie ne produit pas. Les demandeurs utilisent fréquemment une affectation par section entière pour la zone productrice dans l'évaluation des réserves établies de ces réservoirs à puits unique. Ces demandeurs justifiant souvent l' affectation par section entière en affirmant qu'il s'agit d'une pratique courante dans l'industrie et qu'avec le temps, on peut s'attendre à une valorisation des réserves pour certains de ces réservoirs.

La méthode employée par l'Office pour affecter des réserves aux réservoirs à puits unique se fonde sur ses études du rendement en matière de production des petits réservoirs. Les résultats de ce travail ont été groupés par formation et emplacement géographique en Alberta. La plupart des réservoirs producteurs à puits unique étaient situés dans les zones crétacées inférieures de l'est et du sud de l'Alberta.

L'OCREA a également mené une étude sur les réservoirs à puits unique et a adopté une méthode d'affectation de la superficie semblable à celle utilisée par l'Office.

La superficie des petits gisements est souvent inconnue parce que ces derniers ne comportent qu'un seul puits et que le contrôle géologique peut être insuffisant pour délimiter la zone. L'étude menée par l'Office a révélé que le calcul volumétrique des réserves faisant appel à une affectation de la superficie par section entière produisait souvent une surestimation des réserves par rapport aux estimations obtenues par l'analyse du rendement en matière de production. Les résultats de l'étude ont laissé croire que les réserves étaient surestimées d'environ 25 % pour les réservoirs de la zone crétacée inférieure. Étant donné que de nombreux paramètres de réservoir peuvent être déterminés de façon assez exacte, le facteur de la superficie ou de la récupération est fréquemment le moins bien défini. L'Office a choisi de réduire ses estimations de réserves pour ces réservoirs en rajustant la superficie utilisée dans la détermination des réserves.

Bien qu'en règle générale l'Office rajuste les réserves principalement en modifiant la superficie du réservoir, dans bien des cas le facteur de récupération pourrait être utilisé comme alternative de rajustement. La réduction du facteur de

récupération survient souvent parce que la suspension prématurée de la mise en valeur de ces réservoirs (c.-à-d. même avec une pression de réservoir encore relativement élevée) découle de l'augmentation de la production d'eau ou parce que dans les réservoirs moins perméables, la zone de drainage productrice effective nette peut être inférieure aux limites latérales déterminées en fonction du contrôle géologique.

L'Office ne se sert habituellement de ces résultats qu'à titre indicatif. Lorsqu'il existe des données géologiques ou autres révélant que les critères indicatifs ne sont pas appropriés, les estimations des réserves par l'Office tiennent compte de rajustements à l'ensemble de la zone.

La méthode employée par l'Office pour affecter les réserves à un puits de découverte et déterminer la valorisation possible des réserves est conforme à la définition des réserves établies. Cette définition fait allusion aux réserves spécifiquement prouvées par forage, essai ou production ainsi que cette partie des réserves dont on présume l'existence à partir de données géologiques, géophysiques ou autres, avec une certitude raisonnable. Lorsque l'Office dispose de données géologiques ou autres provenant de sa banque de données, qui laissent croire qu'une affectation plus grande de superficie se justifie, les réserves affectées au puits de découverte tiennent compte de la valorisation. En règle générale, une partie de la zone est classée dans les réserves probables et réduite par un facteur de risque. De plus, l'Office a pris en considération, dans certaines circonstances, les réserves potentielles non découvertes lorsque le demandeur démontre avec preuve à l'appui que ces réserves seront sous son contrôle. Ces estimations sont également réduites par un facteur de risque pertinent.

Les réserves dont les estimations ont été présentées par les demandeurs au cours de la présente audience consistaient principalement en des réservoirs précis situés dans la plupart des diverses régions de l'Alberta. Le reste des réservoirs se trouvaient en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Ces réservoirs étaient de toutes tailles, de petits réservoirs à puits unique aux très grands réservoirs établis. Dans l'ensemble, les grands réservoirs ont tendance à avoir été en production depuis une longue période tandis que les réservoirs à puits unique n'ont pas encore été exploités.

Dans son étude des réserves de gaz commercialisable, l'Office a évalué le nombre, la taille et la répartition des réservoirs dont les réserves ont été estimées par les demandeurs. Dans certains cas, le compte des réservoirs effectué par l'Office était différent de celui du demandeur parce que l'Office a regroupé ou séparé les réservoirs en fonction de sa propre interprétation des données. Tout compte de réservoirs dans les présents Motifs de décision est fondé sur l'analyse de l'Office. L'Office a utilisé pour toutes les demandes une taille de réservoir de 100 $10^6 m^3$ (3,5 $10^9 pi^3$), à titre de critère un peu arbitraire pour distinguer les petits des grands réservoirs.

Étant donné la longueur de la présente audience, l'analyse des réserves effectuée par l'Office, bien qu'à jour au moment de l'évaluation, est devenue quelque peu périmée. En règle générale, l'analyse de l'approvisionnement par l'Office est fondé sur les réserves restantes à la fin de l'année 1988, avec des rajustements pour tenir compte des nouveaux puits et réservoirs présentés par les demandeurs et certaines révisions découlant de l'analyse effectuée en 1989. L'Office reconnait que certaines révisions peuvent avoir été apportées aux réserves depuis la fin de l'année 1988 et que ses estimations n'englobent pas la production depuis cette date. Cependant, une grande proportion de l'approvisionnement est attribuable à des réservoirs non producteurs, de sorte que l'utilisation des estimations des réserves restantes à la fin de 1988 ne devrait pas modifier en profondeur l'évaluation de l'approvisionnement à la disposition des demandeurs de licence d'exportation.

Les estimations des réserves par l'Office, ainsi que les données fondamentales sur la productibilité pour chacun des réservoirs dont une estimation des réserves a été présentée par un demandeur, ont servi à la préparation des prévisions de la capacité de production. Les prévisions de la capacité de production sont généralement rajustées pour tenir compte des besoins prévus en gas d'un demandeur. La capacité de production rajustée est la capacité de production estimée à n'importe quel moment, reportant pour utilisation future une capacité de production excédentaire. Les besoins indiqués

pour chacun des demandeurs compris dans les chiffres sur la capacité de production sont fondés sur un facteur de charge de 100 % et par conséquent, surestiment quelque peu les besoins réels en approvisionnement de chaque demandeur. Si le facteur de charge se révélait inférieur, la capacité de production serait maintenue au-delà de la date indiquée par les analyses de l'Office.

L'Office se préoccupe également de la situation de la demande de permis d'acheminement de l'énergie présentée par chaque demandeur à son organisme provincial respectif. Au cours de l'audience GH-5-89, tous les demandeurs ont révélé qu'ils avaient présenté les demandes appropriées de permis.

Demandeur	**Projet de production d'électricité**	**Capacité (MW)**	**Consommateurs(s) d'électricité**	**Consommateur(s) de vapeur**	**Volumes annuels ($10^9 pi^3$/an)**
Brymore Energy	Pawtucket	(61,3)	New England Power	Colfax	4,7
Canadian Occidental	Old Bethpage	(79)	Long Island Lighting	--	5,6
Encogen	American Brass	(62)	Niagara Mohawk	American Brass	5,7
FSC Resources	North East	(79)	Niagara Mohawk	Welch Foods	5,8
Fulton	Nestle	(47,4)	Niagara Mohawk	Nestle Foods	4,6[1]
Indeck Corinth	Corinth	(118,7)	Consolidated Edison	International Paper	6,0
Indeck Ilion	Ilion	(54,7)	Niagara Mohawk	E.I. Du Pont	2,6 & 4,5
JMC Selkirk	Selkirk	(79)	Niagara Mohawk	General Electric	8,4
Kamine Carthage	Carthage	(49,9)	Niagara Mohawk	James River II	4,93
Kamine South Glens Falls	South Glens Falls	(49,9)	Niagara Mohawk	James River II	4,93
New England Power (NEP)	Brayton Pont	(430)	NEP	--	
	Manchester St.	(450)[2]	NEP	--	21,9
	South Street	(100)[3]	NEP	--	
ProGas	MassPower	(240)[4]	MMWEC (A) MMWEC (B) Boston Edison WMECo Commonwealth Electric	Monsanto Chemical	9,125

Nota:
1 Nestle consommera chaque année 4,6 $10^9 pi^3$, pour dix ans, puis 2,3 par an pour les quatre demières années.
2 La centrale de Manchester doit passer de 150 à 450 MW.
3 La centrale South, 100 MW actuellement, peut fonctionner au gaz ou au mazout.
4 Puissance de 132 MW en hiver, 103 MW en été.

Annexe III
Centrales de cogénération

Onze des 15 demandes de licence d'exportation étudiées lors de l'audience GH-5-89 portaient sur la vente de gaz destiné à des centrales de cogénération. Une douzième demande portait sur une vente directe à un service public d'électricité, pour utilisation du gaz dans ses propres centrales (voir tableau III-1 à la page suivante).

La réglementation en vertu du PURPA exige qu'une centrale, pour conserver son statut de centrale admissible, ait une production thermique sous forme de vapeur industrielle de plus de 5 % de sa production énergétique totale. De plus, la production électrique totale plus la moitié de la production de l'énergie thermique doit dépasser 45 % de la valeur énergétique totale du combustible d'intrant (42,5 % si la production thermique surpasse 15 %). Une centrale de cogénération qui n'atteint pas les efficacités d'exploitation du PURPA est susceptible de perdre son statut de CA.

Un autre critère d'obtention de statut de CA est qu'un service public d'électricité ne peut pas posséder plus de 50 % de la centrale.

La réglementation du PURPA oblige un service public à acheter toute la production électrique d'une CA et, à moins que le service public et la CA n'en conviennent autrement, à ne pas verser à la CA plus que le total des coûts évités de production d'électricité pour le service public.

Les propriétaires de CA et les services publics peuvent conclure des ententes permettant au service public d'affecter la production totale de la centrale de cogénération.

Si une centrale perd son statut de CA, le PURPA ou ses règlements exécutoires ne l'empêchent pas de retrouver ce statut lorsque la centrale respecte à nouveau les critères d'admissibilité.

Tableau a3-1
Projets de production d'électricité pour lesquels une demande de licence d'exportation a été déposée

Demandeur	Projet de production d'électricité	Capacité (MW)	Consommateurs(s) d'électricité	Consommateur(s) de vapeur	Volumes annuels ($10^9 pi^3$/an)
Brymore Energy	Pawtucket	(61,3)	New England Power	Colfax	4,7
Canadian Occidental	Old Bethpage	(79)	Long Island Lighting	--	5,6
Encogen	American Brass	(62)	Niagara Mohawk	American Brass	5,7
FSC Resources	North East	(79)	Niagara Mohawk	Welch Foods	5,8
Fulton	Nestle	(47,4)	Niagara Mohawk	Nestle Foods	4,6[1]
Indeck Corinth	Corinth	(118,7)	Consolidated Edison	International Paper	6,0
Indeck Ilion	Ilion	(54,7)	Niagara Mohawk	E.I. Du Pont	2,6 & 4,5
JMC Selkirk	Selkirk	(79)	Niagara Mohawk	General Electric	8,4
Kamine Carthage	Carthage	(49,9)	Niagara Mohawk	James River II	4,93
Kamine South Glens Falls	South Glens Falls	(49,9)	Niagara Mohawk	James River II	4,93
New England Power (NEP)	Brayton Pont	(430)	NEP	--	
	Manchester St.	(450)[2]	NEP	--	21,9
	South Street	(100)[3]	NEP	--	
ProGas	MassPower	(240)[4]	MMWEC (A) MMWEC (B) Boston Edison WMECo Commonwealth Electric	Monsanto Chemical	9,125

Nota:
1 Nestle consommera chaque année 4,6 $10^9 pi^3$, pour dix ans, puis 2,3 par an pour les quatre demières années.
2 La centrale de Manchester doit passer de 150 à 450 MW.
3 La centrale South, 100 MW actuellement, peut fonctionner au gaz ou au mazout.
4 Puissance de 132 MW en hiver, 103 MW en été.

Annexe IV
Modalités des licences qui seront délivrées

Modalités de la licence qui sera délivrée à Pawtucket Power Associates Limited Partnership.

1. La période d'application de cette licence commencera le 1er novembre 1991 et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2006.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 362 500 mètres cubes par jour;

   (b) 132 400 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 1 986 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

   (b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Canadian Occidental Petroleum Ltd.

1. La période d'application de cette Licence commencera le 1er novembre 1991. et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2006.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 433 400 mètres cubes par jour;

   (b) 158 200 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 2 373 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

   (b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Niagara Falls (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Encogen Four Partners, L.P.

1. La période d'application de cette licence commencera le plus tard entre le 1er novembre 1991 ou la date des premières livraisons et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui porterait la date d'expiration à 15 ans après le début de la période d'application.

2. La quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 424 900 mètres cubes par jour;

   (b) 155 100 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 2 326 600 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Chippawa (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Esso Ressources Canada Limitée.

1. La période d'application de cette licence commencera le 1er novembre 1991 et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2006.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 991 500 mètres cubes par jour;

   (b) 362 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 5 432 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

   (b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à FSC Resources Limited.

1. La période d'application de cette licence commencera le 1er novembre 1991 et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2006.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 453 000 mètres cubes par jour;

(b) 165 345 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

(c) 2 480 175 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

(b) l'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Niagara Falls (Ontario).

5. Avant le début des exportations, le détenteur de la licence ne doit pas, sans l'approbation de l'Office, remplacer son approvisionnement ou marché de gaz par un autre approvisionnement ou marché de gaz.

Modalités de la licence qui sera délivrée à Fulton Cogeneration Associates.

1. La période d'application de cette licence commencera le 1er novembre 1991 et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2005.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

(a) pour la période commençant le 1er novembre 1991 et se terminant le 31 octobre 2001, 326 200 mètres cubes par jour ou 119 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre;

(b) pour la période commençant le 1er novembre 2001 et se terminant le 31 octobre 2005, 160 000 mètres cubes par jour ou 58 400 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

(c) 1 424 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

(b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Chippawa (Ontario).

Modalités des deux licences qui seront délivrées à Indeck Gas Supply Corporation.

A. En ce qui concerne la centrale de cogénération d'Indeck Corinth.

1. La période d'application de cette licence commencera le plus tard entre le 1er novembre 1991 ou la date des premières livraisons et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent, le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui porterait la date d'expiration à 15 ans après le début de la période d'application.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 459 000 mètres cubes par jour;

   (b) 168 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 2 439 000 000 mètres pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10% de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

   (b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Chippawa (Ontario).

B. En ce qui concerne la centrale de cogénération d'Indeck-Ilion.

1. La période d'application de cette licence commencera le plus tard entre le 1er novembre 1991 ou la date des premières livraisons et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui porterait la date d'expiration à 15 ans après le début de la période d'application.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 210 000 mètres cubes par jour;

   (b) 73 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 852 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

   (b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Chippawa (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Selkirk Cogen Partners, L.P.

1. La période d'application de cette licence commencera le plus tard entre 1 er novembre 1991 ou la date des premières livraisons et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui porterait la date d'expiration à 15 ans et six mois après le début de la période d'application.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

(a) 651 500 mètres cubes par jour;

(b) 237 800 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

(c) 3 685 900 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

(b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près d'iroquois (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Kamine Carthage Cogen Co., Inc. et Beta Carthage Inc.

1. La période d'application de cette licence commencera le 1er novembre 1991 et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2006.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

(a) 402 250 mètres cubes par jour;

(b) 139 500 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

(c) 2 093 700 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Chippawa (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Kamine South Glens Falls Cogen Co., Inc. et Beta South Glens Falls Inc.

1. La période d'application de cette licence commencera le 1er novembre 1991 et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui prorogerait la période jusqu'au 31 octobre 2006.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

(a) 402 250 mètres cubes par jour;

(b) 139 500 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

(c) 2 093 700 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près d'Emerson (Manitoba).

Modalités de la licence qui sera délivrée à New England Power Company.

1. La période d'application de cette licence commencera le 1er novembre 1991 et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui porterait la date d'expiration à 15 ans après le 1er novembre de l'année du début des exportations.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 1 700 000 mètres cubes par jour;

   (b) 621 000 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fins le 31 octobre; ou

   (c) 9 308 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

   (b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à ProGas Limited.

1. La période d'application de cette licence commencera le plus tard entre le 1er novembre 1991 ou la date des premières livraisons et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui porterait la date d'expiration à 18 ans et six mois après le début de la période d'application.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 708 200 mètres cubes par jour;

   (b) 258 493 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 4 800 350 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

   (b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près d'Iroquois (Ontario).

5. La licence no GL-81 sera révoquée si le gouverneur en conseil approuve cette nouvelle licence.

Modalités de la licence qui sera délivrée à Unigas Corporation.

1. La période d'application de cette licence commencera à la date des premières livraisons et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui porterait la date d'expiration à 10 ans après la date des premières livraisons.

2. La quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 453 200 mètres cubes par jour;

   (b) 165 500 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 1 654 200 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Chippawa (Ontario).

Modalités de la licence qui sera délivrée à Western Gas Marketing Limited.

1. La période d'application de cette licence commencera à la date des premières livraisons et se terminera le 1er novembre 1993 à moins que les exportations ne commencent le 1er novembre 1993 ou avant, ce qui porterait la date d'expiration à 15 ans après le premier jour du premier mois suivant la date des premières livraisons.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz qui peut être exportée en vertu de cette licence ne doit pas dépasser:

   (a) 283 000 mètres cubes par jour;

   (b) 103 700 000 mètres cubes au cours d'une période de 12 mois consécutifs prenant fin le 31 octobre; ou

   (c) 1 552 000 000 mètres cubes pendant la période d'application de cette licence.

3. (a) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 24 heures en vertu de cette licence représente 10 % de plus que la quantité limite journalière imposée dans la condition 2.

   (b) L'écart admissible pour la quantité qui peut être exportée pendant une période de 12 mois consécutifs en vertu de cette licence représente deux % de plus que la quantité limite annuelle imposée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de cette licence sera livré au point d'exportation près de Niagara Falls (Ontario).

Annexe V
Installations déjà approuvées

Tableau a5-1
Installations faisant partie à l'origine de la demande de TransCanada qui ont obtenu un certificat ou une exemption de certificat avant la délivrance du volume 3 des présents motifs

Numéro de certificat ou d'ordonnance	Date	Pipeline ou doublement	Compresseur ou autres installations
Ordonnance XG-5-90	le 29 mai 1990		Compresseur de 14,0 MW aux stations 116, 1206 et 1217
Ordonnance XG-4-90	le 28 juin 1990	3,3 km de VCP 15 + 23,4 km	
Certificat partiel GC-78	le 22 novembre 1990	391,4 km de doublement 4,5 km - prolongement d'Iroquois	Déplacement de deux compresseurs
Ordonnance AO-1-XG-5-90	le 31 janvier 1991		Modification de l'Ordonnance XG-5-90: la station 88 remplaçant la station 116
Ordonnance XG-8-91	le 6 février 1991	1,1 km - croisement du lac Wahtopanah	
Ordonnance XG-11-91	le 15 mars 1991		Compresseur de 26,1 MW à la station 116

Annexe VI
Modalités du certificat

1. Les installations additionnelles appartiendront à TransCanada et seront exploitées par elle.

2. (1) TransCanada doit faire dessiner, fabriquer, situer, construire et mettre en place les installations supplémentaires conformément aux devis, dessins et autres renseignements ou données présentés dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office, sauf lorsque des modifications sont apportées aux termes du paragraphe (2) ci-dessous.

   (2) TransCanada ne doit pas faire modifier les devis, dessins ou autres renseignements ou données mentionnés au paragraphe (1) sans l'autorisation préalable de l'Office.

3. TransCanada doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, pratiques, recommandations et procédures pour la protection de l'environnement incluses dans sa demande, dans ses rapports environnementaux déposés comme partie intégrante de sa demande, dans les devis de construction de ses installations pipelinières, dans son manuel des pratiques de protection de l'environnement de 1986, dans les engagements pris envers le ministre de l'Énergie de l'Ontario (Comité coordinateur des pipelines de l'Ontario) ou présentées dans la preuve produite devant l'Office à l'audience GH-5-89.

4. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant de commencer la construction d'un des tronçons de gazoduc visés par le présent certificat, démontrer à la satisfaction de l'Office que les ententes relatives aux options ou aux servitudes ont été signées par les propriétaires des terrains sur lesquels le doublement passera.

5. TransCanada doit déposer auprès de l'Office, au moins dix jours avant le début de la construction, les résultats des relevés des ressources du patrimoine mentionnés dans la preuve produite à l'audience GH-5-89, y compris toute mesure d'atténuation correspondante.

6. TransCanada doit, au moins dix jours avant le début de la construction des installations supplémentaires, déposer auprès de l'Office un échéancier détaillé des travaux de construction ou des échéanciers indiquant les principales activités de construction et elle doit aviser l'Office de toutes les modifications apportées à son ou ses échéancier(s), au fur et à mesure qu'elle les apporte.

7. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant le début de la construction des installations additionnelles, démontrer à la satisfaction de l'Office:

   (1) à l'égard des nouveaux volumes garantis à l'exportation, que toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation fédéraux du Canada et des États- Unis, y compris, le cas échéant, les autorisations canadiennes d'exportation à long terme, ont été obtenues;

   (2) à l'égard du transport des nouveaux volumes garantis par le réseau de TransCanada:

      (a) que les contrats de transport ont été signés;

      (b) que toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis à l'égard des installations d'aval et des services de transport ont été obtenues;

      (c) que les contrats d'approvisionnement en gaz ont été signés.

8. À moins d'avis contraire de l'Office, TransCanada doit, avant le début de la construction des installations supplémentaires, faire autoriser par l'Office:

(1) des annexes des besoins en utilisant la présentation que l'on trouve aux annexe 2, 3 et 5 du sous-onglet 1 de l'onglet «Besoins» de la pièce B-1 de l'audience GH-5-89, comparant les besoins prévus du scénario de référence et les besoins pour lesquels on a respecté la condition 7;

(2) des graphiques d'acheminement du réseau de TransCanada démontrant que les installations approuvées qui devront être libérées pour la construction sont nécessaires aux besoins mentionnés au paragraphe (1).

9. Pendant la construction, TransCanada doit déposer auprès de l'Office des rapports mensuels sur les coûts et l'avancement des travaux, qui présentent une ventilation par emplacement et par installation des coûts engagés pendant le mois du rapport, le pourcentage d'achèvement de chaque activité et une mise à jour des coûts prévus pour l'achèvement du projet.

10. TransCanada doit, dans les six mois suivant la mise en service des installations supplémentaires, déposer auprès de l'Office un rapport donnant:

(1) une ventilation des coûts engagés dans la construction des installations supplémentaires, en utilisant la présentation que l'on trouve aux annexes 3 à 29 du sous-onglet 10 de l'onglet «Installations» de la pièce B-1 de l'audience GH-5-89, comparant les coûts réels et prévus et expliquant tout écart important par rapport aux estimations;

(2) le pourcentage de contenu canadien réel en regard de celui prévu aux annexes 31 et 32 du sous-onglet 10 de l'onglet «Installations» de la pièce B-1 de l'audience GH-5-89 et expliquant tout écart important par rapport aux estimations.

11. (1) TransCanada doit déposer auprès de l'Office un rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction dans les six mois suivant la date à laquelle la dernière autorisation de mise en service des installations additionnelles est accordée.

(2) Le rapport visé au paragraphe (1) doit énoncer les questions environnementales soulevées jusqu'à la date de dépôt du rapport et doit:

(a) indiquer les questions réglées et celles qui sont demeurées en suspens;

(b) décrire les mesures que TransCanada entend prendre pour régler les questions en suspens.

(3) TransCanada doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre suivant chacune des deux saisons complètes de culture, après le dépôt du rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction visé au paragraphe (2):

(a) une liste des questions environnementales qui, comme l'indique le rapport, sont toujours en suspens et de celles soulevées depuis le dépôt du rapport, le cas échéant;

(b) une description des mesures que TransCanada entend prendre pour régler toute question environnementale en suspens.

12. À moins d'avis contraire de l'Office avant le 31 décembre 1992, le présent certificat expire à cette date si TransCanada ne fait pas commencer la construction et la mise en place de chacune des installations additionnelles

visées.