CANADA

Office national de l'énergie

Motifs de décision

la Phase 1
Phase des méthodes de calcul des excédents de l’Audience générale de 1985 sur les exportatins de gaz

GH-2-85

Avril 1986

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

la Phase 1
Phase des méthodes de calcul des excédents de l’Audience générale de 1985 sur les exportations de gaz

GH-2-85

Avril 1986

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

Nº du Cat. NE 22-1/1986-6F
ISBN 0-662-93759-7

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

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

This report is published separately in both official languages.

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

Exposé . . . . . (iv)

Résumé . . . . . (v)

1. Historique 1
1.1 Introduction 1
1.2 Méthodes actuelles de l'Office pour calculer les excédents 2
1.2.1 Formule des réserves 3
1.2.2 Évaluation de la possibilité de livraison 3
1.2.3 Utilisation de la formule des réserves et de l'évaluation de la possibilité de livraison 3
1.2.4 Protection fournie par la formule des réserves 4

2. Pertinence des méthodes actuelles 5
2.1 Pertinence de la formule des réserves 5
2.2 Pertinence de l'évaluation de la possibilité de livraison 8
2.3 Coût et aspect adéquat de la sécurité des approvisionnements 9
2.3.1 Préoccupations relatives à la sécurité des approvisionnements 10
2.3.2 Comment garantir la sécurité des approvisionnements 13
2.3.3 Pertinence des facteurs économiques dans le calcul des excédents 13
2.3.4 Coût de la prestation de sécurité des approvisionnements 14
2.4 Portée de la nouvelle politique de tarification du gaz 15
2.4.1 Conformité des méthodes actuelles de calcul des excédents à la nouvelle entente . 16
2.4.2 Effet d'un inventaire obligatoire des réserves dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché 16
2.4.3 Possibilité d'équilibre de l'offre et de la demande dans une tarification axée sur les conditions du marché 17
2.5 Calcul des excédents à l'échelle nationale ou régionale 19
2.6 Traitement à accorder aux réserves dans les zones pionnières 19
2.7 Traitement à accorder aux additions aux réserves 20
2.8 Part à accorder aux autorisations existantes d'exportation 21
2.8.1 Licences 21
2.8.2 Ordonnances à court terme 22
2.9 Traitement à accorder aux importations 23
2.10 Gaz naturel synthétique 23

3. Autres méthodes de calcul des excédents 24
3.1 Modifications suggérées aux méthodes existantes 24
3.1.1 Formule des réserves 24
3.1.2 Évaluation des possibilités de livraison 26
3.2 Analyse coûts-avantages 27
3.3. Méthode contractuelle 29
3.4 Essais du ratio réserves/production 31

4. Décision 34

4.1 L'à-propos constant des méthodes existantes 34
4.2 Description de la nouvelle méthode 35
4.3 Le choix d'un ratio réserves/production 37
4.4 Les avantages de la nouvelle méthode 38
4.5 Illustration de l'établissement des excédents au moyen de la méthode du ratio réserves/production 39
4.5.1 Le calcul de l'excédent potentiel maximum 40
4.5.2 Calcul du ratio réserves/production et vérification de la capacité de production . . 41
4.5.3 Calcul des quantités annuelles destinées à l'exportation dans les nouvelles licences d'exportation 41
4.6 Autres questions 49
4.6.1 Façon de procéder pour la Phase 2 - Phase d'établissement des excédents 49
4.6.2 Lignes directrices régissant les mémoires pour la Phase 2 50

5. Disposition 51

Annexes:

1 Lettre de l'Office du 1er août 1985 et ordonnance GH-2-85 52
2 Compurations 80
3 Abréviations 83
4 Publications de référence 86
5 Évolution des méthodes d'établissement par l'Office des excédents de gaz naturel 87
6 Définitions 95
7 Le fondement législatif des responsabilités d'exportation de gaz de l'Office et illustration du format de la formule des réserves 25A1 98
8 Description des calculs pour des tableaux 4-1 à 4-5 100
9 Le choix par l'Office d'un ratio réserves/production 103

Exposé et comparutions

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

RELATIVE À l'audience générale de 1985 sur les exportations du gaz, Phase 1 - Phase des méthodes de calcul des excédents: étude effectuée par l'Office national de l'énergie sur les méthodes pour calculer des excédents de gaz naturel, conformément à l'ordonnance de l'Office national de l'énergie n^0 GH-2-85.

ENTENDUE à Calgary: les 18,19, 20 et 21 novembre 1985

et à Ottawa: les 2, 3,4, 5,6,9,10,11,12,13,16,17,18 et l9 décembre 1985

DEVANT:

M.W.A. Scotland	Membre présidant
M.W.G. Stewart	Membre
M.A.B. Gilmour	Membre

Résumé

(Nota: Ce résumé ne sert qu'à aider le lecteur et ne fait pas partie de la présente décision ni de ses motifs.)

L'une des principales responsabilités de l'Office national de l'énergie ("l'Office") est de s'assurer que le gaz naturel à exporter est excédentaire aux besoins des Canadiens. L'Office s'est acquitté de cette responsabilité de différentes manières, au cours des ans.

En mai 1985, à la lumière de l'évolution des circonstances, l'Office a proposé de tenir une audience afin d'examiner ses méthodes de calcul des excédents de gaz naturel. Après avoir obtenu les points de vue des parties intéressées, l'Office a publié son ordonnance d'audience le 1er août 1985.

Une soixantaine de parties ont présenté des mémoires; l'audience a eu lieu en novembre et décembre 1985, à Calgary et à Ottawa.

Les méthodes de calcul des excédents qu'utilise l'Office depuis 1982 comprennent:

i) une formule des réserves 25A1, qui établit une comparaison entre les réserves établies restantes et 25 fois la demande canadienne actuelle, en y ajoutant les quantités maximales exportables selon les licences actuelles; et

ii) une évaluation de la possibilité de livraison, qui établit une comparaison entre les meilleures prévisions de l'Office quant à l'offre et à la demande futures en gaz naturel, d'une année à l'autre.

La majorité des parties ont proposé un assouplissement des méthodes existantes. Pour la plupart d'entre elles, il s'agissait de réduire le multiplicateur de la formule des réserves.

Plusieurs parties ont proposé que l'Office adopte des méthodes entièrement différentes. L'une de ces méthodes se fondait sur les contrats, c'est-à-dire, que les quantités qui ne font pas l'objet d'un contrat soient considérées excédentaires. L'Office a rejeté cette méthode car il ne semble pas exister de mécanisme acceptable pour rendre le concept fonctionnel, et qu'il lui semblait plus approprié de s'acquitter de ses responsabilités statutaires en calculant les excédents d'après ses estimations des approvisionnements et des besoins. D'autres méthodes proposées se fondaient sur des ratios réserves/production, que connaît bien et utilise l'industrie.

L'Office a conclu que ses méthodes existantes n'étaient plus appropriées, car les vastes inventaires de gaz naturel, associés à la formule des réserves 25A1, ne sont pas nécessaires dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché. L'Office a décidé d'établir sa nouvelle méthode sur le ratio réserves/production.

La nouvelle méthode de calcul des excédents de l'Office, soit la méthode du ratio réserves/production (R/P) incorpore des prévisions relatives aux additions annuelles aux réserves et des prévisions de la demande au Canada et des exportations autorisées. Elle inclut également une évaluation de la capacité de production annuelle future (la vérification de la capacité de production), qui remplace l'évaluation antérieure de la possibilité de livraison.

L’Office est d’avis qu’un ratio de 15 entre les réserves et la production garantirait l’existence d’une capacité de production disponible suffisante, pouvant répondre aux besoins des Canadiens non seulement pendant toute période d’exportation, mais aussi pour un certain nombres d’années par la suite.

D’après l’un des éléments importants de sa nouvelle méthode de calcul des excédents, l’Office a l’intention de tenir des examens à intervalles appropriés, pour mettre à jour ses prévisions de la demande canadienne, des exportations, des additions aux réserves et de la capacité de production. La diffusion des résultats de ces examens périodiques fournira, d’une part, une alerte aux problèmes éventuels d’approvisionnement, ainsi que le temps nécessaire pour effectuer tout ajustement voulu par exemple, au rythme des activités d’exploration ou au raccordement des réserves. D’autre part, ces examens peuvent indiquer très tôt l’existence de volumes excédentaires continus ou croissants et, par conséquent, des exportations supplémentaires possibles.

L’Office croit que cette nouvelle méthode devrait encourager un équilibre raisonnable entre l’exportation de nouvelles réserves et la mise en valeur des réserves existantes.

Les calculs préparés par l’Office pour illustrer sa nouvelle méthode montrent qu’en utilisant un ratio réserves/production de 15, un excédent possible maximal de 10 EJ pourrait avoir lieu. L’Office a estimé que des exportations allant jusqu’à cette quantité pourraient donner lieu à des avantages économiques nets pour le Canada.

L’Office reconnaît qu’il y aurait des répercussions possibles s’il devait choisir un ratio R/P légèrement différent. Par conséquent, l’Office cherchera à obtenir des renseignements, lorsqu’il examinera de futures demandes sur l’exportation du gaz naturel, sur la pertinence du ratio R/P de 15.

La nouvelle méthode englobe une combinaison de sécurité des approvisionnements et de souplesse, que l’Office considère appropriée dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché et qui tienne compte de la maturité du bassin de sédimentation de l’ouest du Canada. Elle permet également d’inclure de nouvelles régions de production gazière, comme les zones pionnières.

Un certain nombre d’autres questions ont été examinées au cours de l’audience, notamment, de savoir si les excédents devraient être calculés à l’échelle nationale ou régionale, et le traitement à accorder aux réserves des zones pionnières, aux importations, aux marchés frontaliers et au gaz naturel synthétique L’Office a décidé de ne rien changer, en ce moment-ci, à sa méthode existante en ce qui concerne ces questions.

Chapitre 1
Historique

1.1 Introduction

Le 30 mai 1985, l'Office envoyait une lettre aux sociétés détentrices des licences d'exportation de gaz naturel, aux gouvernements, aux associations et à d'autres parties intéressées, dans laquelle il demandait leur point de vue sur le moment opportun, le format et le contenu d'une audience projetée; cette dernière devait examiner les méthodes qu'utilise l'Office pour calculer les quantités de gaz naturel excédentaires aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada et, par conséquent, disponibles à l'exportation, et pour étudier des demandes prévues visant l'exportation du gaz.

L'Office proposait dans sa lettre que l'audience se déroule en quatre étapes, comme suit:

i) Phase 1, la phase des méthode de calcul des excédents, en vue d'examiner l'à-propos des méthodes actuelles de calcul des excédents et les changements possibles à y apporter;

ii) Phase 2, la phase de l'établissement des excédents, en vue de déterminer la quantité, s'il y a lieu, des excédents disponibles à l'exportation, d'après les méthodes précisées dans les conclusions de l'Office aux termes de la Phase 1 et aux termes de la preuve déposée sur l'offre et la demande en gaz;

iii) Phase 3, la phase de la répartition des excédents, en vue d'étudier les demandes visant des modifications et des prolongations aux licences actuelles et les demandes pour obtenir de nouvelles licences pour l'exportation du gaz, et en vue de répartir tout excédent parmi les demandeurs concurrentiels; et

iv) Phase 4, la phase des certificats relatifs aux installations d'exportation, en vue d'étudier les demandes visant toutes nouvelles installations pipelinières nécessaires pour l'acheminement des exportations visées par une licence, en conséquence de la Phase 3.

Un certain nombre de facteurs ont amené l'Office à envisager une révision de ses méthodes de calcul des excédents au printemps de 1985. Il y avait, entre autres, l'évolution de la conjoncture depuis la dernière audience générale sur les exportations du gaz de l'Office, tenue en 1982. En outre, l'Office savait que certaines parties prévoyaient déposer des demandes d'exportation du gaz, dont une partie proviendrait des zones pionnières. L'Office a estimé qu'il serait opportun de reviser ses méthodes de calcul des excédents avant d'étudier de telles demandes.

Dans une annexe à sa lettre du 30 mai 1985, l'Office précisait un certain nombre de questions que devaient examiner les parties intéressées. Entre autres:

i) l'à-propos des méthodes de calcul des excédents par l'Office dans un régime de tarification axée sur les conditions du marché, comme le prévoyait l'Accord de l'Ouest; et

ii) de quelle façon l'Office devrait évaluer les coûts et l'aspect adéquat de la sécurité des approvisionnements à la lumière de l'évolution des circonstances et compte tenu du rôle croissant du prix dans la stabilisation de l'offre et de la demande en gaz naturel.

L'Office a publié, par la suite, sous pli d'une lettre du 1er août 1985, l'ordonnance d'audience GH-2-85, ordonnant la tenue d'une audience pour étudier les méthodes qu'utilise l'Office pour calculer la quantité de gaz naturel excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens. L'ordonnance d'audience précisait que les dernières phases de l'audience examineraient des demandes prévues portant sur l'exportation du gaz.

Une liste détaillée des questions spécifiques que devaient aborder les parties intéressées au cours de la Phase 1, phase des méthodes de calcul des excédents, était exposée au paragraphe 9 de l'ordonnance d'audience GH-2-85 (voir annexe 1).

L'alinéa 9j) de l'ordonnance d'audience indiquait qu'une des questions à aborder portait sur l'à-propos des limites existantes sur le volume de gaz naturel dont l'exportation peut être autorisée en vertu d'ordonnances à court terme. Étant donné que l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel du 31 octobre 1985 a éliminé cette restriction, l'Office annonçait, au début de l'audience, que l'alinéa 9j) ne faisait plus partie des questions dans cette instance. L'Office précisa, toutefois, qu'il s'intéressait à tout point de vue sur la part qu'il devrait accorder dans ses méthodes aux volumes de gaz qui seraient probablement exportés en vertu d'ordonnances à court terme, et, le cas échéant, la manière de le faire. Il invita également les parties, pendant toute l'audience, à faire connaître leurs points de vue sur l'effet de l'Entente du 31 octobre sur les positions qu'elles avaient choisies.

Une soixantaine de parties intéressées, y compris des sociétés, des associations, des gouvernements provinciaux et des organismes gouvernementaux, ont présenté des mémoires.

La Phase 1 de l'audience s'est déroulée à Calgary, du 18 au 21 novembre et à Ottawa, du 2 au 19 décembre 1985.

Plusieurs participants ont apprécié l'occasion que leur offrait l'audience d'échanger leurs opinions et ils ont proposé que l'Office continue à tenir des audiences périodiquement afin d'examiner ses méthodes de calcul des excédents.

L'Office remercie toutes les parties qui ont participé à la Phase 1 pour leurs mémoires et leur collaboration dont elles ont fait preuve en aidant l'Office à entreprendre cette étude.

1.2 Méthodes actuelles de l'Office pour calculer les excédents

Lorsqu'il dispose d'une demande visant l'exportation du gaz naturel, l'Office ne peut délivrer une licence, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, que s'il est d'abord convaincu que la quantité de gaz à exporter est excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles de consommation au Canada, en tenant compte des tendances au niveau des découvertes de gaz au Canada. (L'annexe 7 donne la base législative en vertu de laquelle l'Office réglemente les exportations du gaz naturel.)

L'annexe 5 donne l'évolution des méthodes adoptées par l'Office pour calculer les quantités de gaz naturel excédentaires aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens depuis ces dernières années.

La dernière modification de ces méthodes remonte à mai 1982. Les modifications ont été exposées dans les motifs de décision de l'Office sur la Phase l de l'Audience générale sur les exportations du gaz, 1982. Les méthodes actuelles de l'Office pour calculer les excédents comprennent deux volets: la formule des réserves et l'évaluation de la possibilité de livraison.

1.2.1 Formule des réserves

La formule des réserves établit des comparaisons de la quantité des réserves établies restantes, après certains redressements, avec la somme:

i) de 25 fois la demande annuelle actuelle du Canada (que l'on surnomme souvent "25A1"), et

ii) de la quantité maximale du gaz exportable selon les modalités des licences existantes.

Lorsque le total des réserves établies, telles que redressées, est inférieur à ces besoins, il n'y a pas d'excédent disponible. Lorsque le total des réserves dépasse ces besoins, le montant du surplus constitue l'excédent maximal exportable. On trouvera la formule des réserves à l'annexe 7.

1.2.2 Évaluation de la possibilité de livraison

L'évaluation de la possibilité de livraison établit une comparaison entre les meilleures estimations de l'Office quant à l'offre et à la demande futures en gaz naturel d'une année à l'autre, afin de déterminer si les approvisionnements prévus en gaz pourraient satisfaire les besoins annuels, y compris les nouvelles exportations projetées.

Les renseignements sur l'offre et la demande annuelles servant dans l'évaluation de la possibilité de livraison comprennent:

i) une estimation de la possibilité de livraison à partir des réserves établies et des futures additions prévues aux réserves, dans le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada;

ii) les besoins prévus des Canadiens; et

iii) les exportations estimées aux termes des licences existantes.

Les exportations estimées aux termes des licences existantes (le point iii) ci-dessus) représentent les volumes d'exportation qui devraient circuler, tandis que les exportations dans la formule des réserves représentent les quantités maximales qui pourraient circuler selon les modalités des licences existantes.

1.2.3 Utilisation de la formule des réserves et de l'évaluation de la possibilité de livraison

L'Office avait indiqué, dans son rapport de mai 1982, qu'il se servirait de la formule des réserves pour calculer l'excédent exportable maximal et qu'il utiliserait l'évaluation de la possibilité de livraison pour calculer les quantités annuelles de gaz excédentaires aux besoins prévisibles des Canadiens. L'Office ne prévoyait pas que ces méthodes donneraient lieu à l'autorisation d'exporter tous les excédents calculés selon la formule des réserves.

Ainsi, la formule des réserves sert à calculer une limite supérieure du total des excédents. Les quantités précisées dans les licences délivrées peuvent être inférieures à l'excédent calculé selon la formule des réserves.

L'Office fait preuve de discernement lorsqu'il applique l'évaluation de la possibilité de livraison pour déterminer si les quantités annuelles précisées dans de nouvelles licences d'exportation à l'étude seraient excédentaires aux besoins canadiens. Même si l'Office pouvait autoriser des exportations qui dépassent légèrement la possibilité de livraison prévue au cours d'une année quelconque, il n'autoriserait pas des exportations qui seraient supérieures à la somme des différences annuelles entre la possibilité de livraison et les besoins prévus des Canadiens et les besoins des exportations existantes, pendant la durée de l'exportation projetée.

1.2.4 Protection fournie par la formule des réserves

La formule des réserves 25A1 est sujette à l'interprétation selon laquelle elle protège les besoins canadiens pour les 25 prochaines années; ce n'est toutefois pas le cas. Étant donné que la formule des réserves ne tient pas compte de la croissance des besoins canadiens, des futures additions aux réserves ni des taux annuels auxquels les réserves peuvent être exploitées, elle n'assure pas une protection des besoins canadiens pour 25 ans ou toute autre période déterminée. La formule ne fait que placer de côté une quantité des réserves égale à 25 fois la demande canadienne pour cette année, en plus d'une provision pour les exportations actuellement autorisées. Ainsi, seules les quantités excédentaires à la quantité placée de côté sont jugées excédentaires et disponibles à l'exportation.

Dans sa preuve présentée au cours de l'audience, Gaz Métro a estimé qu'un volume de réserves égal à 25 fois les besoins en gaz naturel au Canada en 1984 pourrait respecter sa prévision quant aux besoins croissants des Canadiens sur 19 ans, en supposant que toutes les réserves pourraient réellement être exploitées au cours de cette période. TransCanada a estimé que, les réserves de gaz naturel étant normalement exploitées sur une période supérieure à 19 ans, avec une quantité constante annuelle qui est produite pour une période initiale (la période constante), suivie d'une quantité annuelle décroissante (la période de déclin), la période au cours de laquelle un volume de réserves 25A1 pourrait répondre aux besoins prévus des Canadiens pourrait être inférieure à 19 ans. Dans sa plaidoirie finale, la TCPL a estimé qu'il y aurait une quantité des réserves égale à 25A1 pouvant être exploitée avec une production annuelle constante de niveau A1, pendant 15 à 16 ans, après quoi la production annuelle commencerait à chuter.

Chapitre 2
Pertinence des méthodes actuelles

Comme on l'a souligné dans le chapitre précédent, l'Office calcule actuellement les excédents en se servant de la formule des réserves qui compare les réserves existantes à 25 fois la demande canadienne pour l'année actuelle, plus les exportations déjà autorisées. Cette méthode est connue sous le nom de formule 25A1 (le A1 représente les besoins canadiens pour l'année courante).

L'Office emploie en outre une évaluation de la possibilité de livraison pour déterminer les quantités annuelles de gaz excédentaires aux besoins prévisibles des Canadiens.

Dans son ordonnance d'audience, l'Office demandait que les parties intéressées abordent la question de l'à-propos des méthodes existantes, vu l'évolution des circonstances.

Les sections 2.1 et 2.2 résument les positions des parties et les opinions de l'Office en ce qui concerne respectivement l'à-propos de la formule des réserves et de l'évaluation de la possibilité de livraison.

Deux des questions les plus importantes étudiées au cours de l'audience portaient sur le coût et la suffisance de la sécurité des approvisionnements, et sur la portée de la nouvelle entente de tarification du gaz sur les méthodes pour calculer les excédents. Les sections 2.3 et 2.4 traitent de ces deux questions à leur tour.

Les autres sections du chapitre résument la preuve et l'opinion de l'Office sur d'autres questions précises relatives aux méthodes existantes, lesquelles ont été soit précisées dans l'ordonnance d'audience de l'Office, soit soulevées par les parties au cours de l'audience.

2.1 Pertinence de la formule des réserves

Les représentants des consommateurs et des producteurs étaient partagés sur la question de l'à-propos de la formule des réserves 25A1. Les provinces qui consomment le plus de gaz ainsi que les sociétés de distribution du gaz ont allégué que la formule des réserves est encore appropriée, quoique certains ont suggéré de changer le multiplicateur de 25 à 20, à la lumière de la nouvelle entente de tarification du gaz et de l'évolution des circonstances dans l'industrie du gaz. D'un autre côté, les représentants des producteurs adoptaient presque unanimement le point de vue selon lequel le multiplicateur devrait être considérablement réduit si l'on doit garder la formule des réserves.

L'Ontario, le Manitoba, l'APCC, l'Union Gas et Northern and Central préféraient n'apporter aucun changement à la formule 25A1. À l'exception de Canada Geothermal, qui soutenait que les approvisionnements en gaz classique devraient couvrir une période de 50 ans pour le marché intérieur avant d'autoriser des exportations, les autres parties ont estimé que le multiplicateur de la formule des réserves pourrait être relâché, du moins pour tenir compte des conditions changeantes dans l'industrie du gaz naturel (voir la section 3.1.1).

Les représentants des consommateurs préféraient garder la formule des réserves avec un multiplicateur qui se situerait entre 20A1 et 25A1, pour les principales raisons suivantes:

i) Il existe depuis près de 25 ans un essai des réserves analogue à la formule 25A1 et qui a bien servi le pays.

ii) La formule des réserves 25A1 a fait l'objet d'une étude complète en 1982 et elle a été jugée appropriée à ce moment-là.

iii) Une formule des réserves ayant un multiplicateur entre 20 et 25 est essentielle pour garantir la disponibilité continuelle de gaz naturel, à des prix raisonnables, pour les consommateurs du pays.

iv) Il n'est pas impérieux de changer la formule des réserves à ce moment-ci car elle ne restreint pas actuellement les exportations. Les exportations ont lieu à un niveau beaucoup plus bas que le volume total qui est autorisé par les licences et, selon leur estimation, un volume complémentaire de 8 EJ de gaz pourrait être considéré excédentaire selon la formule 25A1.

v) Même si une nouvelle politique de tarification du gaz axée sur les conditions du marché justifie une étude fondamentale des méthodes utilisées par l'Office, l'examen actuel est prématuré en ce sens que nous n'avons pas suffisamment d'expérience de cette nouvelle politique. Un changement important dans la formule des réserves à ce moment-ci ne ferait qu'ajouter à la confusion et à l'incertitude associées à la transition vers une tarification axée sur les conditions du marché.

Les représentants des producteurs ont soutenu, en général, que la formule des réserves 25A1 est beaucoup trop rigoureuse pour les principales raisons suivantes:

i) Le but de la nouvelle entente de tarification du gaz vise à permettre aux producteurs un accès plus libre au marché d'exportation.

ii) La formule des réserves 25A1 donne lieu à un excédent forcé, qui crée une pression artificielle pour faire baisser les prix intérieurs à un niveau impropre, dans le nouveau contexte de tarification axée sur les conditions du marché, vers lequel se dirige le Canada.

iii) La formule 25A1 exige que les producteurs tiennent des réserves excessives et, par conséquent, les oblige à subir des frais de possession relatifs à l'inventaire, qui pourraient ou non être récupérés auprès des consommateurs internes dans le nouveau contexte de tarification axée sur les conditions du marché.

iv) La tendance actuelle vers des contrats à plus court terme dans l'industrie du gaz en Amérique du Nord traduit une moins grande préoccupation au sujet de la sécurité des approvisionnements de la part des consommateurs, y compris les consommateurs canadiens.

v) Un réseau pipelinier mûr est maintenant en place et le financement des nouvelles installations pipelinières pourrait, en général, se faire par des contrats de 15 ans ou moins. Par conséquent, des demandes en vue d'obtenir des licences d'exportation d'une durée de 25, ou même de 20 ans, sont dorénavant peu probables.

vi) Même si la demande d'exportation est faible actuellement, il faut que la formule des réserves soit considérablement assouplie maintenant afin d'envoyer un signal aux producteurs. Ce signal

leur permettra d'entamer des activités d'exploration en vue de trouver du gaz qui sera nécessaire afin de jouir des occasions d'exportation profitables au début des années 90.

vii) La formule 25A1 ne garantit pas la sécurité des approvisionnements. En représentant une mesure décourageante pour la mise à valeur efficace et ordonnée des ressources, cette formule peut, en réalité, réduire la sécurité des approvisionnements à plus long terme.

Opinion de l'Office

En ce qui concerne l'avantage d'examiner et, possiblement, de modifier les méthodes existantes en ce moment-ci, l'Office convient que le Canada s'engage dans une période d'incertitude considérable relativement à la manière dont les marchés du gaz seront touchés par la nouvelle entente de tarification du gaz. Toutefois, il ne considère pas que ce facteur soit une raison concluante pour ne pas modifier ces méthodes maintenant, si d'autres facteurs montrent que cette modification est appropriée ou nécessaire. Pour l'Office, cette incertitude constitue plutôt une raison pour adopter de nouvelles méthodes qui soient souples et qui peuvent s'adapter, au cours des années, à l'évolution des conditions du marché.

L'Office est d'accord avec les parties qui ont allégué que les méthodes existantes n'entravent pas actuellement les exportations et qu'elles ne le feront vraisemblablement pas au cours des prochaines années. Toutefois, l'Office est également d'avis que les modifications aux méthodes pour calculer les excédents devraient être apportées lorsqu'il convient de le faire, et non par la force des circonstances.

Les sections 2.3 et 2.4 traitent, respectivement, des opinions de l'Office sur les coûts et l'aspect adéquat de la sécurité des approvisionnements et de la portée de la nouvelle entente de tarification du gaz.

Il est clair que les essais fondés sur les réserves étaient appropriés lorsqu'ils furent introduits, et pendant plusieurs années par la suite, alors qu'on assistait à la construction de nouveaux pipelines et que la pratique de l'industrie était de conclure des contrats pour des approvisionnements à très long terme. Cette situation n'est plus réellement vraie aujourd'hui. Par conséquent, l'Office est d'avis que plusieurs des raisons étayant l'utilisation de la formule des réserves 25A1 n'existent plus ou que leur importance a été considérablement réduite.

En outre, malgré sa simplicité, la formule 25A1 peut être mal interprétée. Comme on le voit à la section 1.2.4, la formule ne protège pas les besoins intérieurs futurs pour 25 ans ou toute autre période spécifique. En réalité, la formule 25A1 a constamment protégé les besoins canadiens pour beaucoup moins que 25 ans.

L'Office est d'avis qu'il pourrait y avoir, dans le futur, des coûts importants associés à la formule des réserves 25A1. Ces coûts comprennent: les coûts pour tenir des inventaires qui dépassent les pratiques contractuelles des consommateurs canadiens, avant que l'accès au marché d'exportation ne soit autorisé; des exportations profitables perdues; et les inefficacités économiques possibles attribuables aux effets

de la formule sur des prix axés sur les conditions de marché. De l'avis de l'Office, ces coûts pourraient plus que compenser la valeur de la sécurité des approvisionnements ajoutée que fournit la formule.

Quoique la formule 25A1 évite de donner une prévision, on ne peut éviter les incertitudes au sujet du futur simplement en les ignorant. Qui plus est, étant donné que la formule des réserves n'introduit pas de prévisions quant à l'offre et à la demande, elle ne fournit aucune direction en ce qui concerne des profils chronologiques faisables ou souhaitables pour de nouvelles exportations.

Le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada peut approvisionner tous les marchés gaziers au Canada actuellement raccordés, en plus des exportations actuelles pendant un grand nombre d'années. Cependant, tout mécanisme visant à protéger les besoins canadiens doit tenir compte, avec soin et précision, du fait que dans le futur, le bassin atteindra sa pleine capacité avant de péricliter. Ceci ne signifie pas que les marchés intérieurs et d'exportation ne pourront plus être desservis pendant une longue période de temps; il faut, cependant, aborder la question de la capacité à le faire. La méthode actuelle de protection en se servant de la formule 25A1 ne traite pas, en soi, de cette capacité.

2.2 Pertinence de l'évaluation de la possibilité de livraison

Comme pour la formule des réserves, les représentants des consommateurs et des producteurs n'étaient pas du même avis quant à la pertinence actuelle de l'évaluation de la possibilité de livraison. Les représentants des consommateurs ont, en général, soutenu que l'évaluation de la possibilité de livraison devrait être maintenue, d'une manière ou d'une autre, alors que la plupart des représentants des producteurs n'en voyaient plus la nécessité ou ne la considéraient que pour des fins de surveillance ou de répartition des excédents.

L'Ontario, le Québec, le Manitoba, l'APCC, la Northern and Central ainsi qu'ICG Utilities ont tous recommandé que l'évaluation de la possibilité de livraison soit maintenue telle quelle.

D'un autre côté, l'APC, l'ASPIC, la CCPA, Petro Canada, Dome, NOVA, l'Alberta and Southern, KannGaz, Westcoast et ProGas ont tous allégué que l'évaluation de la possibilité de livraison n'a pas sa raison d'être dans les circonstances actuelles.

D'autres parties ont suggéré que l'évaluation de la possibilité de livraison pourrait encore être utile, mais qu'il faudrait en modifier soit la nature, soit le rôle (voir la section 3.1.2).

Comme on l'explique davantage à la section 2.4, les représentants des producteurs ont, en général, allégue que l'offre et la demande auraient tendance à s'équilibrer dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché. Dans ce contexte, ils ont soutenu que les exportations ne devraient pas être entravées par une évaluation de la possibilité de livraison, qui ne reconnaît pas la capacité des producteurs d'élaborer une possibilité de livraison additionnelle en réponse à des prix plus élevés ou à de plus grandes occasions de commercialisation.

D'un autre côté, la plupart des représentants des consommateurs ont soutenu que, même en vertu de la nouvelle entente de tarification, il existerait toujours beaucoup d'inflexibilité et des défauts du

marché, ce qui empêcherait, ou du moins gênerait, l'équilibre de l'offre et la demande. C'est pour cette raison qu'ils ont, en général, soutenu le maintien de l'évaluation de la possibilité de livraison, pour assurer une disponibilité physique du gaz aux consommateurs canadiens, d'une année à l'autre.

Opinion de l'Office

Du point de vue de l'Office, l'évaluation de la possibilité de livraison possède deux attributs très avantageux. En premier lieu, cette méthode tient explicitement compte des additions aux réserves prévues et des besoins futurs intérieurs. En second lieu, les prévisions concernant la disponibilité des approvisionnements et la demande sont utiles pour concevoir les nouvelles exportations, c'est-à-dire, pour déterminer un profil approprié quant aux quantités annuelles et à la durée des licences.

D'un point de vue pratique, lorsqu'on prépare une évaluation de la possibilité de livraison il faut émettre certaines hypothèses sur la manière dont les prix intérieurs seront déterminés dans le futur. Pour les motifs indiqués à la section 2.4, l'hypothèse la plus raisonnable semblerait être que les prix varieront, sur une période de temps raisonnable, de manière à équilibrer l'offre et la demande plutôt que de demeurer sans réaction, comme le supposaient implicitement les évaluations antérieures de la possibilité de livraison.

L'évaluation de la possibilité de livraison ne serait, par conséquent, plus autant nécessaire pour concevoir les exportations en vue de se protéger contre les pénuries possibles dans le marché intérieur, comme on l'a vu par le passé. L'Office est d'avis, cependant, que cette formule devrait encore servir, sous une forme modifiée, pour concevoir les exportations afin de prévoir les tensions possibles à court terme, exercées sur le mécanisme de la possibilité de livraison et de s'en protéger, qui pourraient donner lieu à des variations excessives du prix sur le marché intérieur.

2.3 Coût et aspect adéquat de la sécurité des approvisionnements

Dans son ordonnance d'audience, l'Office avait demandé aux parties qu'elles abordent la question de l'importance à accorder aux coûts et à l'aspect adéquat de la sécurité des approvisionnements, c'est-à-dire, si les méthodes de calcul des excédents devraient tenir compte de tout échange entre la protection des besoins intérieurs et les avantages d'exporter le gaz, et, dans l'affirmative, de quelle manière.

Il existe un échange conséquent entre la sécurité des approvisionnements, par exemple, la certitude d'approvisionnements en gaz à des prix raisonnables afin de répondre aux besoins canadiens, et les avantages économiques, dans la mesure où les exportations de gaz naturel profitables sont restreintes ou que des coûts supplémentaires sont subis pour assurer la sécurité des approvisionnements pour les consommateurs canadiens. La question de l'échange approprié a fait l'objet de litige. Les représentants des producteurs et des consommateurs ne s'accordaient pas en ce qui concerne l'importance relative qui devrait être rattachée à la sécurité des approvisionnements et aux avantages économiques.

La présente section résume, en premier lieu, les problèmes relatifs à la sécurité des approvisionnements qu'ont soulevés diverses parties, ainsi que les opinions de l'Office sur ces

problèmes. Elle aborde ensuite la question du meilleur moyen d'assurer une sécurité des approvisionnements. En troisième lieu, la section étudie l'échange entre la sécurité des approvisionnements et des avantages économiques, à savoir si cet échange devrait constituer un critère pour évaluer les mérites relatifs des différentes méthodes pour calculer les excédents. En dernier lieu, elle examine les coûts économiques pour assurer une sécurité des approvisionnements.

2.3.1 Préoccupations relatives à la sécurité des approvisionnements

i) Le tarissement

Dans leur mémoire, plusieurs parties ont insisté sur le fait qu'il faut protéger les futurs besoins canadiens parce que le gaz naturel est une ressource limitée. Leurs préoccupations peuvent se résumer comme suit: le gaz est une richesse naturelle immobile et qui s'amenuise. Un jour il n y en aura plus, et nous ignorons quand ce jour arrivera. Selon la théorie économique, les prix croissants entraîneront un approvisionnement ou un substitut, mais on ignore si cette théorie sera toujours exacte ou si elle fonctionnera de façon efficace ou au bon moment.

ii) Période de transition insuffisante

Bien qu'elles estiment qu'il existerait de l'énergie de remplacement pour le gaz classique, tel le gaz des zones pionnières ou l'électricité, d'autres parties s'inquiétaient toutefois que, s'il y a trop d'exportations de gaz aujourd'hui, on n'aurait peut-être pas suffisamment de temps pour mettre en valeur ces sources de remplacement. Par conséquent, la période de transition du gaz classique aux sources d'énergie de remplacement pourrait être plus difficile qu'il ne le faut.

iii) Prix plus élevés

L'inquiétude principale au sujet de la sécurité des approvisionnements des représentants du consommateur ne semblait pas être la pénurie éventuelle de gaz au Canada, mais plutôt qu'une exportation aujourd'hui des approvisionnements en gaz classique à un coût inférieur donnera lieu, un jour, à des approvisionnements de remplacement de gaz à des coûts plus élevés pour répondre aux besoins des Canadiens. Dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché, cela signifierait des prix plus élevés pour les consommateurs canadiens.

À quelques exceptions près, les producteurs admettaient, en général, que des exportations accrues donneraient lieu à des prix plus élevés pour les consommateurs canadiens, dans le futur, c'est-à-dire qu'il y aurait des coûts d'utilisation associés à ces exportations étant donné qu'il faudrait, plus tôt qu'on ne le croit, faire appel aux ressources des zones pionnières et à celles ayant des coûts plus élevés. Cependant, ils étaient d'avis que ceci ne faisait que soulever la question du niveau approprié pour les coûts d'utilisation.

iv) Dépréciation accélérée des installations existantes

Plusieurs parties ont fait valoir que la sécurité des approvisionnements est nécessaire afin que les installations de transport et de distribution, ainsi que l'équipement à gaz, ne doivent pas être dépréciées par rapport à des quantités plus petites ou à une période de temps trop courte, ce qui ferait augmenter les coûts unitaires.

v) Politique de remplacement du pétrole

La politique antérieure du gouvernement fédéral encourageait le remplacement du pétrole par du gaz et d'autres formes d'énergie, afin de réduire la dépendance du Canada envers des approvisionnements mondiaux incertains en pétrole. Plusieurs représentants des consommateurs s'inquiétaient qu'un relâchement des méthodes de protection des excédents utilisées par l'Office amoindrirait les objectifs de la politique de remplacement du pétrole et qu'il serait injuste pour les consommateurs qui sont passés du pétrole au gaz à cause de la politique du gouvernement.

vi) Perceptions du consommateur

Une préoccupation importante des distributeurs de gaz et de certaines autres parties étaient qu'un important relâchement des essais des méthodes relatives aux excédents diminuerait la confiance des consommateurs envers le gaz, comme source énergétique sûre. Ils s'inquiétaient que ce problème toucherait, à son tour, de façon négative, la commercialisation du gaz au Canada, car d'autres sources énergétiques leur sembleraient plus sûres.

Opinion de l'Office

i) Tarissement

Il est vrai que le gaz naturel est une richesse limitée, non renouvelable. Cependant, il est invraisemblable que nos gisements de gaz s'épuisent complètement, au sens physique. Selon l'hypothèse des prix du gaz axés sur les conditions du marché, au fur et à mesure que notre base de ressources en gaz s'amenuise, les approvisionnements supplémentaires deviendraient sans doute plus dispendieux que les sources d'énergie de remplacement et, par conséquent, la demande en gaz diminuerait graduellement. Cette situation pourrait avoir lieu même s'il restait des réserves de gaz non exploitées.

ii) Période de transition insuffisante

Comme on l'a vu à la section 2.4, l'Office est d'avis que les prix axés sur les conditions du marché contribueront à assurer cet équilibre de l'offre et de la demande en gaz, sur une base continue. Néanmoins, l'Office comprend les préoccupations de certaines parties à l'effet que les méthodes de calcul des excédents utilisées par l'Office devraient fournir une période de transition suffisante

iii) Prix plus élevés

Les préoccupations à l'effet que les augmentations d'exportation de gaz mèneront, éventuellement, à des prix intérieurs du gaz plus élevés, sont certainement bien fondées. Toutefois, l'Office est d'avis que la question la plus importante est de savoir si les avantages associées aux exportations supplémentaires dépasseraient leurs coûts, y compris les prix du gaz intérieurs plus élevés à une époque antérieure.

iv) Dépréciation accélérée des installations existantes

Selon l'Office, il ne faudrait pas protéger la demande interne simplement dans le but de prolonger la durée d'utilisation des installations existantes. L'hypothèse même selon laquelle l'augmentation des exportations se traduira nécessairement par une durée d'utilisation plus courte des installations n'est pas certaine. Au lieu de nous mener vers le tarissement de nos réserves de gaz avant que ne soient entièrement dépréciées les installations, l'augmentation des exportations pourrait simplement devancer le jour où nous passerons à d'autres sources d'approvisionnement de gaz (par exemple, les réserves des zones pionnières). La disponibilité des approvisionnements de gaz provenant des zones pionnières donnerait suffisamment de temps pour déprécier les installations existantes.

Il est toutefois possible que des augmentations d'exportation seraient associées à des prix intérieurs plus élevés, tant à court terme qu'à long terme, ce qui pourrait entraîner une réduction des ventes intérieures et de l'utilisation des installations. L'Office est d'avis que des prix plus élevés entraveraient vraisemblablement la construction de nouvelles installations au lieu de réduire considérablement l'emploi des installations existantes.

Même si les installations devaient être dépréciées plus rapidement à cause des exportations accrues, ce facteur ne constituerait pas, en soi, une raison suffisante pour restreindre les exportations. La désuétude précoce des installations de transport et de distribution ainsi que de l'équipement à gaz constitue un des coûts qui devraient être déduits des avantages d'augmenter les exportations afin de déterminer si de telles exportations étaient souhaitables ou non sur le plan économique.

Le fait que l'évolution des conditions du marché puisse exiger que certains équipements soient dépréciés plus rapidement que d'autres, ou par rapport à de plus petites quantités, est un risque concurrentiel auquel font face toutes les sociétés, dans toutes les industries. Le risque auquel font face les sociétés réglementées de transport et de distribution du gaz, est généralement inférieur à celui des sociétés dont les prix sont entièrement déterminés par les forces du marché.

v) Politique de remplacement du pétrole

1l y a des questions de justice en ce qui concerne les consommateurs de gaz ayant effectué certains investissements suite aux garanties et à l'aide financière du gouvernement et qui ont ensuite subi des pertes ou une réduction des gains nets parce que les règles du jeu ont changées. Il est vrai qu'en augmentant les exportations, les prix du gaz pourraient être plus élevés qu'autrement. Néanmoins, le gaz pourrait encore jouir, à long terme, d'un avantage au niveau du prix par rapport au pétrole. Par conséquent, bien que les économies réalisées par les clients qui sont passés du pétrole au gaz pourraient être inférieures si les exportations étaient augmentées, les consommateurs peuvent, dans l'ensemble, encore en bénéficier substantiellement. Il est fort probable que les résultats de la conversion ont été rapides et suffisamment forts pour compenser les effets à long terme des exportations accrues sur les coûts intérieurs du gaz, pour une vaste gamme de scénarios.

vi) Perceptions du consommateur

L'Office admet qu'un relâchement de ses essais relatifs aux excédents pourrait toucher la perception du consommateur quant à la quantité d'approvisionnement en gaz qui lui est disponible, ainsi qu'aux prix probables de cet approvisionnement. Ceci pourrait, à son tour, avoir un effet négatif sur la commercialisation du gaz au Canada. L'Office n'est pas convaincu, toutefois, que cet effet serait important ou permanent.

2.3.2 Comment garantir la sécurité des approvisionnements

Les représentants du consommateur soutenaient, en général, qu'une formule des réserves est nécessaire pour garantir une sécurité des approvisionnements aux consommateurs canadiens. Un certain nombre de parties, y compris la TransCanada, l'APC et l'ASPIC, ont émis des doutes quant à cette hypothèse. Elles soutenaient que la formule des réserves ne garantit pas, en soi, que les besoins futurs des Canadiens seront satisfaits. Selon elles, la sécurité des approvisionnements serait mieux garantie par une industrie en santé, qui, à son tour, dépendrait d'un accès plus grand au marché d'exportation. Compte tenu de la base des ressources de gaz naturel du Canada, l'augmentation des fonds autogénérés provenant d'une augmentation des ventes à l'exportation mènera à des activités croissantes de forage, à plus de découvertes et de réserves, ce qui assurera davantage un approvisionnement futur en gaz pour les Canadiens.

D'autres parties ont souligné que, dans la mesure où ces approvisionnements étaient dédiés au marché de l'exportation, les consommateurs canadiens n'en profiteraient pas. Qui plus est, la sécurité à long terme des approvisionnements repose sur la dimension de la base de ressources restante, qui diminuera au fur et à mesure que le gaz est exporté.

Opinion de l'Office

Un accès plus grand aux marchés d'exportation rentables fournirait presque certainement un encouragement aux activités d'exploration et de mise en valeur, et donnerait lieu à un secteur de production plus vaste. Toutefois, cette situation ne donnerait pas nécessairement lieu à une plus grande sécurité des approvisionnements à long terme pour les Canadiens. Cette sécurité est, bien sûr, influencée par la dimension de la base de ressources restante, y compris les réserves découvertes et non découvertes, ainsi que par la dimension du secteur de production. De nouveaux approvisionnements ne peuvent être dédiés aux marchés d'exportation que dans la mesure où ils sont considérés excédentaires aux besoins des Canadiens.

2.3.3 Pertinence des facteurs économiques dans le calcul des excédents

En vertu de l'article 83a) de la Loi sur l'ONÉ, l'Office a le mandat de s'assurer qu'il existe suffisamment d'approvisionnements en gaz pour répondre aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens avant d'autoriser toute exportation supplémentaire. Compte tenu de ce mandat, plusieurs parties, y compris le gouvernement de l'Ontario, se sont demandées si des facteurs économiques devraient faire l'objet d'une étude au cours de la présente phase de l'audience.

Elles ont soutenu qu'il ne fallait pas persuader l'Office de changer sa méthode de calcul des excédents pour la simple raison que des avantages accrus découleraient des exportations. Selon

l'article 83a), l'Office doit déterminer les excédents en tenant compte des besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens. Des facteurs économiques ne devraient pas, selon elles, passer outre à ce besoin essentiel.

Opinion de l'Office

L'Office a tenu la Phase 1 de l'audience générale afin d'examiner si la méthode pour calculer les excédents était appropriée et, dans la négative, quelle méthode devrait-on utiliser. Selon l'Office, lorsqu'on évalue les mérites relatifs des différentes méthodes dans le but d'en changer les procédures, il est approprié d'examiner les conséquences de tout changement dans la méthode de calcul des excédents. Les conséquences de tels changements incluent certainement des facteurs économiques, c'est-à-dire les coûts économiques et les avantages découlant d'une différente méthode pour calculer les excédents.

2.3.4 Coût de la prestation de sécurité des approvisionnements

Selon la plupart des représentants des producteurs, les méthodes de calcul des excédents entraînent deux coûts principaux. En premier lieu, dans la mesure où les méthodes obligent les producteurs à maintenir en stock des réserves qui soient supérieures à ce qu'ils tiendraient normalement, les producteurs devront subir d'autres frais de possession relatifs à l'inventaire. En second lieu, dans la mesure oû les méthodes de calcul des excédents n'autoriseront pas d'exportations, les avantages nets provenant de ces exportations éventuelles sont perdus.

Quoique l'on convenait, en général, qu'il existe un coût associé à la possession de vastes inventaires de gaz, les parties ne s'entendaient pas pour attribuer le vaste inventaire actuel des réserves de gaz à la formule des réserves. La question de savoir qui devrait payer ces coûts de possession concernant l'inventaire a également fait l'objet de contestation. La seule évaluation quantitative concernant les avantages possibles d'une augmentation des exportations était comprise dans une étude de l'impact économique par la Data Resources Incorporated, présentée par l'APC. Cette étude montrait qu'un assouplissement des méthodes de calcul des excédents actuelles permettrait des exportations plus grandes, ce qui aurait un effet bénéfique sur des variables macroéconomiques, telles l'emploi et le produit national brut. Toutefois, l'étude n'a pas abordé la question des coûts des exportations accrues.

Opinion de l'Office

L'Office partage les points de vue de certaines parties à l'effet que le vaste inventaire actuel des réserves établies n'est pas entièrement attribuable à la formule des réserves 25A1. À titre d'exemple, une grande partie des activités d'exploration et de mise en valeur au cours de la fin des années 70 ont eu lieu en prévision de prix et d'une demande supérieurs à ce qu'il y a eu lieu. Toutefois, l'Office reconnaît que, dans la mesure où un essai des excédents oblige les producteurs à posséder des inventaires supérieurs à ce qu'ils auraient normalement gardé, les coûts de possession concernant l'inventaire seraient supérieurs à ce qu'ils ne le seraient autrement. Il admet également que des méthodes de calcul des excédents peu réalistes pourraient restreindre injustement des exportations rentables.

Selon l'Office, le fait que la dimension des excédents exportables pourrait toucher les avantages revenant au pays et les coûts qu'il subirait, constitue une raison suffisante pour inclure des considérations économiques comme un facteur dans la décision relative aux méthodes appropriées de calcul des excédents. Il n'est guère utile de se perdre en conjecture sur la répartition éventuelle, au Canada, de tels avantages ou coûts. Le facteur principal demeure qu'une modification dans le niveau des exportations due à un changement au niveau des excédents, lequel serait attribuable à une méthode différente pour les calculer, entraînerait, soit des avantages, soit des inconvénients pour le Canada dans son ensemble.

2.4 Portée de la nouvelle politique de tarification du gaz

L'Accord de l'Ouest de 1985 précisait l'intention du gouvernement de se diriger vers un système souple de tarification axée sur les conditions du marché, au niveau du marché intérieur du gaz naturel. Subséquemment, en octobre 1985, le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces productrices ont conclu une entente sur la tarification interne du gaz. Les faits saillants de cette entente sont:

- à partir du 1er novembre 1986, les prix de tout gaz naturel faisant l'objet d'échanges interprovinciaux seront déterminés par des négociations entre acheteurs et vendeurs.

- Au cours de la période de transition jusqu'au 1er novembre 1986, les acheteurs et les vendeurs peuvent, de leur plein gré, conclure des ententes négociées sur la tarification; toutefois, en cas d'échec, les prix continueront à être établis par les gouvernements.

- À compter du 1er novembre 1986, en l'absence d'un accord entre un expéditeur et un distributeur, ou entre un producteur et un expéditeur, relativement au prix à payer pour les contrats en vigueur, le prix sera fixé par voie d'arbitrage.

Au cours de l'audience, l'attention s'est portée sur trois principaux éléments de l'entente de tarification, lesquels pourraient avoir un effet sur la méthode pour déterminer les excédents de gaz. Ils sont:

- de savoir si les méthodes de l'Office pour calculer les excédents étaient conformes à l'entente, plus particulièrement, au souhait de fournir un accès plus vaste au marché d'exportation et le déplacement vers une tarification axée sur les conditions du marché;

- de savoir si le fait d'exiger des producteurs qu'ils maintiennent un inventaire des réserves obligatoire ferait baisser artificiellement les prix intérieurs dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché; et

- de savoir si des prix axés sur les conditions du marché garantiraient un équilibre constant entre l'offre et la demande.

Les trois prochaines sections traitent de chacune de ces questions.

2.4.1 Conformité des méthodes actuelles de calcul des excédents à la nouvelle entente

Les représentants des producteurs ont allégué que la nouvelle entente de tarification du gaz exige que les méthodes de l'Office pour calculer les excédents soient assouplies afin d'être conformes à une tarification axée sur les conditions du marché et de respecter le but de l'entente, soit d'offrir aux producteurs un accès plus grand au marché d'exportation.

D'un autre côté, les représentants des consommateurs ont prétendu que même si les méthodes actuelles de l'Office pour calculer les excédents n'étaient pas entièrement conformes à une tarification axée sur les conditions du marché ou si elles limitaient l'accès aux marchés d'exportation, ceci n'était pas une raison suffisante pour abandonner les méthodes.

Les représentants des consommateurs ont également indiqué que la nouvelle entente ne donnait pas le pouvoir à l'Office d'ignorer ses obligations en vertu de la Loi sur l'ONÉ. Les représentants des producteurs n'ont pas contesté ce fait, bien qu'ils aient remarqué que l'Office peut exercer une certaine souplesse lorsqu'il assume ses responsabilités.

Opinion de l'Office

L'Office admet que ses méthodes peuvent donner des résultats qui soient différents, à un degré plus ou moins grand, de ceux qu'on obtiendrait dans un contexte de marché libre. Il reconnaît également que, plus les marchés fonctionnent efficacement, plus l'Office peut être souple et les interventions, moins nécessaires.

Toutefois, compte tenu de son mandat de réglementation, l'Office doit s'assurer que toutes les exportations qu'il autorise en vertu de licences sont excédentaires aux besoins des Canadiens, en prêtant attention à l'offre et à la demande, et à leur tendance. La manière, qu'elle soit efficace ou non, d'établir les prix ne relève pas l'Office de ses responsabilités statutaires.

2.4.2 Effet d'un inventaire obligatoire des réserves dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché

La CCPA, l'APC, l'ASPIC ainsi que la plupart des sociétés productrices ont exprimé l'opinion que, dans un contexte où les prix ne seraient pas réglementés, l'obligation des producteurs à maintenir un inventaire des réserves qui soit supérieur à celui qu'ils tiendraient volontairement, entraînerait une baisse artificielle des prix intérieurs. Cette situation pourrait survenir pour deux raisons pertinentes, d'abord parce que la formule des réserves créerait un approvisionnement excédentaire de gaz sur le marché intérieur; ensuite, un essai surprotecteur des excédents renforcerait injustement la position de négociation des acheteurs intérieurs en réduisant leur nécessité de conclure des contrats pour des approvisionnements à plus long terme, ce qui leur permettrait ainsi de négocier des prix inférieurs.

Opinion de l'Office

L'Office admet que le fait de s'acquitter de ses obligations en vertu de la Loi pourrait donner lieu à des résultats différents de ceux d'un marché libre. Plus particulièrement, il reconnaît que la formule des réserves, ou tout autre essai d'excédents qui oblige les producteurs à établir un inventaire des réserves plus vaste qu'ils ne tiendraient dans

un marché libre, avant d'autoriser des nouvelles exportations, pourrait entraîner des prix intérieurs qui seraient plus bas, dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché qu'ils ne le seraient autrement. Toutefois, l'Office ne croit pas qu'il doive se dérober de ses obligations en raison de ceci. De son avis, il doit remplir ses exigences statutaires, en tentant de minimiser tout effet négatif connexe sur le milieu de tarification axée sur les conditions du marché qui se développe.

2.4.3 Possibilité d'équilibre de l'offre et de la demande dans une tarification axée sur les conditions du marché

Les représentants des producteurs soutenaient, en général, que dans un contexte de tarification axée sur les conditions du marché, les prix s'ajusteraient de manière à ce que l'offre et la demande en gaz s'équilibrent, sur une base permanente.

Les représentants des consommateurs doutaient que des prix axés sur des conditions du marché pourraient garantir un équilibre de l'offre et de la demande. Ils soutenaient en général que, bien que l'offre et la demande seraient en équilibre en théorie, la réalité serait tout autre, en raison des limites qui restent sur le marché libre. Entre autres:

- les contrats à long terme conclus entre les producteurs et les sociétés de transport et de distribution;
- les restrictions d'accès aux installations de la TransCanada PipeLines;
- la réglementation des taux pour les sociétés de transport et de distribution;
- le fait que la nouvelle entente ne s'applique qu'aux ventes interprovinciales et non aux ventes à l'intérieur des provinces; et
- les permis provinciaux d'acheminement du gaz.

Opinion de l'Office

Étant donné que la concurrence du marché du gaz naturel au Canada ne sera certainement pas parfaite, même après le 1er novembre 1986, l'argument à l'effet que l'offre et la demande ne s'équilibreront peut-être pas dans le futur est valable. Au cours de la prochaine année ou plus, la souplesse des prix sera grandement limitée par les dispositions des contrats actuels. Les engagements contractuels auront également tendance à contrecarrer la concurrence entre les différentes sources de gaz, comme les restrictions actuelles au réseau pipelinier de la TransCanada peuvent le faire également. Toutefois, lorsque les contrats existants à long terme conclus entre les producteurs, expéditeurs et distributeurs auront été renégociés quant au prix et, possiblement, au volume, et lorsque les contrats à plus court terme conclus entre les grands consommateurs industriels et leurs distributeurs expireront, le marché devrait être de plus en plus sensible aux prix. Qui plus est, les provinces productrices ont décidé d'examiner leurs méthodes pour calculer les excédents et d'autres restrictions imposées sur le marché du gaz interprovincial, pour s'assurer que ces restrictions et méthodes n'empêchent pas le développement de prix axés sur les conditions du marché.

Quoique les obstacles à une tarification axée sur les conditions du marché pourraient être relativement insolubles et que la période de transition d'une tarification réglementée à une tarification axée sur les conditions du marché pourrait être considérablement prolongée, d'importantes étapes ont déjà été franchies pour faciliter ou prendre avantage du nouveau régime prévu de tarification des prix. On peut citer comme exemples le soutien du gouvernement de l'Ontario pour les ventes directes et la séparation des activités de transport et de commercialisation de la TransCanada. Même si les modalités de la nouvelle entente ne s'appliquent pas aux ventes à l'intérieur des provinces, les principales sociétés distributrices ont formé, en Colombie-Britannique, un consortium de courtage du gaz pour faciliter les ventes directes.

Lorsqu'on étudie les possibilités de déséquilibre entre l'offre et la demande suite à une période de transition vers une tarification axée sur les conditions du marché, il faudrait faire la distinction entre les écarts, à court terme, de l'offre par rapport à la demande, et les divergences systématiques à plus long terme entre les deux. Des écarts à court terme pourraient certainement avoir lieu, car la négociation ou la renégociation des ententes de ventes, fondée sur les toutes dernières conditions du marché, n'ont lieu qu'à intervalle spécifique.

Quoique des déséquilibres à court terme entre l'offre et la demande sont possibles, même dans une tarification axée sur les conditions du marché, des divergences systématiques à long terme entre l'offre et la demande ne devraient pas avoir lieu. Si l'on pouvait prévoir une pénurie éventuelle d'approvisionnement, il est possible que les prix grimperaient, ce qui encouragerait la production de nouveaux approvisionnements à partir de réserves non exploitées ou des nouvelles réserves, provenant initialement du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada et, plus tard, des zones pionnières. Il est difficile d'imaginer une situation où il n'existerait plus de nouveaux approvisionnements de gaz, indépendamment du niveau très élevé que pourrait atteindre le prix. Même en supposant qu'on atteindra éventuellement une contrainte physique absolue, un déséquilibre fondamental entre l'offre et la demande ne pourrait se prolonger. Dans une telle situation, les prix du volume fixe restant du gaz augmenteraient progressivement, tant que la demande dépassera l'offre.

En somme, la question importante est de savoir si le marché du gaz canadien aura, dans le futur, suffisamment de souplesse pour s'ajuster de lui-même. Un certain nombre de facteurs existent qui limiteront, dans une certaine mesure, le fonctionnement des forces du marché au cours des prochaines années Cependant, avec le temps, la rigidité provenant des contrats à long terme en vigueur et d'autres facteurs devrait perdre progressivement de son importance. En d'autres termes, on peut s'attendre que le marché du gaz au Canada devienne de plus en plus concurrentiel dans le futur.

2.5 Calcul des excédents à l'échelle nationale ou régionale

L'alinéa 9d) de l'ordonnance d'audience demandait aux parties qu'elles fournissent leur point de vue à savoir si les excédents devraient être calculés à l'échelle nationale ou régionale.

La majorité des parties ont demandé à l'Office qu'il continue à calculer les excédents sur le plan national. D'après un point de vue typique, l'approvisionnement ou les besoins du Canada ne devraient pas être "sectionnés", ce qui entraînerait une protection des besoins en gaz qui soit plus grande dans certaines régions du Canada que dans d'autres.

La Saskatchewan se préoccupait que le calcul régional d'excédents pourrait empêcher les exportations de la Saskatchewan, lesquelles sont nécessaires car elles agissent comme catalyseur économique pour encourager les activités d'exploration et de mise en valeur dans cette province.

Certaines parties, notamment la KannGaz, la Northern and Central et la Westcoast, ont demandé expressément que le calcul des excédents au niveau national fasse exception des projets initiaux provenant des zones pionnières.

Toutefois, l'Inland a fait valoir que les excédents peuvent être établis par région, en accordant une étude indépendante à la Colombie-Britannique et à la région de la côte est. Elle a cité plusieurs motifs pour lesquels, à son avis, la sécurité des approvisionnements en gaz naturel à long terme est inférieure en Colombie-Britannique que pour le restant du Canada, particulièrement la dimension relativement petite des réserves de la Colombie-Britannique, et le fait qu'un nombre restreint de champs gazifères en Colombie-Britannique constituent une grande part de la production.

Opinion de l'Office

L'Office est d'accord avec la majorité des parties qui proposaient de continuer à déterminer les excédents à l'échelle nationale plutôt qu'à l'échelle régionale. À son avis, le calcul par région des excédents pourrait altérer la configuration d'ensemble des activités d'exploration et de mise en valeur, ainsi que l'accès de la production, à partir de différentes régions, au marché d'exportation. Dans le nouveau contexte de tarification axée sur les conditions du marché, le calcul par région des excédents pourrait aussi modifier les prix entre les régions au Canada. En fin de compte, ce calcul pourrait donner lieu aux besoins des Canadiens qui seraient moins protégés dans certaines régions que dans d'autres.

2.6 Traitement à accorder aux réserves dans les zones pionnières

L'alinéa 9e) de l'ordonnance d'audience demandait aux parties qu'elles donnent leur point de vue sur le traitement à accorder aux réserves de gaz dans les zones pionnières, situées à 60º latitude nord et au large de la côte de l'Est.

La plupart des parties ont déclaré que l'Office devrait garder sa politique actuelle qui n'inclut pas les réserves des zones pionnières dans ses méthodes pour calculer les excédents, jusqu'à ce que ces zones soient considérées accessibles au point de vue économique, qu'un certificat soit émis et que l'Office soit convaincu que les installations de transport nécessaires seraient construites. Toutefois, Gaz Métro et Consolidated ont soutenu que l'absence d'excédents ne devrait pas empêcher la mise en valeur d'un projet économiquement viable, situé dans la zone pionnière. Petro-Canada, Polar Gas, Midwestern et Tennessee ont soutenu que le caractère unique des projets des zones pionnières exige que chaque projet soit étudié individuellement. KannGaz a déclaré que de nouveaux projets peuvent nécessiter, au début, un accès illimité aux marchés d'exportation, mais, une fois la production en cours, tout gaz supplémentaire provenant de l'expansion de ce projet devrait faire l'objet des mêmes

méthodes de calcul des excédents que le gaz provenant des zones classiques. En outre, certaines parties, notamment Venture Gas et la Nouvelle-Écosse, ont suggéré que l'Office pourrait encourager les projets des zones pionnières en se fondant sur l'application souple des méthodes pour calculer les excédents, plutôt que sur une règle rigide.

L'ASPIC et Carlyle ont soutenu le traitement actuel de l'ONÉ quant aux réserves des zones pionnières, à la condition que la formule des réserves soit éliminée ou que son multiplicateur soit réduit.

L'Alberta and Southern a allégué que, si l'Office devait adopter une méthode de calcul des excédents qui soit différente de l'analyse par contrat, les réserves établies des zones pionnières seraient alors incluses dans les réserves mises de côté pour répondre aux besoins futurs des Canadiens.

Plusieurs parties, telles la Nouvelle-Écosse, ont indiqué que l'Office devrait préciser le fait que sa politique relative aux réserves des zones pionnières, ne signifie pas que les réserves à l'appui des projets des zones pionnières soient exclues lorsque l'Office examine des demandes visant l'exportation et la construction d'installations qui se rapportent à de tels projets.

Opinion de l'Office

De l'avis de l'Office, il est vraisemblable qu'au cours des 20 prochaines années, certaines réserves provenant des zones pionnières serviront à répondre aux marchés intérieurs et d'exportation. Il reste, toutefois, beaucoup d'incertitudes quant à savoir quelles ressources des zones pionnières seront exploitées et quels marchés elles desserviront.

L'Office n'a aucune raison de changer le traitement qu'il accorde actuellement aux réserves des zones pionnières, lequel n'inclut pas ces réserves dans les méthodes de calcul des excédents jusqu'à ce qu'elles soient accessibles au point de vue économique, qu'un certificat ait été délivré et que l'Office soit convaincu que les installations de transport nécessaires seront construites. Les réserves des zones pionnières associées à un projet particulier seront prises en considération lorsque l'Office décidera d'une demande en vue de l'obtention d'une licence ou d'un certificat associé à ce projet particulier des zones pionnières. Il est possible que des réserves spécifiques des zones pionnières soient affectées à ce projet, si la faisabilité du projet en dépend.

2.7 Traitement à accorder aux additions aux réserves

L'alinéa 9g) de l'ordonnance d'audience demandait les points de vue des parties sur le traitement à accorder aux additions aux réserves.

Plusieurs parties ont appuyé la méthode actuelle de l'Office d'examiner les additions aux réserves dans l'évaluation de la possibilité de livraison et non dans la formule des réserves. L'APC ne donnait son appui que si l'Office maintenait une formule des réserves.

L'Alberta and Southern a soutenu que les additions aux réserves sont une composante prévisible des réserves futures totales et qu'elles devraient être incluses. La NOVA et la Foothills ont recommandé

que la formule des réserves actuelles soit modifiée afin d'inclure, du côté de l'offre, une part pour l'évaluation des réserves. La Pan Alberta et la Northern and Central étaient d'avis d'inclure une quantité limitée aux additions aux réserves dans la formule des réserves. La B.C. Hydro recommandait de modifier la formule des réserves afin d'y inclure les besoins futurs garantis des Canadiens et les additions aux réserves, tandis que la TransCanada proposait une nouvelle méthode qui incluait les additions aux réserves et la demande prévue.

Opinion de l'Office

L'Office a décidé qu'il accordera une part explicite aux additions aux réserves dans sa nouvelle méthode pour calculer les excédents, comme le montre le chapitre 4.

2.8 Part à accorder aux autorisations existantes d'exportation

L'alinéa 9h) de l'ordonnance d'audience demandait le point de vue des parties sur la part à accorder, dans les méthodes de calcul des excédents de l'Office, aux licences existantes d'exportation de gaz.

De plus, comme on l'indiquait au chapitre 1 du présent rapport, à la lumière de la nouvelle entente de tarification du gaz, l'Office enjoignait les parties, au début de l'audience, de formuler des commentaires à savoir si l'Office devrait accorder une part explicite, dans ses méthodes de calcul des excédents, pour les exportations dont l'autorisation pourrait être accordée en vertu d'ordonnances à court terme.

2.8.1 Licences

En ce qui concerne la formule des réserves, près de la moitié des parties favorisait la pratique actuelle d'autoriser les quantités maximales pouvant être exportées aux termes des modalités des licences existantes, tandis que l'autre moitié préférait utiliser une prévision des volumes qui seront vraisemblablement exportés. La Pan-Alberta proposait que l'Office protège toutes les quantités faisant l'objet d'une licence, y compris le gaz immobilisé, c'est-à-dire, les quantités qui ne peuvent être exportées aux termes des modalités d'une licence existante avant que cette dernière n'expire. La Pan-Alberta proposait également que la durée de la licence soit automatiquement prolongée pour permettre l'exportation du gaz immobilisé. L'Alberta and Southern soutenait que la méthode devrait tenir compte du gaz immobilisé, mais qu'elle le soit dans les délais existants de la licence.

En ce qui concerne la part à faire aux licences existantes dans l'évaluation de la possibilité de livraison, une grande majorité des parties a recommandé que l'Office ne change pas sa pratique actuelle d'utiliser une prévision des quantités d'exportation. L'Inland a, toutefois, estimé que les quantités maximales quotidiennes précisées dans les licences soient prises en considération, en plus des volumes annuels. La Northern and Central a recommandé qu'une part soit accordée aux quantités maximales exportables, comme dans la formule des réserves.

La Consumers' Gas a proposé que l'Office adopte une politique qui traiterait, de manière efficace, les marchés frontaliers d'arrangement comme des marchés "quasi canadiens". La Vermont Gas a appuyé cette proposition.

Opinion de l'Office

En vertu des méthodes actuelles de l'Office, la formule des réserves tient compte des quantités maximales exportables selon les conditions des licences existantes, tandis que l'évaluation de la possibilité de livraison tient compte d'une prévision des exportations.

L'Office reconnaît que les marchés d'exportation ont subi des changements importants depuis l'audience générale de 1982 sur l'exportation du gaz, et que certaines licences n'atteindront peut-être pas les niveaux autorisés avant plusieurs années, tandis que d'autres ne serviront peut-être même pas. En vue d'accorder la part la plus réaliste aux exportations, l'Office a décidé d'utiliser une prévision des exportations selon les licences en vigueur, dans ses méthodes de calcul des excédents.

Quant à la proposition de la Consumers' Gas, l'Office refuse d'adopter une telle politique parce que, selon lui, un marché donné ne peut pas être considéré comme un marché canadien et, par conséquent, être protégé en même temps qu'il est desservi aux termes d'une licence ou d'une ordonnance d'exportation.

2.8.2 Ordonnances à court terme

Les parties qui ont choisi de formuler des commentaires sur le fait que l'Office devrait tenir compte explicitement des exportations autorisées en vertu d'une ordonnance à court terme (jusqu'à 24 mois) ont, en général, exprimé le point de vue selon lequel les ordonnances à court terme sont, pour la plupart, des ventes du "genre occasion", restreintes par la capacité pipelinière, et certaines de ces ventes peuvent constituer un déplacement plutôt qu'un complément aux exportations aux termes de la licence. En accordant une part totale aux ordonnances à court terme, les quantités pourraient, en conséquent, être comptées deux fois.

La Northern & Central a adopté le point de vue selon lequel toutes les exportations autorisées, y compris les ordonnances à court terme, devraient être prises en considération. De son côté, la TransCanada a indiqué qu'on ne devrait inclure que les ordonnances garanties à court terme.

Quant à la manière de tenir compte des ordonnances futures à long terme, la TransCanada et Petro-Canada ont suggéré que l'Office place de côté une certaine quantité pour laquelle, selon lui, l'exportation en vertu d'ordonnances à court terme serait assurée. La Pan-Alberta, d'un autre côté, a recommandé que l'Office ne fasse aucune déduction des excédents exportables pour les ordonnances futures à court terme tant que certains résultats n'auront pas été établis quant aux quantités qui seront vraisemblablement acheminées en vertu de ces ordonnances.

Opinion de l'Office

L'Office a décidé d'inclure une prévision des exportations selon les ordonnances en vigueur au moment d'effectuer le calcul des excédents.

2.9 Traitement à accorder aux importations

La TransCanada a fait valoir que les importations de gaz naturel devraient être retranchées du total des besoins des Canadiens, de manière à ne protéger que les besoins des Canadiens qui seront desservis par du gaz naturel canadien.

Opinion de l'Office

L'Office avait, précédemment, tenu compte des importations de gaz naturel dans sa méthode de calcul des excédents. L'Office convient d'exclure des besoins prévus des Canadiens, une prévision de ces besoins qui devraient être satisfaits par les importations alors autorisées.

2.10 Gaz naturel synthétique

L'Union Gas achète du gaz naturel synthétique (GNS), riche en méthane, auprès de la Petrosar. Elle proposait que ce gaz naturel synthétique continue d'être considéré distinctement dans le calcul des quantités de gaz naturel disponibles à l'exportation.

Opinion de l'Office

L'Office est d'accord avec l'Union Gas et il continuera d'exclure le GNS de ses méthodes de calcul des excédents.

Chapitre 3
Autres méthodes de calcul des excédents

L'Office, dans l'ordonnance d'audience GH-2-85 demandait que les parties intéressées étudient la question de savoir si des méthodes de protection différentes ou complémentaires serviraient mieux l'intérêt du public canadien.

Le présent chapitre résume les opinions des parties et celles de l'Office sur des méthodes du calcul des excédents différentes et complémentaires, notamment:

i) les modifications proposées aux méthodes existantes (section 3.1),

ii) l'analyse des coûts-avantages (section 3.2),

iii) la méthode contractuelle (section 3.3), et

iv) les essais sur le rapport réserves/production (section 3.4).

3.1 Modifications suggérées aux méthodes existantes

Un bon nombre des parties étaient d'avis que la formule des réserves et l'évaluation des possibilités de livraison constituent toujours des méthodes utiles de calcul des excédents, mais qu'elles devaient être modifiées à la lumière de l'entente du 31 octobre 1985 et de la modification des circonstances de l'industrie du gaz. Les sections 3.1.1 et 3.1.2 discutent des modifications suggérées à la formule des réserves et à l'évaluation des possibilités de livraison.

3.1.1 Formule des réserves

Le Québec, Gaz Métro, ICG Utilities et Consumer's Gas ont tous suggéré que le multiplicateur de la formule des réserves (c'est-à-dire le "25" dans 25A1) pourrait être réduit, mais à pas moins de 20. B.C. Hydro a également suggéré que le multiplicateur soit ramené à 20, mais seulement si on tenait compte des besoins possibles garantis du pays à l'avenir qui ne sont pas compris dans la demande de l'année de base. La société Inland était également favorable à ramener le multiplicateur à 20, mais seulement si l'évaluation des possibilités de livraison tenait compte des besoins des jours de pointe.

Les principales sociétés nationales de transport de gaz étaient toutes en faveur de l'assouplissement des procédures existantes. Westcoast a fait valoir que le multiplicateur de la formule des réserves devrait être ramené à 20. NOVA a suggéré que ce multiplicateur soit ramené à 20 si on tient compte de l'appréciation des réserves futures, et à 15 dans le cas contraire. TransCanada a suggéré une nouvelle méthode d'établissement des réserves par rapport à la production pour remplacer la formule des réserves (voir section 3.4).

Les représentants des deux principales provinces productrices étaient en faveur d'un assouplissement considérable de la formule des réserves. BCPC a fait valoir que le multiplicateur devrait être ramené à la fourchette de 15 à 20, tandis que l'APMC maintenait que le multiplicateur de 15 devrait être

adopté, mais seulement comme mesure temporaire jusqu'à ce qu'une méthode contractuelle d'établissement des excédents puisse être mise en vigueur.

À l'exception de Canada Geothermal qui suggérait la création de réserves de gaz de cinquante ans pour le marché intérieur, les producteurs de gaz et les sociétés d'exportation de gaz étaient en faveur d'une réduction importante du multiplicateur de la formule des réserves, si cette formule devait être retenue. ProGas a fait valoir qu'un multiplicateur dans la fourchette de 15 à 20 serait convenable. Consolidated a recommandé une formule 15A1. Quoique Sulpetro ait suggéré que l'Office détermine selon son jugement les excédents et qu'il ne se fonde pas sur une formule rigide, elle favorisait l'adoption de 15A1 si l'Office devait décider qu'il fallait conserver la formule des réserves.

Pan-Alberta et KannGaz ont fait valoir que divers degrés de protection, exprimés en années, devraient être fournis à différentes classes de clients. Selon leurs propositions, le multiplicateur de la formule des réserves représenterait donc, une moyenne pondérée de la protection offerte pour divers besoins.

Pan-Alberta proposait que les besoins résidentiels continuent d'être protégés pour une période de 25 ans, mais que les besoins commerciaux et industriels ne le soient que pour quinze ans et dix ans respectivement. Pan-Alberta suggérait qu'au lieu d'utiliser les besoins courants de chaque secteur, l'Office utilise les besoins moyens des trois années antérieures pour chaque secteur. De l'avis de Pan-Alberta, cela réduirait au minimum l'effet sur la détermination des excédents des extrêmes du climat ou de l'activité économique. Pan-Alberta estimait que son multiplicateur moyen pondéré se situerait près de 15.

KanGaz a recommandé que les besoins résidentiels et commerciaux soient protégés pour une période de 20 ans et que les besoins industriels garantis le soient pour 10 ans. Elle a fait valoir que les besoins industriels interruptibles ne devraient pas être protégés du tout, car les clients du service interruptible sont en mesure d'utiliser d'autres types de combustibles. Quoique la KannGaz recommandait des périodes particulières de protection pour différents types de clients, elle suggérait que le niveau global de protection relève en grande partie du bon sens et qu'il pourrait se situer dans la fourchette relativement large entre 12A1 et 18A1.

Plusieurs parties se sont opposées à la proposition de fournir différents types de protection pour différents besoins. À l'égard des clients interruptibles, un certain nombre de distributeurs de gaz ont souligné que ce type de clients contribuaient de façon importante à l'aspect économique de la distribution et du transport du gaz en réduisant le besoin d'installations pour répondre aux exigences de pointe. Lorsque les livraisons à ces clients sont interrompues, cela est habituellement à la convenance des services publics. De plus, ces clients n'ont souvent qu'une aptitude réduite à l'utilisation d'autres types de combustible et ils sont réellement obligés de prendre des volumes de gaz pour la majeure partie de l'année.

L'APC, l'ASPIC, Alberta and Southern, Dome et Petro-Canada ont toutes recommandé que l'Office n'utilise pas une formule des réserves et qu'il adopte plutôt une méthode contractuelle pour la détermination des excédents (voir section 3.3).

Les principaux arguments de ceux qui favorisent peu ou pas de changement à la formule des réserves et de ceux qui favorisent une réduction importante sont présentés à la section 2.1.

Opinion de l'Office

Comme nous l'indiquons à la section 2.1, l'Office est d'avis que ses procédures d'établissement des excédents doivent être souples et en mesure de s'adapter aux changements des conditions du marché. L'Office est d'avis que la formule des réserves n'accorde plus la souplesse ou l'adaptibilité requises.

L'Office est également d'avis que chaque unité de gaz requise pour satisfaire la demande canadienne, devrait faire l'objet de la même protection. L'Office n'accepte donc pas que différents niveaux de protection soient fournis à diverses classes de clients.

3.1.2 Évaluation des possibilités de livraison

Un certain nombre de parties ont fait valoir que la nature ou le rôle de l'évaluation des possibilités de livraison devraient être modifiés. Comme nous l'indiquons à la section 3.1.1, la société Inland a suggéré que cette évaluation soit modifiée pour inclure une allocation pour les besoins des jours de pointe. À son avis, la protection pour les jours de pointe devrait être accordée à une période de vingt ans ou à la durée d'exportation autorisée selon la plus longue de ces dernières.

B.C. Hydro a maintenu que l'évaluation des possibilités de livraison devrait être conservée, mais modifiée pour permettre de reporter la capacité inutilisée des années antérieures. Consumers' Gas a également suggéré que l'évaluation des possibilités de livraison soit modifiée pour permettre leur report, quoiqu'elle recommandait que l'évaluation serve à des fins de surveillance seulement.

La BCPC, NOVA, TransCanada et Sulpetro ont toutes suggéré que si l'évaluation des possibilités de livraison devait être maintenue, elle devrait être appliquée à une période d'au plus cinq ans.

Quoiqu'il y ait eu des désaccords quant à savoir si l'Office devrait continuer à utiliser son évaluation des possibilités de livraison, presque toutes les parties a l'audience ont convenu que l'Office devrait au moins continuer à surveiller de façon régulière les besoins, les réserves et les possibilités de livraison. Selon Alberta and Southern, par exemple, l'essai des possibilités de livraison ne devrait plus être exigé pour établir les excédents exportables à une époque où les prix sont tributaires du marché. Toutefois, aux fins d'analyse de l'évaluation des marchés, du développement des marchés et des répercussions des prix établis en fonction du marché, il est utile de faire une évaluation des possibilités de livraison.

Opinion de l'Office

L'évaluation des possibilités de livraison de l'Office ne comprend pas d'indemnité explicite pour les besoins des jours de pointe, mais on peut tenir compte de ces besoins lorsque l'Office décide s'il doit recommander la délivrance de nouvelles licences d'exportation

L'Office est d'accord avec ceux qui recommandent que l'évaluation des possibilités de livraison soit modifiée pour incorporer le report de la capacité inutilisée des années antérieures. L'inclusion du report fournit une indication plus précise de l'aptitude de l'offre à répondre à la demande.

Pour les raisons données à la section 2.2, l'Office est d'avis qu'une évaluation de la capacité et des besoins futurs d'approvisionnement pour la période de toute nouvelle exportation demandée est requise. Cette évaluation constituera une ligne directrice utile pour déterminer les exportations aux fins de protection contre toute tension à court terme possible dans le réseau d'approvisionnement qui pourrait occasionner temporairement des augmentations indues des prix sur le marché intérieur.

3.2 Analyse coûts-avantages

Lors des audiences générales sur l'exportation de gaz de 1979 et 1982, l'analyse des coûts-avantages a servi à l'Office à classer les projets qui se font concurrence pour une certaine quantité de gaz excédentaire comme l'établit la formule des réserves. Comme nous l'indiquons ci-dessus, l'Office a demandé aux parties intéressées à cette audience de présenter des commentaires sur l'usage de l'analyse des coûts-avantages à la fois pour établir les excédents et leur répartition auprès des requérantes.

Les parties étaient généralement d'accord que l'analyse des coûts-avantages était utile à titre d'outil à la répartition des excédents, mais, à l'exception de Canadian-Montana et Norcen, les parties s'opposaient généralement à son usage pour l'établissement des excédents.

Les principaux arguments utilisés contre l'usage de l'analyse des coûts-avantages pour établir les excédents étaient que:

i) elle n'est pas facile à comprendre ou à appliquer,

ii) elle se fonde sur un trop grand nombre d'hypothèses incertaines,

iii) elle ne tient pas compte de facteurs intangibles et

iv) elle influencerait les décisions en faveur de l'augmentation des exportations en raison des avantages à court terme de celles-ci, tandis que l'augmentation des coûts pour les Canadiens de l'exportation de quantités additionnelles de gaz naturel se produirait plus tard et que le poids accordé à ces coûts dans l'analyse des coûts-avantages serait donc diminué parce que ces coûts auraient été actualisés de façon plus intense.

Certaines parties (APC et Alberta and Southern par exemple) qui étaient en faveur de la méthode contractuelle pour établir les excédents (discutée à la section 3.3 ci-dessous) quoiqu'elles n'aient pas été en faveur de l'usage de l'analyse des coûts-avantages pour établir les excédents, indiquaient que l'analyse des coûts-avantages pourrait servir à s'assurer que toutes les exportations proposées accorderaient des avantages nets pour le Canada. Alberta and Southern, toutefois, aurait ramené le fardeau de la preuve de l'exportateur aux consommateurs canadiens en exigeant que toute utilisation du gaz en concurrence avec les exportations puisse démontrer que cette utilisation fournit au moins un avantage égal net pour les Canadiens.

Même les parties qui appuyaient l'usage de l'analyse des coûts-avantages comme intrant de la décision sur le volume des exportations qui devraient faire l'objet de licences, ont critiqué cette méthode.

Comme nous l'avons souligné au chapitre 2, l'Ontario et d'autres parties ont fait valoir qu'en vertu de l'article 83 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office est obligé de déterminer les excédents en tenant compte de considérations physiques plutôt qu'économiques. Elles ont fait valoir que l'Office n'aurait pas rempli ses responsabilités statutaires s'il devait déterminer que les quantités de gaz dont on propose l'exportation sont excédentaires, en se fondant seulement sur l'analyse coûts-avantages qui déterminait que les exportations proposées produiraient vraisemblablement des avantages économiques nets pour tout le pays.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que l'analyse des coûts-avantages a des limites, car il est impossible de quantifier et d'incorporer toutes les considérations pertinentes et parce que les résultats de cette analyse comportent un degré important d'incertitude. À ces égards, toutefois, elle n'est pas différente de tout autre outil analytique disponible. Il faut faire preuve de beaucoup de jugement pour déterminer les excédents exportables, peu importe la méthode utilisée.

En ce qui concerne l'actualisation, l'Office considère cette technique nécessaire pour la comparaison des coûts et des avantages prévus à différents moments. L'actualisation accorde en effet moins de poids aux coûts et aux avantages qui se produisent plus tard. Donner un poids plus important à un événement économique dans un avenir rapproché plutôt qu'à ce genre d'événements dans un avenir éloigné, constitue simplement une réflection sur la plus grande valeur des fonds disponibles à une date plus rapprochée.

L'Office est également d'avis que l'analyse des coûts-avantages comporte certains avantages importants, par exemple l'expression explicite des hypothèses qui, dans d'autres méthodes, sont fréquemment implicites. Cette méthode permet également de comprendre l'importance relative des facteurs avancés en faveur ou à l'encontre d'exportations additionnelles.

À vrai dire, l'analyse des coûts-avantages ne peut pas calculer les excédents, mais elle peut servir à déterminer si l'on exportera. Cela signifierait une analyse des coûts-avantages pour déterminer si les exportations proposées produiraient des avantages nets pour le pays en entier.

De l'avis de l'Office, l'adoption de cette méthode aurait pour effet de convertir la procédure d'établissement des excédents de l'Office en une procédure d'établissement des avantages nets. Selon la méthode d'analyse des coûts-avantages, les excédents ne sont pas calculés, leur exportation est plutôt justifiée en fonction de l'intérêt public. Pour ces motifs et en raison des caractéristiques de l'analyse des coûts-avantages mentionnée ci-dessus, l'Office n'adopte pas cette méthode. De plus, au cours de l'audience, personne n'a appuyé la proposition voulant que l'analyse des coûts-avantages joue un rôle d'établissement des excédents.

Toutefois, l'Office considère que l'analyse des coûts-avantages joue réellement un rôle dans l'évaluation de l'échange entre la sécurité des approvisionnements et les avantages des exportations. Cet aspect de l'analyse des coûts-avantages est exposé au

chapitre 4. L'Office prévoit aussi qu'il continuera à se servir d'une analyse des coûts-avantages pour décider de la répartition des excédents parmi les requérantes.

3.3. Méthode contractuelle

Alberta and Southern a suggéré que les contrats d'achat de gaz conclus par les acheteurs au niveau des distributeurs servent à déterminer les excédents, en plus d'exiger que, soit au moyen d'une entente, ou au moyen de modalités de licences d'exportation, les exportateurs contribuent tous de façon proportionnelle à un approvisionnement de dernier recours pour soulager toute pénurie d'approvisionnement de gaz canadien faisant l'objet de contrat au moyen d'une entente ou des modalités des licences d'exportation. Alberta and Southern a aussi suggéré que le prix exigible pour ce gaz servant à réduire une pénurie comprenne une composante de pénalité par exemple 1,3 fois le prix moyen, pour encourager les clients canadiens à conclure des contrats pour leurs besoins.

Alberta and Southern a allégué que si l'Office devait accepter la méthode contractuelle de protection, les clients nationaux concluraient des contrats pour la protection de leur propre approvisionnement et qu'ainsi, les obligations de l'Office en vertu de l'article 83 de la Loi sur l'Office national de l'énergie seraient respectées.

L'APC a également fait valoir que les procédures existantes de l'Office ne conviennent plus et qu'elles devraient être remplacées par une méthode contractuelle de protection. En vertu de cette proposition, le gaz qui ne faisait pas l'objet d'un contrat serait présumé disponible pour faire l'objet de contrats conclus par des exportateurs ou par le marché national. À son avis, le fait que le gaz n'ait pas fait l'objet de contrats pour les marchés canadiens devrait être considéré comme preuve légitime que le gaz était excédentaire aux besoins canadiens raisonnablement prévisibles et donc qu'il est disponible à l'exportation.

En vertu de la base contractuelle de protection, l'APC s'attendait que les acheteurs établissent un portefeuille de contrats à court, à moyen et à long terme en achetant la sécurité d'approvisionnement qu'ils jugent appropriée pour leurs circonstances individuelles. L'APC a fait valoir que de cette façon les coûts de conservation de stocks de gaz seraient convenablement répartis entre ceux qui cherchent à obtenir la sécurité d'approvisionnement que donnent les stocks.

L'ASPIC a également demandé qu'une méthode contractuelle de protection remplace les procédures courantes. Elle a suggéré que l'Office surveille tous les contrats, non seulement au niveau des distributeurs mais aussi au niveau de l'utilisateur ultime principal. Elle laisse à l'Office le soin d'établir la procédure précise.

Petro-Canada a maintenu que les procédures actuelles d'établissement des excédents ne sont plus opportunes. Elle demandait à l'Office d'informer les acheteurs de gaz que leurs pratiques contractuelles doivent tenir compte de la nécessité d'assurer leurs besoins raisonnablement prévisibles. Petro-Canada a également recommandé que l'Office suspende l'application de la formule des réserves et de l'évaluation des possibilités de livraison pour une période indéfinie afin de permettre au mécanisme de la protection contractuelle de fonctionner. En dernier lieu, PetroCanada suggérait que l'Office se fonde sur une évaluation des possibilités de livraison et de la demande future pour constituer un dispositif de première alerte pour la protection des besoins nationaux.

Quoique sa méthode proposée soit semblable à celle que propose l'APC et l'ASPIC, Petro-Canada suggère que l'Office n'étudie pas tous les contrats nationaux avant de prendre sa décision sur les excédents. Au lieu, elle suggère que l'Office se fonde essentiellement sur une méthode de plaintes au moyen desquelles les parties qui ont de la difficulté à obtenir des approvisionnements canadiens aient l'occasion de faire part de leurs inquiétudes à l'Office dans le contexte des demandes d'exportation et de l'étude annuelle proposée.

Les autres parties se sont en général prononcées contre la méthode contractuelle de protection. Certaines, par exemple, l'Association des consommateurs du Canada, prétendait que l'Office ne pouvait pas respecter les exigences statutaires qu'ils lui sont imposées par l'article 83 de la Loi sur l'ONÉ en ayant recours à la méthode contractuelle de protection. À leur avis, l'Office déléguerait incorrectement cette responsabilité aux distributeurs et aux importants clients industriels s'il acceptait simplement que le gaz pour lequel il a signé des contrats est équivalent à la demande canadienne.

Les autres arguments avancés contre cette méthode prétendaient qu'elle ne constituerait pas une protection adéquate des besoins canadiens parce que:

i) les contrats conclus entre les fournisseurs et les sociétés de transport par gazoduc n'exigent pas que les producteurs fassent des dépenses pour assurer la disponibilité du gaz faisant l'objet de contrats lorsque, de l'avis des producteurs, ces dépenses ne seraient pas économiques,

ii) les contrats entre les sociétés de transport par gazoduc et les distributeurs, de même, ne fournissent pas une garantie de livraison du gaz au cas où la société de transport ne pourrait pas obtenir les approvisionnements requis; et

iii) les distributeurs sont astreints à des contrats à long terme existants et ils ne peuvent donc pas profiter pleinement de la nouvelle déréglementation en concluant des contrats directement avec les producteurs.

TransCanada, entre autres, a fait remarquer que les partisans de la méthode contractuelle de protection n'offraient pas d'explication satisfaisante quant à la façon dont l'Office respecterait l'article 83(a) de la Loi.

Opinion de l'Office

L'Office partage l'avis des parties qui disent que celles qui préconisent la méthode contractuelle de protection n'avaient pas vraiment proposé de mécanisme pour rendre le concept opérationnel. Par exemple, l'Office ne pouvait pas être certain que tous les contrats nationaux lui seraient fournis; les partisans de la méthode contractuelle n'ont pas établi clairement de quelle façon l'Office pourrait obtenir ces contrats où même s'il devait tenter de le faire.

L'Office n'est pas convaincu non plus que même s'il pouvait additionner les quantités annuelles faisant l'objet de contrat au pays, ces totaux pourraient nécessairement être considérés comme étant les besoins raisonnablement prévisibles au Canada. Toute erreur amoindrissant le total correct ou toute omission due au manque d'information contractuelle aurait tendance à grossir les excédents au détriment de la protection des besoins canadiens.

Même si l'Office penchait vers la méthode contractuelle de protection, il ne semble pas que le moment serait juste pour l'adopter, compte tenu de l'étendue des renégociations de contrat en vertu des dispositions de l'entente du 31 octobre 1985.

En ce qui concerne la proposition de Petro-Canada, l'Office remarque qu'aucune date limite n'a été précisée après laquelle la suspension proposée des procédures courantes prendrait fin. De plus, la proposition de passer à une méthode de plaintes semble faire passer de l'Office à l'utilisateur du gaz canadien l'obligation d'établir que le gaz exporté est excédentaire.

L'Office considère approprié de remplir ses responsabilités en vertu de l'article 83 de la Loi en établissant les excédents à partir de son calcul des approvisionnements et des besoins canadiens raisonnablement prévisibles de gaz naturel.

3.4 Essais du ratio réserves/production

Trois déposants, TransCanada, Dome et Ontario ont proposé des procédures d'établissement des excédents fondées sur le maintien d'un ratio précis réserves/production (R/P).

TransCanada a proposé une nouvelle procédure d'établissement des excédents qu'elle a appelé un indicateur de l'offre et de la demande (IOD). Elle préconisait d'accorder des licences aux nouvelles exportations seulement si la demande totale de chaque année, y compris les nouvelles exportations, était inférieure à une limite annuelle de production.

La procédure proposée par TransCanada exige que l'Office prépare une prévision de la production annuelle et des additions prévues aux réserves pour chaque année de la période de prévision. Les limites annuelles de production seraient établies en divisant par 15 les réserves restantes à la fin de chaque année de prévision. Les quantités totales de gaz disponibles pour livraison aux marchés d'exportation pendant chaque année de la période des prévisions seraient égales à la différence entre la limite de la production annuelle pour l'année et les besoins canadiens prévus. La quantité disponible pour les nouvelles exportations serait la différence entre les autorisations d'exportation existantes et les quantités totales disponibles pour l'exportation.

TransCanada a proposé que l'Office prépare et publie des prévisions annuelles. Cela ferait part à toutes les parties de l'évaluation de l'Office de l'offre et de la demande canadienne selon l'évolution qu'on lui prévoit, faisant ainsi parvenir des signaux qui encourageraient le marché ou l'exploitation des réserves. La procédure suggérée par TransCanada est fondée sur le principe que la production des gisements diminue lorsqu'elle est maintenue à la capacité totale, mais qu'elle ne diminue pas si elle se poursuit à un niveau inférieur à la capacité totale.

Le lancement de la production des gisements se fait habituellement à un niveau inférieur au niveau maximum de production, afin de maintenir un niveau constant de production pendant un certain nombre d'années. Après cette période de production constante, le gisement commence à diminuer. TransCanada calcule que cette diminution commence habituellement lorsque le ratio des réserves par rapport à la production a atteint une fourchette de 10 à 12.

TransCanada calcule que ses réserves actuelles faisant l'objet de contrat ont un ratio total R/P à pleine capacité qui se situe entre 10 et 12. TransCanada a comparé cela au ratio total R/P à pleine capacité aux États-Unis qui, selon les calculs, était récemment de l'ordre de 8,1 à 10,4.

TransCanada a fait valoir qu'en utilisant un ratio R/P de 15 dans sa procédure, cela permettrait de répondre à la demande canadienne au moins de trois à cinq ans après la fin des exportations. Cette période pourrait même être plus longue si des additions importantes aux réserves se produisaient, soit au moyen de nouvelles découvertes, soit au moyen de l'augmentation des réserves existantes pendant cette période.

TransCanada a fait valoir que sa procédure constituerait une amélioration par rapport à la formule d'établissement des réserves de l'Office parce que:

i) elle reconnaîtrait de façon explicite les additions aux réserves;

ii) elle serait souple, s'ajustant aux changements des conditions à mesure qu'ils se produisent; et

iii) stimulerait l'industrie tout en continuant à protéger les besoins raisonnablement prévisibles du Canada.

Comme nous l'avons indiqué ci-dessus, Dome préconisait une méthode contractuelle d'établissement des excédents. Toutefois, Dome déclarait que si l'Office rejetait cette méthode, son deuxième choix serait un type de méthode d'établissement des excédents utilisant un ratio réserves/production. La méthode proposée par Dome est semblable à celle de TransCanada en ce qu'elle tient compte des prévisions des additions annuelles aux réserves, des besoins nationaux et des ventes à l'exportation en vertu des autorisations courantes. Un indice de vie des réserves nationales est alors calculé pour chaque année future en divisant par les besoins intérieurs les réserves restantes moins les exportations restantes faisant l'objet de licences. Les exportations additionnelles feraient l'objet de licences seulement si cet indice conservait une valeur de 15 ou plus.

L'Ontario proposait que deux formes d'essais des excédents soient nécessaires, un essai prospectif qui serait utilisé pour autoriser initialement les exportations et un essai correctif qui serait utilisé dans le futur pendant la durée des licences d'exportation pour assurer le maintien de niveaux précis minimum de protection. L'Ontario considérait que la formule des réserves actuelles 25A1 était un essai prospectif acceptable mais, si l'Office devait abandonner l'évaluation des possibilités de livraison, il recommande qu'un nouvel essai appelé essai de maintien de l'indice réserves/production (IRP) remplace l'évaluation des possibilités de livraison à titre d'essai correctif.

L'Ontario a déclaré que l'objectif de cet essai serait d'assurer qu'en tout temps, à l'avenir, les réserves restantes soient suffisantes pour répondre à la demande canadienne réelle à ce moment-là, pour un nombre raisonnable d'années de transition, avant que les réserves ne suffisent plus à répondre à la demande interne. Avec l'IRP, les réserves restantes moins les autorisations restantes autorisées sont divisées par les besoins domestiques au cours de chaque année de prévision. De nouvelles exportations ne seraient autorisées que si le ratio dépassait 20. Le résultat serait qu'au moment où les exportations cesseront, les réserves permettraient toujours de répondre pendant 20 ans aux besoins canadiens selon le niveau courant à ce moment-là des besoins nationaux.

L’Ontario, pour assurer que le taux de prise des réserves établies ne devienne pas excessif, a également proposé que l’Office surveille le ratio de la production annuelle totale en rapport aux réserves restantes chaque année. Si ce ratio devenait de beaucoup inférieur à 15, l’Office aurait à se demander s’il devrait prendre des mesures pour rajuster les niveaux d’exportation pour ramener ce ratio plus près de 15.

Opinion de l’Office

Quoique l’Office n’ait adopté aucune des méthodes précises suggérées, il considère que le ratio des réserves par rapport à la production a un certain mérite à titre d’indicateur utile de l’état des réserves de gaz naturel du Canada. Il a donc incorporé l’essentiel de ce concept dans sa nouvelle méthode.

Chapitre 4
Décision

Pour prendre sa décision, l'Office a porté son attention sur deux grandes questions:

(i) L'à-propos actuel des méthodes existantes d'établissement des excédents et

(ii) quelles autres procédures seraient plus appropriées.

Selon toute la preuve présentée par les parties, l'Office a décidé que la formule des réserves 25A1 et l'évaluation des possibilités de livraison ne conviennent plus aux nouvelles circonstances et il a décidé en conséquence de les remplacer par une nouvelle méthode fondée sur le ratio des réserves/production (la méthode de ratio R/P). Cette méthode incorpore les calculs des additions annuelles aux réserves, des prévisions de la demande canadienne et des exportations autorisées. Cette méthode entraîne également une évaluation de la capacité future de production annuelle (la vérification de la capacité de production) qui remplace l'évaluation des possibilités de livraison actuelles de l'Office.

La section 4.1 résume la raison pour laquelle l'Office a décidé que ses méthodes existantes ne convenaient plus. La section 4.2 décrit la nouvelle procédure de l'Office. La section 4.3 décrit les considérations qui sous-tendent le choix d'une valeur appropriée du ratio des réserves par rapport à la production utilisé pour établir les excédents. La section 4.4 aborde les mérites de la nouvelle méthode et la section 4.5 illustre celle-ci. La section 4.6 contient les décisions de l'Office sur d'autres questions connexes.

4.1 L'à-propos constant des méthodes existantes

Les avis des parties et de l'Office sur l'à-propos de la formule des réserves 25A1 et l'évaluation des possibilités de livraison ont été donnés en détail au chapitre 2.

L'Office accorde un certain mérite aux positions des parties qui font valoir que la formule des réserves 25A1 ne convient plus dans la conjoncture actuelle.

La formule des réserves exigeait de conserver des réserves égales à 25 fois les besoins canadiens courants pour l'année, plus les quantités maximum exportables en vertu des licences d'exportation existantes avant que des licences ne puissent être accordées à de nouvelles exportations. Cette réserve ne comprenait pas les additions aux réserves, bien qu'il soit à peu près certain qu'elles existent. La formule ne tenait pas compte, non plus, des tendances futures prévues de la demande canadienne.

L'Office est d'avis que les stocks importants de gaz naturel, associés à la formule des réserves 25A1, ne sont pas nécessaires dans un milieu d'établissement du prix en fonction du marché. Ces stocks pourraient donner lieu à des coûts financiers excessifs et en une inefficacité économique nationale.

L'Office croit qu'une nouvelle politique d'établissement des prix tenant compte du marché devrait, de plus en plus avec le temps, aider à l'équilibre de l'offre et de la demande. L'Office croit être en mesure à l'avenir de se fier de plus en plus aux réactions de l'offre et de la demande à l'égard du

prix et de moins se fier à la dimension des réserves établies couramment pour la protection des besoins futurs du Canada.

En ce qui concerne l'évaluation des possibilités de livraison, la capacité de production calculée pour l'année précise supposait que la production était en pleine capacité au cours de chaque année antérieure, bien que cela soit peu probable. L'Office, dans son calcul de la capacité de production d'une année future au moyen de cette nouvelle méthode, prendra pour acquis que les niveaux de production au cours des années antérieures ont été égaux à ses meilleurs calculs de la demande. L'Office tiendra ainsi compte du report de la capacité de production inutilisée des années antérieures.

4.2 Description de la nouvelle méthode

Comme nous l'avons exposé ci-dessus, l'Office a décidé d'adopter une nouvelle méthode d'établissement des excédents fondée sur le ratio réserves/production c'est-à-dire la méthode ratio R/P. L'Office est d'avis que la valeur du ratio R/P qui a servi à ce calcul devrait, en ce moment, être de 15, pour les raisons données à la section 4.3.

On peut décrire cette méthode en quatre étapes.

La première étape consiste à calculer l'excédent potentiel maximum. On calcule un excédent potentiel pour chaque année de la période de prévision. Dans les illustrations de la section 4.5, il s'agit de la période de 20 ans, de 1986 à 2005. L'excédent annuel potentiel est la quantité dont l'offre annuelle, définie ci-dessous, dépasse la demande annuelle totale estimée. L'excédent potentiel maximum est la somme de ces quantités annuelles estimées. Le calcul s'effectue à partir de l'hypothèse que chaque excédent annuel est bel et bien produit.

Pour le calcul de l'excédent annuel potentiel, la méthode est la suivante:

(i) l'offre annuelle est calculée en divisant par 15 les réserves prévues à la fin de l'année;

(ii) les réserves prévues à la fin de chaque année comprennent les réserves disponibles au commencement de l'année, plus les additions prévues aux réserves pendant l'année, moins la production prévue pendant l'année;

(iii) la demande annuelle totale estimée comprend le calcul de la demande canadienne, plus les volumes d'exportation prévus en vertu des licences existantes et les ordonnances à court terme et

(iv) l'excédent annuel potentiel est la différence entre l'offre annuelle en (i) ci-dessus et la demande annuelle en (iii) ci-dessus.

Les excédents calculés au cours de cette première étape de la méthode s'appellent le potentiel maximum parce qu'il est probable, surtout au cours des premières années, que ni la capacité pipelinière ni les marchés ne pourront recevoir les quantités de l'excédent annuel potentiel obtenu au moyen du calcul. De plus, on doit tenir compte, dans cet excédent calculé, du combustible, des pertes et de la contraction due au retraitement associés à toutes nouvelles exportations.

Les trois prochaines étapes de la méthode entraînent l'établissement de paliers annuels appropriés et de la durée des exportations en vertu des licences nouvelles ou prolongées.

Au cours de la deuxième étape, l'Office exerce son jugement pour choisir une gamme de profils et de durées d'essai en vue de possibles exportations additionnelles, tenant compte de facteurs tels que les exportations demandées et les résultats de la première étape. Toutefois, le total de chaque profil d'exportation additionnel sera inférieur à l'excédent potentiel maximum calculé à l'étape 1. L'Office calcule ensuite le ratio réserves/production pour chaque année de chaque profil d'exportation et identifie les années au cours desquels le ratio R/P descend au-dessous de 15.

La troisième étape est dévolue à la vérification de la capacité de production qui remplace l'ancienne évaluation des possibilités de livraison de l'Office. Au cours de cette étape, l'Office évalue la capacité de production année par année pour s'assurer que la demande totale prévue peut, en fait, être respectée. Cette vérification est particulièrement importante pour toute année au cours de laquelle le ratio R/P provenant des nouvelles exportations envisagées devrait descendre au-dessous de 15.

Dans la quatrième étape, l'Office établit le profil d'exportation le plus approprié au moyen des renseignements acquis au cours des trois premières étapes. Cette évaluation de chaque profil d'exportation tient compte d'un certain nombre de facteurs, entre autres:

- la sécurité apparente des approvisionnements pour les marchés canadiens à partir de l'ampleur par laquelle les ratios R/P dépassent ou n'atteignent pas 15 et à partir du rapport entre la capacité de production et la demande, particulièrement lorsque le ratio R/P est au-dessous de 15;

- la capacité de l'infrastructure existante à produire et transporter les nouvelles exportations; et

- les avantages nets calculés pour le Canada, en tenant compte des coûts de toute nouvelle infrastructure qui serait requise.

La section 4.5 illustre les calculs des excédents au moyen des trois premières étapes de la nouvelle méthode de l'Office.

La nouvelle procédure réunit la sécurité de l'offre et la souplesse que l'Office considère appropriées dans le contexte d'établissement de prix axés sur les conditions du marché et sur la maturité du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada.

Comme complément important à sa nouvelle méthode d'établissement des excédents, l'Office a l'intention d'effectuer des études à des intervalles appropriés afin de mettre à jour ses projections de la demande canadienne, des exportations, des additions aux réserves et de la capacité de production. La publication des résultats de ces études périodiques constituera, d'une part, un avertissement de problèmes éventuels d'approvisionnement et du moment de faire tout rajustement nécessaire, par exemple au rythme de l'exploration ou du raccordement des réserves. D'autre part, ces études peuvent donner très tôt une indication d'excédents constants ou en augmentation et, donc, de possibles exportations additionnelles.

Par ses études, l'Office a l'intention d'obtenir des données des parties intéressées. Conformément à la nature générale des opinions exprimées au cours de l'audience, la collecte des renseignements et des conseils pour des études périodiques seront dénuées de caractère officiel; elle consistera en des consultations plutôt qu'en un processus d'audience, quoi que cette étude pourra comprendre des mémoires écrits. L'Office considère ces études périodiques comme l'établissement d'un mécanisme consultatif constant à l'avantage de toutes les parties concernées.

En plus du processus informel décrit ci-dessus, des audiences publiques seront tenues de temps à autre sur les demandes d'exportation; ces audiences donneront l'occasion d'étudier officiellement et totalement tous les paramètres, notamment le ratio R/P pertinent, qui entre dans le calcul des excédents. Comme indiqué à la section 4.6.1, ces audiences pourront être tenues pour étudier chaque demande de licence d'exportation ou elles pourront constituer des audiences générales.

4.3 Le choix d'un ratio réserves/production

Comme indiqué ci-dessus, l'Office a l'intention, en ce moment, d'utiliser un ratio R/P de 15 pour le calcul des excédents. Le choix de ce ratio dépend de l'évaluation de deux facteurs:

(i) le calcul de l'Office du ratio R/P si l'on voulait que l'offre de gaz du Canada produise de façon régulière selon la capacité (le ratio capacité de production R/P) et

(ii) l'avis de l'Office sur le rapport approprié à conserver entre la capacité de production et la production réelle. Cette relation serait exprimée en termes de la marge désirée entre le ratio de capacité de production R/P, mentionné à (i) ci-dessus et le ratio R/P réel.

La présente section étudie, en termes généraux, de quelle façon ces deux facteurs sont évalués et pourquoi l'Office a décidé qu'un ratio R/P de 15 constitue une protection pour les besoins canadiens, pendant et après la période pendant laquelle de nouvelles exportations de gaz pourront faire l'objet de licences. L'annexe 9 donne les détails de nature plus technique.

Lorsque des réserves sont produites à un taux inférieur à la capacité de production, le ratio R/P est plus élevé qu'il ne le serait si les réserves étaient produites selon leur capacité de production. (Cela est simplement dû au fait que plus la production est basse, plus longtemps les réserves durent et plus élevé sera le ratio des réserves par rapport à la production). Ainsi, un ratio R/P réel plus élevé que ce ne serait le cas selon les capacités de production est indicatif d'une capacité disponible.

Le ratio R/P, pour les réserves du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada, devrait être d'environ 22 en 1986. Lorsque le ratio R/P au cours des années futures aura baissé à 15 parce que la production d'une proportion plus élevée de réservoirs de gaz aura dépassé son sommet et qu'elle déclinera régulièrement, il existera toujours une quantité importante de capacité disponible à produire par rapport à la demande totale.

L'annexe 9 donne également les raisons pour lesquelles l'Office croit que cette capacité disponible ne disparaîtrait pas avant que le ratio R/P soit descendu jusqu'à la fourchette de 12 ou 13, au moins pour le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada.

L'usage d'un ratio R/P de 15, en conjonction avec la vérification de la capacité de production assure donc que la production pendant la période des exportations sera inférieure à la capacité. La différence

entre la capacité de production et la production réelle devrait assurer que les besoins canadiens seront comblés non seulement pendant la période des exportations, mais aussi pendant un certain nombre d'années par la suite. Cela donnera, selon l'Office, amplement de temps pour prendre toutes les mesures correctives nécessaires, par exemple des modifications aux rythmes de l'exploration et du raccordement des réserves.

Les estimations par l'Office du ratio R/P lorsqu'on compte sur les réserves de gaz du Canada pour produire régulièrement à capacité (la fourchette de 12 à 13 mentionnée ci-dessus) pourront se modifier à mesure du vieillissement des réservoirs de gaz et de l'adjonction de réserves. Cette modification, si elle doit se produire, pourra modifier la perception de l'Office de la valeur appropriée du ratio R/P à utiliser pour établir l'excédent potentiel maximum. Le rapport approprié, entre la capacité de production et la production réelle, pourra également être touché par l'efficacité du marché compte tenu de prix tributaires du marché et par les modifications résultant de la perception du besoin de protection. L'Office est disposé à recevoir la preuve lors de délibérations futures, à savoir si 15 constitue toujours un ratio R/P approprié pour l'utilisation dans son calcul, mais en ce moment, l'Office est d'avis que la fourchette raisonnable pour un tel ratio R/P est une fourchette relativement étroite dont le centre est 15.

L'Office comprend l'impact potentiel sur l'industrie de production du gaz, sur les consommateurs, sur les économies régionales et l'économie globale du Canada si un ratio quelque peu différent devait être choisi. Ces répercussions se produiraient en raison des modifications aux volumes d'excédents exportables. L'Office reconnaît aussi que la relation appropriée entre la capacité de production et la production réelle, qui est une composante du choix du ratio R/P, est une question de jugement, compte tenu de l'échange entre la sécurité des approvisionnements et les avantages provenant des exportations. À cet égard, l'Office croit que l'analyse des coûts-avantages de même que d'autres moyens peuvent jouer un certain rôle, pour l'évaluation de la valeur appropriée du ratio R/P.

4.4 Les avantages de la nouvelle méthode

Comme indiqué à la section 4.3, l'un des principaux éléments de la méthode du ratio réserves/production est le niveau de protection et la sécurité des approvisionnements accordés aux consommateurs canadiens. Le maintien d'un ratio convenable R/P pendant la période de toute nouvelle exportation assurera, à la fois, qu'une quantité raisonnable de capacité de production excédentaire existera par rapport aux besoins totaux, d'une année à l'autre, et que les besoins canadiens continueront à être respectés pour une période raisonnable après la fin des exportations.

Comme ce fut le cas pour la formule des réserves 25A1, la méthode du ratio R/P identifie explicitement les données pertinentes au calcul des excédents et la méthode qui sous-tend le calcul. Une telle méthode explicite pour l'établissement des excédents permet aux requérantes éventuelles de nouvelles exportations de faire leurs propres estimations des excédents avant d'encourir des frais pour préparer une demande. Cela n'aurait pas nécessairement été le cas avec certaines autres méthodes proposées en cours d'audience.

La nouvelle méthode tient compte à la fois des réserves et des aspects de possibilité de livraison de l'offre. En contraste avec l'ancienne formule des réserves de l'Office 25A1 qui fournissait une image statique et ponctuelle, la méthode de ratio R/P réunit des estimations dynamiques des modifications aux paliers de la demande et des additions aux réserves pendant toute la période des prévisions. Cette

méthode souffre moins des modifications aux besoins de l'année courante que la formule des réserves 25A1 dans laquelle même de petites modifications à la demande prenaient beaucoup d'ampleur, en résultat de la multiplication par 25; des grandes modifications se produisaient alors dans le calcul des excédents. La méthode de ratio R/P traite spécifiquement de la question de la maturité du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada et de son aptitude à approvisionner à la fois le marché canadien et d'exportation pendant le déclin inévitable de la capacité de production, à mesure que ce bassin prend de l'âge.

La méthode devrait encourager l'établissement d'un équilibre raisonnable entre les phases d'exploration et d'exploitation de l'industrie du gaz; l'exploration constituant l'activité fondamentale pour l'augmentation des réserves et l'exploitation, l'activité fondamentale pour l'augmentation des possibilités de livraison.

La méthode du ratio R/P est fondée sur un traitement logique des facteurs physiques et économiques dans un contexte intégré et tourné vers l'avenir. La méthode est également souple et capable d'adaptation à l'évolution des circonstances, en ce que la valeur du ratio R/P peut être modifiée à mesure que s'accumulent les preuves quant à la tendance du ratio R/P éventuel lorsque l'offre est régulièrement à pleine capacité, les preuves sur le fonctionnement de l'établissement de prix en fonction du marché et sur le rapport approprié entre la capacité de production et la production réelle. Cette méthode se prête également à l'inclusion de nouvelles régions productrices de gaz par exemple, les zones pionnières.

En vertu des hypothèses incorporées à l'illustration de la méthode au tableau 4-1 de la section 4.5, un excédent maximum potentiel d'environ 10 EJ pourraient provenir de la nouvelle méthode en utilisant un ratio R/P de 15. Quoique cela constitue environ le même montant d'excédent qui proviendrait de l'application de l'ancienne formule des réserves de l'Office modifiée en une couverture 20A1 des besoins canadiens, au lieu de 25A1, l'Office mettrait en garde contre le fait que les méthodes ne sont pas directement comparables, car la méthode du ratio R/P, n'est pas semblable à la formule des réserves, étant fondée sur un concept différent et incorporant des paramètres entièrement différents.

L'Office calculait, en utilisant l'analyse des coûts-avantages, qu'en vertu de diverses hypothèses, l'exportation d'une quantité additionnelle de 10 EJ de gaz naturel pourrait occasionner des avantages nets substantiels pour le Canada.

L'Office est d'avis que, pour durer, ses méthodes d'établissement des excédents doivent être souples et en mesure de réagir à la modification des circonstances. La nouvelle politique d'établissement du prix en fonction du marché exige une évaluation qui réagisse et permette de mieux prévoir que dans le passé. Des essais rigides dans ce nouveau milieu pourraient rapidement devenir inappropriés. L'Office croit que la nouvelle méthode d'établissement des excédents présentée dans ce chapitre répondra à ces exigences.

4.5 Illustration de l'établissement des excédents au moyen de la méthode du ratio réserves/production

Cette section illustre l'utilisation des trois premières étapes de la méthode de ratio réserves production pour l'établissement des excédents. Ces illustrations visent à mieux faire comprendre le

fonctionnement de cette méthode. Elles ne constituent pas l'estimation courante des excédents par l'Office, qui fera l'objet de délibérations subséquentes, comme le mentionne la section 4.6.

Le lecteur ne devrait pas considérer les chiffres du tableau comme une indication de l'opinion de l'Office quant à la pertinence des valeurs montrées, ou de toute prédisposition de sa part à l'égard de toute décision particulière quant aux demandes d'exportation.

Les illustrations suivantes montrent comment la méthode sera appliquée lorsque l'Office étudiera des demandes de licences d'exportation de gaz naturel. Le tableau 4-1 illustre le calcul de l'excédent potentiel maximum. Le tableau 4-2 illustre la vérification que l'Office effectuera pour s'assurer que la capacité de production prévue sera, en fait, en mesure de répondre à la demande totale prévue. Les tableaux 4-3, 4-4, 4-5 montrent comment trois configurations de nouvelles exportations possibles pourraient être étudiées en vertu de la nouvelle méthode.

Quoique cette méthode se prête certainement à ces considérations, aucune de ces illustrations ne tente d'établir les répercussions sur les activités de l'industrie de l'établissement de prix tenant compte du marché ou de toutes nouvelles exportations. Les calculs des additions aux réserves, des besoins internes et des quantités destinées à l'exportation ont été faits en supposant que les prix du gaz conserveraient un rapport constant par rapport aux prix du pétrole, comme ce fut quelques fois le cas dans le passé.

Les illustrations suivantes tiennent compte seulement de l'offre du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. Les réserves des zones pionnières pourraient être incorporées à la méthode en les ajoutant aux réserves, au cours des années pendant lesquelles elles devraient devenir disponibles, comme cela a été fait dans le cas des additions aux réserves.

Les calculs illustrés dans les tableaux de cette section sont expliqués aux notes en bas de page des tableaux et à l'annexe 8.

4.5.1 Le calcul de l'excédent potentiel maximum

Le tableau 4-1 illustre le calcul de l'excédent potentiel maximum. Ce calcul entraîne la comparaison, année par année de la demande totale estimative (canadienne plus l'exportation prévue en vertu des autorisations existantes) avec l'offre annuelle calculée en supposant un ratio de fin d'année réserves/production de 15. Les excédents potentiels annuels, ainsi déterminés, sont additionnés pour donner l'excédent potentiel maximum. Le calcul suppose que chaque excédent annuel potentiel est bel et bien produit; cette hypothèse est nécessaire parce que l'excédent potentiel calculé pour chaque année dépend du palier des réserves restantes au commencement de l'année ce qui, à son tour, dépend du niveau de production au cours des années antérieures.

Aux fins de ces calculs illustratifs, les réserves prévues comprennent toutes les réserves au-delà de la portée économique et toutes les réserves reportées. Le traitement à accorder à ces réserves fera l'objet d'une étude au cours d'une instance d'exportation subséquente. La demande totale comprend le combustible, les pertes et la contraction due au retraitement pour la demande canadienne et pour les exportations en vertu des autorisations existantes.

L'excédent potentiel maximum calculé au tableau 4-1 est d'environ 10 EJ. Toutefois, il ne serait pas possible d'autoriser l'exportation de cette quantité pour diverses raisons, par exemple il est peu

probable que les réseaux pipeliniers ou les marchés soient en mesure de recevoir les excédents annuels produits par les méthodes du ratio R/P. De plus, il faudrait tenir compte du combustible, des pertes et de la contraction due au retraitement, connexes à toute nouvelle exportation.

4.5.2 Calcul du ratio réserves/production et vérification de la capacité de production

Le tableau 4-2 illustre le calcul des réserves annuelles par rapport aux ratios de production et à la vérification de la capacité de production.

Le ratio réserves/production de la colonne (9) est calculé à la fin de chaque année en divisant les réserves par les besoins totaux, notamment les nouvelles exportations qui, au tableau 4-2, sont établies comme étant égales aux excédents annuels potentiels calculés au tableau 4-1.

La vérification de la capacité de production compare cette dernière à ces mêmes besoins totaux pour s'assurer qu'il est possible, en fait, de répondre à cette demande.

La capacité de production estimative apparaissant au tableau 4-2 constitue la quantité de gaz qui pourrait être produite à capacité étant donné la production requise pour répondre aux besoins totaux pour chaque année antérieure. Ce calcul comprend des estimations de la production à partir des réserves raccordées et des hypothèses quant aux taux de raccordement et aux possibilités de livraison à partir des réserves non raccordées et des additions aux réserves.

Les colonnes (11) et (12) du tableau 4-2 montrent que la capacité annuelle de production dépasse les besoins totaux, incluant les exportations additionnelles allant jusqu'à la limite établie par l'usage d'un ratio de réserves/production de 15. Pour toute la durée de la période d'exportation on peut disposer d'une marge de capacité excédentaire de production.

Étant donné des prix établis en fonction du marché, toute modification au prix du gaz naturel aurait tendance à produire un équilibre entre l'offre et la demande. Les évaluations futures tiendront vraisemblablement de plus en plus compte de cette répercussion au fur et à mesure que l'on prend de l'expérience. Ne pas inclure les répercussions des prix établis en fonction du marché, ajoute, à longue échéance, un élément modéré au calcul, particulièrement au cours des dernières années.

4.5.3 Établissement des quantités annuelles destinées à l'exportation dans les nouvelles licences d'exportation

Il est peu probable que l'Office reçoive des demandes de licence d'exportation qui correspondent, en profil et en total, aux quantités apparaissant au tableau 4-1. Les installations ne seraient pas en mesure de traiter cette montée d'exportation potentielle montrée au cours des premières années de l'illustration ni les marchés, de l'absorber. L'Office, toutefois, se guiderait sur le type de renseignements contenus dans les tableaux 4-1 et 4-2 pour établir les paramètres des quantités annuelles et de la durée des nouvelles licences d'exportation.

Les tableaux 4-3, 4-4 et 4-5 illustrent la manière dont l'Office utilisera la méthode de ratio R/P pour déterminer les exportations annuelles. Les trois illustrations donnent des montants d'essai des nouvelles exportations conçus afin de maintenir des niveaux annuels généraux constants d'exportation pour les six années de 1990 à 1985 de 1,6, 1,8 et 1,9 EJ respectivement, chacun suivi d'une diminution progressive de trois ans dans les exportations totales à 75 pour cent, 50 pour cent et 25

pour cent du palier constant. Dans les trois tableaux, le palier constant comprend les estimations des exportations déjà autorisées et des nouvelles exportations, dont certaines pourront remplacer les licences échues et d'autres qui pourront approvisionner de nouveaux marchés. Les nouvelles exportations totales dans ces trois cas sont de 5,5 EJ, 6,7 EJ et 7,8 EJ par rapport à un excédent potentiel maximum de 10,1 EJ montré au tableau 4-1, avant de tenir compte du combustible, des pertes et de la contraction due au retraitement associées aux nouveaux volumes d'exportation. À nouveau, les notes aux tableaux et l'annexe 8 expliquent les calculs en détail.

La figure 4-1 illustre les résultats montrés au tableau 4-3, afin d'aider à comprendre les résultats montrés dans ces trois tableaux, d'un montant d'essai de nouvelles exportations qui maintiendrait un niveau global d'exportation de 1,6 EJ de 1990 à 1995.

Ces trois exemples montrent que le ratio réserves/production pourrait être inférieur à 15 au cours de certaines années pendant la durée des nouvelles licences prévues. Les trois tableaux montrent que des exportations additionnelles pourraient faire l'objet de licences au début des années 1990. Si le ratio R/P (colonne (9)) descend au-dessous de 15, cela pourra constituer un problème.

Lorsque le ratio R/P qui en résulte est inférieur à 15, l'Office examinerait s'il existe une capacité de production excédentaire suffisante et il déterminera, selon son propre jugement, s'il doit décider que les quantités de cette capacité excédentaire indiquée sont adéquates pour permettre l'autorisation des exportations indiquées au cours de ces années. La colonne (11) des tableaux montre la différence en exajoules entre la capacité de production (colonne (10)) et les besoins totaux, y compris les nouvelles exportations (colonne (8)). La colonne (12) montre cette différence comme pourcentage des besoins totaux.

Le tableau 4-4 montre que, étant donné le profil d'exportation utilisé dans ce cas, le ratio réserves/production pourrait être inférieur à 15 pour un certain nombre d'années consécutives et qu'il pourrait continuer d'exister une capacité de production excédentaire. De plus, le rendement du ratio R/P revient à un palier supérieur à 15 lorsque les exportations diminuent graduellement à la fin de la période d'exportation.

Le tableau 4-5 illustre un cas où non seulement le ratio R/P descend au-dessus de 15, mais où en 1995, la capacité de production attendue est insuffisante. De même, la colonne (11) montre que la capacité de production excédentaire est marginale en 1993, 1994 et 1996. Étant donné ces résultats, on peut douter que l'Office approuve sans condition cet échéancier des exportations en se fondant seulement sur la capacité de production estimative du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada.

Ces illustrations ne tiennent pas compte de toute modification des prix qui pourrait se produire dans un milieu d'établissement des prix sensibles aux marchés. Plus les marchés fonctionnent sans heurt, moins grand est le besoin de s'inquiéter des paliers prévus d'approvisionnement excédentaire.

Tableau 4-1
Illustraion de l'étape 1 de la méthode du ratio R/P de déterminaon des excédents
Calcul de l'excédent potentiel maximum
(EJ)

	Offre			Demande			Étape 1
Année	Stock d'ouverture 1er janvier	Additions aux réserves estimées pendant l'année	Offre annuelle (hypothèse R/P = 15)	Demande canadienne estimée	Exportations autorisées estimées	Demande totale estimée	Excédents annuels potentiels (hypothèses R/P = 15)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1986	76,6	2,8	5,0	2,3	1,1	3,4	1,6
1987	74,4	2,9	4,8	2,4	1,2	3,6	1,2
1988	72,5	3,2	4,7	2,5	1,5	4,0	,7
1989	71,0	3,2	4,6	2,6	1,5	4,1	,5
1990	69,5	3,0	4,5	2,6	1,5	4,1	,4
1991	68,0	2,9	4,4	2,7	1,2	3,9	,5
1992	66,5	2,7	4,3	2,7	1,0	3,7	,6
1993	64,8	2,5	4,2	2,8	,8	3,6	,6
1994	63,1	2,5	4,1	2,8	,7	3,6	,5
1995	61,5	2,2	4,0	2,8	,6	3,4	,6
1996	59,7	2,0	3,9	2,9	,4	3,2	,7
1997	57,9	1,8	3,7	2,9	,2	3,1	,6
1998	56,0	1,6	3,6	2,9	,1	3,0	,6
1999	54,0	1,5	3,5	2,9	-	3,0	,5
2000	52,0	1,3	3,3	3,0		3,0	,3
2001	50,0	1,1	3,2	3,0		3,0	,2
2002	48,0	1,0	3,1	3,1		3,1	
2003	45,8	,9	2,9	3,1		3,1	
2004	43,6	,8	2,8	3,2		3,2	
2005	41,2	,7	2,6	3,2		3,2	
TOTAL	s.o.	40,6	s.o.	s.o.	11,7	s.o.	10,1

- L'annexe 8 donne la description des calculs.
- La colonne (1) comprend toutes les réserves au-delà de la portée économique et toutes les réserves reportées.
- La colonne (2) est le calcul de l'Office des additions au réserves annuelles effectuées par le personnel de l'Office dans le rapport de septembre 1984, rajustées pour traduire des additions plus basses que prévues en 1983 et 1984 et les estimations préliminaires pour 1985. On s'attend maintenant que les additions aux réserves pour 1986 et 1987 puissent être plus basses que celles qui apparaissent.
- La colonne (3) est l'offre annuelle qui serait disponible en supposant un ratio réserves/production de 15. La colonne (3) égale colonne (1) + colonne (2) - colonne (3))/15.
- La colonne (4) est le calcul le plus récent de l'Office de la demande canadienne comprenant le combustible pour la canalisation, les pertes et les contractions dues au retraitement (en présumant que les prix du gaz maintiennent leur parité à 61 pour cent des prix de mazout à Toronto, 71 pour cent à Edmonton et 65 pour cent à Vancouver). Ce calcul est celui du la demande canadienne qui devrait être satifaite au moyen de l'offre canadienne; c'est-à-dire cette demande est nette des importations.
- La colonne (5) constitue l'estimation la plus récentre par l'Office des exportations qui devraient s'effectuer en vertu des autorisations existantes.
- La colonne (6) est la some des colonnes (4) et (5).
- La colonne (7) est l'excédent annuel potentiel disponible à l'exportation au cours d'une année quelconque en présumant que le ratio des réserves/production se maintient à 15. La colonne (7) = colonne (3) - colonne (6). Le total de la colonne (7) constitue l'excédent potentiel maximum.
- s.o. - sans objet
- Tous les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau 4-2
Illustration des étapes 2 et 3 de la méthode du ratio R/P de détermination des excédents, en présumant que les nouvelles exportations soient égales aux excédents annuels potentiels
(EJ à moins d'indication contraire)

	Offre			Demande			Étape 2: Calculer le ratio R/P			Étape 3: Vérification de la capacité de production		
Année	Stock d'ouverture 1er janvier	Additions aux réserves estimées pendant l'année	Offre annuelle (hypothèse R/P=15)	Demande canadienne estimée	Exportations autorisées estimées	Demande totale estimée	Nouvelles exporta-tions d'essai	Besoins totaux conséquent	Ratio réserves/ production au 31 déc. (ratio)	Capacité de production	Capacité de réserve	Capacité de réserve (%)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
1986	76,6	2,8	5,0	2,3	1,1	3,4	1,6	5,0	15,0	5,3	,3	7,6
1987	74,4	2,9	4,8	2,4	1,2	3,6	1,2	4,8	15,0	5,4	,6	11,2
1988	72,5	3,2	4,7	2,5	1,5	4,0	,7	4,7	15,0	5,3	,6	13,1
1989	71,0	3,2	4,6	2,6	1,5	4,1	,5	4,6	15,0	5,3	,7	13,9
1990	69,5	3,0	4,5	2,6	1,5	4,1	,4	4,5	15,0	5,2	,7	14,2
1991	68,0	2,9	4,4	2,7	1,2	3,9	,5	4,4	15,0	5,1	,7	14,6
1992	66,5	2,7	4,3	2,7	1,0	3,7	,6	4,3	15,0	4,9	,6	14,5
1993	64,8	2,5	4,2	2,8	,8	3,6	,6	4,2	15,0	4,9	,7	15,3
1994	63,1	2,5	4,1	2,8	,7	3,6	,5	4,1	15,0	4,7	,6	15,0
1995	61,5	2,2	4,0	2,8	,6	3,4	,6	4,0	15,0	4,6	,6	14,9
1996	59,7	2,0	3,9	2,9	,4	3,2	,7	3,9	15,0	4,4	,5	14,0
1997	57,9	1,8	3,7	2,9	,2	3,1	,6	3,7	15,0	4,3	,6	15,1
1998	56,0	1,6	3,6	2,9	,1	3,0	,6	3,6	15,0	4,1	,5	14,5
1999	54,0	1,5	3,5	2,9	-	3,0	,5	3,5	15,0	4,0	,5	14,1
2000	52,0	1,3	3,3	3,0		3,0	,3	3,3	15,0	3,8	,5	13,7
2001	50,0	1,1	3,2	3,0		3,0	,2	3,2	15,0	3,6	,4	13,2
2002	47,9	1,0	3,1	3,1		3,1		3,1	14,9	3,5	,4	12,3
2003	45,8	,9	2,9	3,1		3,1		3,1	13,9	3,3	,2	6,9
2004	43,6	,8	2,8	3,2		3,2		3,2	13,0	3,1	-,1	-1,3
2005	41,2	,7	2,6	3,2		3,2		3,2	12,0	2,9	-,3	-9,7
TOTAL	s.o.	40,6	s.o.	n,a,	11,7	s.o.	10,1	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.

- L'annexe 8 donne la description des calculs.
- Pour les colonnes (1) à (6) voir les notes du tableau 4-1.
- La colonne (7) est un profil des nouvelles exportations d'essai. Dans ce tableau, on présume que les exportations sont égales aux excédents annuels potentiels de la colonne (7) du tableau 4-1 aux fins d'illustration seulement, car nous ne croyons pas recevoir des demandes d'exportation pour ces quantités, que les pipelines pourraient transporter les quantités montrées ou que les marchés pourraient absorber ces mêmes quantités.
- La colonne (8), besoins totaux conséquents, est la somme des colonnes (6), demande totale estimée, et (7), nouvelles exportations d'essai.
- La colonne (9) est le calcul du ratio réserves/production à la fin de l'année.
  La colonne (9)=(colonne (1) + colonne (2) - colonne (8))/colonne (8).
- La colonne (10) est une prévision de la capacité de production rajustée pour le report de la capacité de réserve à partir des années pour lesquelles les besoins prévus et donc la production) serait intérieure à la capacité de production. Les chiffres de cette colonne ne s'ajoutent pas, car ils reflètent une production potentielle plutôt que réelle.
- La colonne (11) est le montant de la capacité de réserve. Colonne (11) = colonne (10) - colonne (8)
- La colonne (12) est la capacité de réserve, colonne (11), exprimée comme pourcentage des besoins totaux conséquents, colonne (8).
- Remarquer que l'illustration ne comprend pas le combustible du pipeline, les pertes et la contraction due au retraitement pour les exportations additionnelles présumées.
- s.o. - sans objet
- Tous les chiffres ont été arrondis.

Tableau 4-3

Illustration des étapes 2 et 3 de la méthode du ratio R/P de détermination des excédents, en supposant un niveau constant des exportations totales, existantes et nouvelles, de 1,6 EJ par année de 1990 à 1995 suivi d'une réduction graduelle de 3 ans (EJ à moins d'indication contraire)

	Offre			Demande			Étape 2: Calculer le ratio R/P			Étape 3: Vérification de la capacité de production		
Année	Stock d'ouverture 1er janvier	Additions aux réserves estimées pendant l'année	Offre annuelle (hypothèse R/P=15)	Demande canadienne estimée	Exportations autorisée estimées	Demande totale estimée	Nouvelles exporta-tions d'essai	Besoins totaux conséquent	Ratio réserves/ production au 31 déc. (ratio)	Capacité de production	Capacité de réserve	Capacité de réserve (%)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
1986	76,6	2.8	5.0	2.3	1.1	3.4		3.4	22.1	5.3	1.9	54.2
1987	75.9	2.9	4.9	2.4	1.2	3.6		3.6	21.1	5.3	1.7	49.3
1988	75.3	3.2	4.9	2.5	1.5	4.0		4.0	18.6	5.4	1.4	34.6
1989	74.5	3.2	4.9	2.6	1.5	4.1		4.1	17.8	5.3	1.2	29.3
1990	73.5	3.0	4.8	2.6	1.5	4.1	.1	4.2	17.0	5.3	1.1	24.3
1991	72.3	2.9	4.7	2.7	1.2	3.9	.4	4.3	16.6	5.2	.9	20.9
1992	70.9	2.7	4.6	2.7	1.0	3.7	.6	4.3	16.0	5.1	.8	17.0
1993	69.3	2.5	4.5	2.8	.8	3.6	.8	4.4	15.4	4.9	.5	12.8
1994	67.4	2.5	4.4	2.8	.7	3.6	.9	4.4	14.8	4.9	.5	9.5
1995	65.4	2.2	4.2	2.8	.6	3.4	1.0	4.4	14.2	4.7	.3	5.7
1996	63.2	2.0	4.1	2.9	.4	3.2	.8	4.1	15.1	4.6	.5	12.2
1997	61.1	1.8	3.9	2.9	.2	3.1	.6	3.7	16.1	4.4	.7	19.2
1998	59.3	1.6	3.8	2.9	.1	3.0	.3	3.3	17.4	4.3	1.0	29.7
1999	57.6	1.5	3.7	2.9	-	3.0		3.0	18.7	4.2	1.2	38.5
2000	56.1	1.3	3.6	3.0		3.0		3.0	18.2	4.0	1.0	34.3
2001	54.4	1.1	3.5	3.0		3.0		3.0	17.4	3.9	.9	27.5
2002	52.5	1.0	3.3	3.1		3.1		3.1	16.4	3.7	.6	20.1
2003	50.4	.9	3.2	3.1		3.1		3.1	15.4	3.5	.4	13.3
2004	48.2	.8	3.1	3.2		3.2		3.2	14.5	3.4	.2	6.2
2005	45.8	.7	2.9	3.2		3.2		3.2	13.5	3.2	-	.2
Total	s.o	40.6	s.o.	s.o.	11.7	s.o.	5.5	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.

- L'annexe 8 donne une description des calculs
- Pour les colonnes (1) à (6), voir les notes du tableau 4-1.
- La colonne (7) est le profil des exportations additionnelles nécessaires pour maintenir les exportations totales, existantes et nouvelles, au niveau constant de 1,6 EJ/A pour six ans, à compter de 1990, suivi d'une diminution graduelle de trois ans à 75 pour cent, 50 pour cent et 25 pour cent de ce palier.
- Pour les colonnes (8) à (12), voir les notes du tableau 4-2.
- Remarquer que l'illustration ne comprend pas de combustible pour le pipeline, les pertes et les contractions dues au retraitement pour les exportations additionnelles présumées.
- s.o. - sans objet
- Tous les chiffres du tableau ont été arrondis.

Figure 4-1
Illustrations des nouvelles exportations d'essai, selon le tableau 4-3

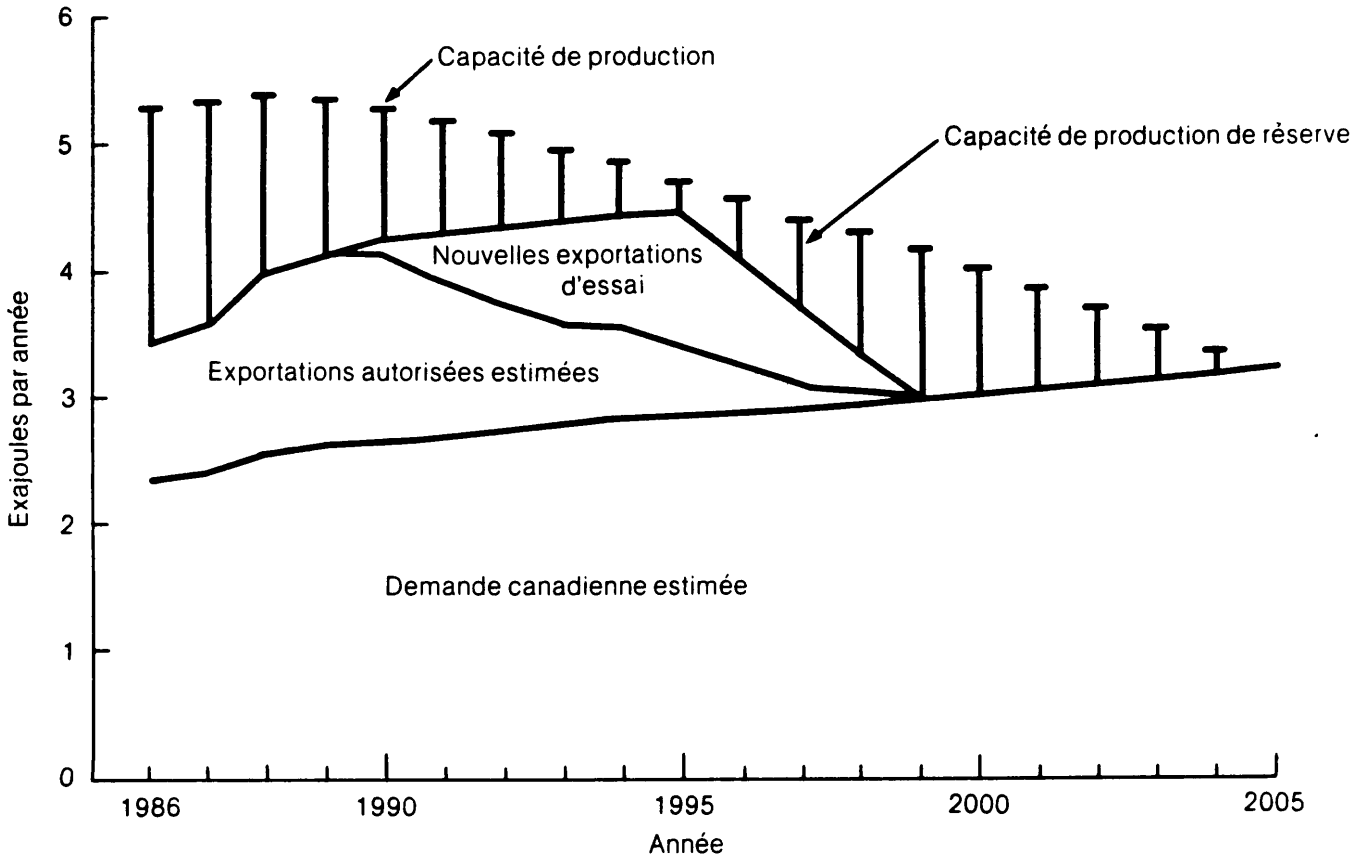

Tableau 4-4

Illustration des étapes 2 et 3 de la méthode du ratio de détermination R/P des excédents en supposant un niveau constant des exportations totales, existantes et nouvelles, de 1,8 EJ par année de 1990 à 1995 suivi d'une réduction graduelle de 3 ans

(EJ à moins d'indication contraire)

	Offre			Demande			Étape 2: Calculer le ratio R/P			Étape 3: Vérification de la capacité de production		
Année	Stock d'ouverture 1er janvier	Additions aux réserves estimées pendant l'année	Offre annuelle (hypothèse R/P=15)	Demande canadienne estimée	Exportations autorisées estimées	Demande totale estimée	Nouvelles exporta-tions d'essai	Besoins totaux conséquents	Ratio réserves/ production au 31 déc. (ratio)	Capacité de production	Capacité de réserve	Capacité de réserve (%)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
1986	76,6	2,8	5,0	2,3	1,1	3,4		3,4	22,1	5,3	1,9	54,2
1987	75,9	2,9	4,9	2,4	1,2	3,6		3,6	21,1	5,3	1,7	49,3
1988	75,3	3,2	4,9	2,5	1,5	4,0		4,0	18,6	5,4	1,4	34,6
1989	74,5	3,2	4,9	2,6	1,5	4,1		4,1	17,8	5,3	1,2	29,3
1990	73,5	3,0	4,8	2,6	1,5	4,1	,3	4,4	16,4	5,3	,9	20,0
1991	72,2	2,9	4,7	2,7	1,2	3,9	,5	4,4	15,9	5,2	,8	16,7
1992	70,6	2,7	4,6	2,7	1,0	3,7	,8	4,5	15,3	5,1	,6	12,9
1993	68,8	2,5	4,5	2,8	,8	3,6	1,0	4,5	14,7	4,9	,4	8,8
1994	66,8	2,5	4,3	2,8	,7	3,6	1,0	4,6	14,1	4,8	,2	5,3
1995	64,7	2,2	4,2	2,8	,6	3,4	1,2	4,6	13,6	4,6	-	1,1
1996	62,3	2,0	4,0	2,9	,4	3,2	,9	4,2	14,4	4,5	,3	8,5
1997	60,1	1,8	3,9	2,9	,2	3,1	,7	3,8	15,5	4,4	,6	16,1
1998	58,2	1,6	3,7	2,9	,1	3,0	,3	3,4	16,9	4,2	,8	26,7
1999	56,5	1,5	3,6	2,9	-	3,0		3,0	18,3	4,1	1,1	36,7
2000	55,0	1,3	3,5	3,0		3,0		3,0	17,8	4,0	1,0	32,4
2001	53,3	1,1	3,4	3,0		3,0		3,0	17,0	3,8	,8	25,8
2002	51,4	1,0	3,3	3,1		3,1		3,1	16,0	3,6	,5	18,2
2003	49,3	,9	3,1	3,1		3,1		3,1	15,1	3,5	,4	11,3
2004	47,0	,8	3,0	3,2		3,2		3,2	14,1	3,4	,2	6,2
2005	44,7	,7	2,8	3,2		3,2		3,2	13,1	3,1	-,1	-2,2
Total	s.o.	40,6	s.o.	s.o.	11,7	s.o.	6,7	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.

- L'annexe 8 donne la description des calculs.
- Pour les colonnes (1) à (6), voir les notes du tableau 4-1.
- La colonne (7) est le profil des exportations additionnelles requises pour maintenir les exportations totales, existantes et nouvelles, au niveau constant de 1,8 EJ/A pendant six ans, à compter de 1990, suivi d'une diminution graduelle de trois ans à 75 pour cent, 50 pour cent et 25 pour cent de ce palier.
- Pour les colonnes (8) à (12), voir les notes du tableau 4-2.
- Remarquer que l'illustration ne comprend pas le combustible du pipeline, les pertes et les contractions dues au retraitement pour les exportations additionnelles présumées.
- s.o. - sans objet
- Tous les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau 4-5

Illustration des étapes 2 et 3 de la méthode du ratio R/P de détermination des excédents, en supposant un niveau constant des exportations totales, existantes et nouvelles, de 1.9 EJ par année de 1990 à 1995 suivi d'une réduction graduelle de 3 ans

(EJ à moins d'indication contraire)

	Offre			Demande			Étape 2: Calculer le ratio R/P			Étape 3: Vérification de la capacité de production		
Année	Stock d'ouverture 1er janvier	Additions aux réserves estimées pendant l'année	Offre annuelle (hypothèse R/P=15)	Demande canadienne estimée	Exportations autorisées estimées	Demande totale estimée	Nouvelles exporta-tions d'essai	Besoins totaux conséquents	Ratio réserves/ production au 31 déc. (ratio)	Capacité de production	Capacité de réserve	Capacité de réserve (%)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
1986	76,6	2,8	5,0	2,3	1,1	3,4		3,4	22,1	5,3	1,9	54,2
1987	75,9	2,9	4,9	2,4	1,2	3,6		3,6	21,1	5,3	1,7	49,3
1988	75,3	3,2	4,9	2,5	1,5	4,0		4,0	18,6	5,4	1,4	34,6
1989	74,5	3,2	4,9	2,6	1,5	4,1		4,1	17,8	5,3	1,2	29,3
1990	73,5	3,0	4,8	2,6	1,5	4,1	,4	4,5	15,9	5,3	,8	16,0
1991	72,0	2,9	4,7	2,7	1,2	3,9	,7	4,6	15,3	5,2	,6	12,8
1992	70,3	2,7	4,6	2,7	1,0	3,7	,9	4,6	14,7	5,1	,5	9,0
1993	68,4	2,5	4,4	2,8	,8	3,6	1,1	4,7	14,1	4,9	,2	5,0
1994	66,2	2,5	4,3	2,8	,7	3,6	1,2	4,7	13,5	4,8	,1	1,4
1995	63,9	2,2	4,1	2,8	,6	3,4	1,3	4,7	12,9	4,6	-,1	-2,6
1996	61,4	2,0	4,0	2,9	,4	3,2	1,0	4,3	13,8	4,4	,1	3,3
1997	59,1	1,8	3,8	2,9	,2	3,1	,7	3,8	14,9	4,3	,5	13,2
1998	57,1	1,6	3,7	2,9	,1	3,0	,4	3,4	16,1	4,2	,8	23,7
1999	55,3	1,5	3,5	2,9	-	3,0		3,0	17,9	4,0	1,0	35,0
2000	53,8	1,3	3,4	3,0		3,0		3,0	17,4	3,9	,9	30,4
2001	52,1	1,1	3,3	3,0		3,0		3,0	16,6	3,7	,7	23,8
2002	50,2	1,0	3,2	3,1		3,1		3,1	15,6	3,6	,5	16,2
2003	48,1	,9	3,1	3,1		3,1		3,1	14,7	3,4	,3	9,3
2004	45,9	,8	2,9	3,2		3,2		3,2	13,7	3,3	,1	3,7
2005	43,5	,7	2,8	3,2		3,2		3,2	12,8	3,1	-,1	-4.7
TOTAL	s.o.	40,6	s.o.	s.o.	11,7	s.o.	7,8	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.

- L'annexe 8 donne une description des calculs.
- Pour les colonnes (1) à (6), voir les notes du tableau 4-1.
- La colonne (7) est le profil des exportations additionnelles requises pour maintenir les exportations totales, existantes et nouvelles, au niveau constant de 1,9 EJ/A pour six années, à compter de 1990, suivi d'une diminution graduelle de trois ans à 75 pour cent, 50 pour cent et 25 pour cent de ce palier.
- Pour les colonnes (8) à (12), voir les notes du tableau 4-2.
- Remarquer que l'illustration ne comprend pas le combustible du pipeline, les pertes et la contraction due au retraitement pour les nouvelles exportations.
- s.o. - sans objet
- Tous les chiffres du tableau ont été arrondis.

4.6 Autres questions

4.6.1 Façon de procéder pour la Phase 2 - Phase d'établissement des excédents

Au paragraphe 9 de l'ordonnance d'audience, l'Office indiquait qu'il étudierait les opinions des parties intéressées sur d'autres façons de procéder au cours de la Phase 2, soit la phase d'établissement des excédents. Ces autres moyens comprenaient, en particulier:

a) une audience publique complète;

b) des mémoires écrits, avec l'occasion de faire des commentaires par écrit sur les mémoires des autres parties; ou

c) toute autre façon de procéder.

La majorité des parties appuyait la solution b) ci-dessus parce qu'elle serait la méthode plus efficace et efficiente pour la Phase 2. Les parties qui se sont dites en faveur de toute autre solution ne se sont pas opposées à l'utilisation de la solution b); toutefois, une partie (Union Gas) a indiqué que si la décision de la Phase 1 modifiait de façon importante les méthodes actuelles d'établissement des excédents, elle serait en faveur d'une audience publique totale. Certaines autres parties ont exprimé le souhait de réserver leurs commentaires définitifs jusqu'à ce que soient connus les résultats de la Phase 1.

Opinion de l'Office

L'Office remarque qu'il n'a pas devant lui, en ce moment, de demandes de licences d'exportation de gaz naturel qui exigent une décision dans un avenir rapproché. Il est souhaitable que l'établissement des excédents s'effectue aussi près que possible de l'étude de demandes précises d'exportation afin que les excédents établis soient pertinents. L'Office ne peut donc pas décider en ce moment quand il procédera aux autres phases de cette audience.

À cet égard, l'Office remarque que plusieurs parties ont suggéré que l'Office étudie les demandes d'exportation une par une, ou à mesure qu'il les reçoit. L'Office a l'intention de continuer à étudier les demandes selon les exigences de l'intérêt public. Les demandes qui justifient une étude individuelle la recevront. Celles qu'il vaudrait mieux étudier au cours d'une audience générale le seront également.

L'Office a pris note des commentaires de l'Union Gas et des parties qui souhaitent donner leur avis sur le format de la Phase 2 une fois qu'elles auront étudié la décision de l'Office à la Phase 1. L'Office remarque également que les avis de toutes les parties à la Phase 2 ont été exprimés à un moment où elles ne connaissaient pas la décision de l'Office sur la Phase 1. À la lumière des modifications apportées à ces méthodes d'établissement des excédents, l'Office croit donc qu'il sera approprié de permettre aux parties intéressées de fournir leurs opinions avant de décider du format de la Phase 2. Toutefois, l'Office croît qu'en étudiant les prévisions des approvisionnements, des additions aux réserves et des besoins canadiens et à l'exportation, il conviendrait de procéder au moyen de mémoires écrits, en donnant aux parties l'occasion de commenter les mémoires des autres.

4.6.2 Lignes directrices régissant les mémoires pour la Phase 2

L'annexe III de l'ordonnance d'audience GH-2-85 comprenait des lignes directrices pour les mémoires présentés lors de la Phase 2. Lors de la diffusion de cette ordonnance d'audience, l'Office invitait les parties intéressées à présenter des commentaires sur ces lignes directrices. Plusieurs parties ont indiqué qu'elles aimeraient faire des commentaires additionnels après la publication du rapport de l'Office sur la Phase 1.

L'Office, dans une lettre en date du 11 octobre 1985, indiquait qu'il diffuserait des lignes directrices révisées pour la Phase 2 afin d'obtenir les commentaires après la conclusion de la Phase 1. Ces lignes directrices seront diffusées au besoin.

Chapitre 5
Disposition

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision et notre décision relative à la Phase 1 de l'audience générale sur les exportations de gaz, 1985.

W.A. Scotland
Membre président

W.G. Stewart
Membre

A.B. Gilmour
Membre

Ottawa (Ontario)
Avril 1986

Annexe 1

Dossier n^{o} 1539-7
Le 1er août 1985

À: Détenteurs des licences d'exportation de gaz, gouvernements, associations et autres parties intéressées, énumérés à l'annexe 1 de l'ordonnance d'audience GH-2-85

Objet: Audience générale sur les exportations de gaz, 1985

Messieurs,

Le 30 mai 1985, l'Office a envoyé une lettre (dont la copie constitue l'annexe II de l'ordonnance d'audience ci-jointe) aux détenteurs de licences d'exportation de gaz, aux gouvernements, aux associations et aux autres parties intéressées. Cette lettre demandait leurs commentaires pour le 30 juin 1985 quant au calendrier, au format et au contenu d'une audience proposée pour revoir les procédures utilisées par l'Office pour déterminer la quantité de gaz naturel excédentaire aux besoins canadiens raisonnablement prévisibles, donc disponibles à l'exportation, et aussi pour étudier les requêtes prévues d'exportation de gaz.

L'Office remercie tous ceux qui ont répondu. Des exemplaires de toutes les réponses ont été envoyés à chaque répondant avec une lettre de couverture en date du 15 juillet 1985.

L'Office, ayant étudié les réponses, a maintenant décidé de se servir d'une méthode par phases, semblable à celle de l'audience générale tenue en 1982.

La phase 1 (la phase relative aux procédures d'établissement des excédents) de l'audience publique commencera le lundi 18 novembre 1985 à la salle de bal de l'Holiday Inn du Centre-ville, 708, 8^{e} Avenue, sud-ouest, à Calgary (Alberta) à 9 h 30. L'audience se poursuivra dans la salle d'audience de l'Office, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) le lundi 2 décembre 1985 à 13h.

Au cours de la phase 1, l'Office étudiera les procédures qu'il utilise pour déterminer les excédents de gaz naturel disponibles à l'exportation. L'Office étudiera l'à-propos des procédures existantes et des modifications éventuelles à ces procédures. La liste détaillée de certaines questions spécifiques que l'Office s'attend étudier est incluse à l'ordonnance d'audience ci-jointe.

Les parties intéressées doivent remarquer que certaines questions ne seront pas étudiées au cours de cette audience. Il s'agit principalement de sujets conséquents à l'audience générale sur les exportations de gaz, 1982:

i) les exportations de gaz naturel liquéfié faites par la Corporation GNL du Canada au Japon, pour lesquelles la licence GL-76 a été accordée en 1983 et à propos desquelles une audience est en cours sur une requête en vue d'obtenir un certificat de construction et d'exploitation des installations connexes;

ii) les requêtes en vue de modifications aux licences d'exportations délivrées en 1983 qui demandent une prolongation de la durée des licences, mais aucune modification aux volumes totaux faisant déjà l'objet de licences et pour lesquelles une audience distincte sera tenue à compter du 18 septembre 1985;

iii) les requêtes en vue d'obtenir des certificats pour des installations de transport du gaz de l'Alberta vers le nord-est des États-Unis pour lesquelles des licences d'exportation ont été accordées en 1983 et pour lesquelles une audience distincte sera tenue; et

iv) des questions relatives aux clauses dites de "temporarisation" contenues dans quelques licences délivrées en 1983. Il existe une procédure distincte pour traiter de ces questions. Ces licences prendront fin le 31 janvier 1986 si les modalités des clauses de temporarisation ne sont pas remplies. Si ces licences prenaient fin, le gaz qui a été réservé pour ces dernières, deviendrait partie de tout excédent disponible pour les nouvelles licences.

Les parties intéressées doivent également remarquer que l'Office est porté à étudier au cours d'une instance distincte de l'audience générale, les requêtes pour l'obtention de licences d'exportation du gaz naturel de la région de l'île de Sable en rapport au projet de gaz Venture. L'Office a fait parvenir une lettre, (dont copie est annexée à titre d'annexe V à l'ordonnance d'audience ci-jointe) demandant s'il y a des objections à cette procédure; il prendra sa décision à cet égard à une date ultérieure.

L'Office publiera un rapport à la fin de la phase 1 donnant ses conclusions sur les procédures d'établissement des excédents.

L'Office indiquera à une date ultérieure le contenu, le format et la date des phases subséquentes.

Afin que les parties intéressées puissent être en mesure de commencer à préparer leur mémoire sur l'offre et la demande de gaz naturel pour la phase 2, le protocole d'instruction sur les mémoires (annexe III de l'ordonnance d'audience ci-jointe) comprend des lignes directrices pour la phase 2. Ces mémoires seront vraisemblablement requis au printemps de 1986. L'Office diffusera d'autres instructions en ce qui concerne les mémoires pour la phase 2, une fois la phase 1 terminée, le cas échéant. Les parties intéressées voudront bien présenter leurs commentaires sur les lignes directrices relatives à la phase 2, au plus tard le 16 septembre 1985.

Veuillez agréer l'assurance des mes meilleurs sentiments.

Le Secrétaire,

G.Yorke Slader

Pièce jointe: Ordonnance d'audience GH-2-85

Dossier n^{o} 1539-7
Date: le 1er août 1985

ORDONNANCE D'AUDIENCE GH-2-85
INSTRUCTIONS SUR LA MÉTHODE À SUIVRE

Audience générale sur les exportations de gaz, 1985

L'Office national de l'énergie a décidé de tenir une audience générale sur les exportations de gaz, répartie en phases, en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie et de ses règlements d'application. Au cours de la première phase, l'Office examinera les procédures qu'il utilise pour établir des excédents de gaz naturel disponibles à l'exportation.

1. La première phase de l'audience s'appellera phase 1 - Phase relative aux procédures d'établissement des excédents.

2. Une copie de la lettre de l'Office en date du 30 mai 1985 et de l'annexe à cette dernière, établissant les données générales à cet égard, constitue l'annexe II de la présente.

3. Un exemplaire de tous les documents relatifs à cette question pourra être examiné à la bibliothèque de l'Office, pièce 962, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) et au bureau de l'Office à Calgary (Alberta), 4500, 16^{e} avenue Nord-Ouest.

4. Les mémoires des parties intéressées à la phase 1 doivent être déposés auprès du Secrétaire au plus tard le 21 octobre 1985 et signifiées à toutes les autres parties dès que possible. Le protocole d'instruction relatif aux mémoires constitue l'annexe III. Les mémoires doivent comprendre une déclaration établissant si une partie désire être entendue:

   (i) à Calgary ou à Ottawa, et
   (ii) en anglais ou en français.

5. Le Secrétaire diffusera une liste des parties intéressées à la phase 1, peu après le 21 octobre 1985.

6. Les mémoires écrits des parties intéressées qui ont déposé des mémoires au cours de la phase 1 en vertu du paragraphe 4, doivent être déposés auprès du Secrétaire au plus tard le 4 novembre 1985 et signifiés auprès de toutes les autres parties, dès que possible.

7. L'audience publique tenue à l'égard de la phase 1 doit commencer à la salle de bal de l'Holiday Inn du Centre-ville, 708, 8^{e} Avenue sud-ouest, Calgary (Alberta) le lundi 18 novembre 1985 à 9 h 30 et continuer à la salle d'audience de l'Office, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) le lundi 2 décembre 1985 à 13 h.

8. L'Office national de l'énergie publiera un avis d'audience publique (annexe IV ci-jointe) dans les publications suivantes:

Publications	**Ville**
"Times Colonist"	Victoria (Colombie-Britannique)
"Sun", "Vancouver Province", & "Le Soleil de Colombie"	Vancouver (Colombie-Britannique)
"Herald"	Calgary (Alberta)

"Journal" & "Le Franco-Albertain"	Edmonton (Alberta)
"Leader-Post" et "Journal l'eau-vive"	Regina (Saskatchewan)
"Winnipeg Free Press"	Winnipeg (Manitoba)
"La Liberté"	Saint-Boniface (Manitoba)
"The Globe and Mail", "Star", "Financial Times of Canada" & "The Financial Post"	Toronto (Ontario)
"Le Citizen" & "Le Droit"	Ottawa (Ontario)
"The Gazette", "Le Devoir" & "La Presse"	Montréal (Québec)
"Le Soleil" & "Journal de Québec"	Québec (Québec)
"The Daily Gleaner"	Frédéricton (Nouveau-Brunswick)
"Telegraph Journal"	Saint John (Nouveau-Brunswick)
"Times-Transcript" & "Le Matin"	Moncton (Nouveau-Brunswick)
"The Chronicle Herald" & "Mail Star"	Halifax (Nouvelle-Écosse)
"Telegram"	St. John (Terre-Neuve)
"Guardian"	Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard)
"Whitehorse Star"	Whitehorse (Yukon)
"News/North"	Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest)
Gazette du Canada	Ottawa (Ontario)

9. Au cours de la phase 1 de l'audience, les parties ntéressées devraient tenir compte des directives contenues dans la lettre de l'Office du 30 mai 1985 et de l'annexe à cette dernière et elles doivent être prêtes à traiter au moins des questions suivantes:

   a) L'à-propos des méthodes existantes, la formule des réserves et l'établissement de la capacité de livraison, compte tenu de la modification des circonstances;

   b) Est-ce que les méthodes complémentaires de protection ou autres, par exemple l'usage d'analyse des coûts/avantages, à la fois pour le calcul des excédents et la répartition des excédents entre les requérantes ou des mesures prévoyant que la protection canadienne provienne de contrats d'achats canadiens à long terme au niveau du distributeur, servirait au mieux l'intérêt public au Canada?;

   c) L'importance qu'il faut donner aux coûts et l'aspect adéquat de la sécurité des approvisionnements; par exemple est-ce que les procédures d'établissement des excédents devraient tenir compte de tout échange entre la protection des besoins nationaux et les avantages de l'exportation du gaz et, dans l'affirmative, de quelle façon?;

d) Les excédents devraient-ils être calculés à l'échelle nationale ou à l'échelle des régions?;

e) le traitement à accorder aux réserves de gaz des zones pionnières:

(i) dans les zones pionnières situées au nord du 60e de latitude
(ii) au large de la côte est;[1]

f) la considération à accorder aux additions aux réserves;

g) quelle serait la part accordée aux procédures d'établissement des excédents en vue des besoins canadiens raisonnablement prévisibles, notamment le rôle des modifications au prix du gaz naturel pour harmoniser l'offre et la demande;

h) la part qu'il faut faire dans les procédures d'établissement des excédents de l'Office pour les licences existantes d'exportation de gaz;

i) l'effet de toute révision proposée aux procédures d'établissement des excédents sur l'emphase relative mise sur l'exploration en vue de découvrir de nouvelles réserves et l'exploitation des réserves existantes pour augmenter la capacité productive;

j) l'à-propos des limites existantes au volume de gaz naturel, dont l'exportation peut être autorisée en vertu d'ordonnances à court terme;

k) d'autres questions relatives à la phase 1 mentionnées à l'annexe III: Lignes directrices régissant les mémoires; et

l) toute autre question pertinente soulevée par les parties.

Au cours de la phase 1, l'Office tiendra compte des avis des parties sur d'autres façons de tenir l'audience sur la phase 2. Les répondants à la lettre de l'Office du 30 mai 1985 ont suggéré les choix suivants:

i) une audience publique complète,

ii) des mémoires écrits et l'occasion de présenter par écrit des commentaires sur les mémoires des autres parties, ou

iii) des rencontres non officielles et individuelles pour discuter des mémoires, en plus de (ii) ci-dessus.

Les commentaires relatifs aux lignes directrices pour la phase 2 à l'annexe III doivent être déposés auprès du Secrétaire au plus tard le 16 septembre 1985.

10. Une audience publique à l'égard de toutes autres phases ultérieures doit commencer à une date et à un endroit qui seront annoncés par l'Office.

11. Lorsque les présentes directives en matière de procédure ordonnent aux parties de déposer ou de signifier des documents auprès des autres parties, les grandes lignes suivantes s'appliquent:

---

[1] L'0ffice, dans une lettre en date du 29 juillet 1985 (la copie ci-jointe constitue l'annexe V), a indiqué qu'il serait enclin à étudier le projet de gaz Venture au cours d'une instance distincte de l'audience générale, à moins d'objections.

i) dans le cas des documents devant être déposés auprès de l'Office, fournir 30 exemplaires; et

ii) dans le cas des documents devant être signifiés auprès d'autres parties qui présentent des documents, fournir 1 exemplaire.

12. Les procédures à suivre au cours de cette instance doivent, sauf avis contraire de l'Office, être régies par l'ébauche des Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ en date du 18 février 1985.

Le Secrétaire,

G.Yorke Slader

Annexe I	-	Liste des destinataires
Annexe II	-	Lettre de l'Office en date du 30 mai 1985
Annexe III	-	Lignes directrices en matière de présentation
Annexe IV	-	Avis d'audience publique
Annexe V	-	Lettre de l'Office en date du 29 juillet 1985 concernant le projet de gaz Venture.

Annexe I à l'ordonnance d'audience GH-2-85 (Audience générale sur les exportations de gaz, 1985)

Liste des destinataires

Détenteurs de licence

Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
Corporation GNL du Canada
Canadian-Montana Pipe Line Company
Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Consolidated Natural Gas Limited
Dome Petroleum Limited
ICG Transmission Holdings Ltd.
KannGaz Producers Ltd.
Niagara Gas Transmission Limited
Pan-Alberta Gas Ltd.
ProGas Limited
Sulpetro Limited
TransCanada PipeLines Limited
Transcontinental Gas Pipe Line Corporation
Union Gas Limited
Westcoast Transmission Company Limited

Gouvernements

Province de la Colombie-Britannique
    Procureur général
    Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Province of Alberta
    Procureur général
    Énergie et ressources naturelles, Alberta
    Alberta Energy Resources Conservation Board
Province de la Saskatchewan
    Procureur général
    Ministre de l'Énergie et des Mines
Province du Manitoba
    Procureur général
    Ministre de l'Énergie et des Mines
Province de l'Ontario
    Procureur général
    Ministre de l'Énergie
Province de Québec
    Procureur général du Québec
    Ministère de l'Énergie et des Ressources

Province du Nouveau-Brunswick
    Procureur général
    Ministre des Ressources naturelles
    Secrétariat à l'Énergie
Province de la Nouvelle-Écosse
    Procureur général
    Ministre des Mines et de l'Énergie
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador
    Procureur général
    Ministre des Mines et de l'Énergie
Province de Île-du-Prince-Édouard
    Procureur général
    Énergie et Foresterie
Territoires du Nord-ouest
    Ministère de la Justice et des Services publics
    Secrétariat à l'Énergie, aux Mines et aux Ressources
Yukon
    Ministère de la Justice

Associations

Association canadienne du gaz
Association pétrolière canadienne
Association des consommateurs du Canada
Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Association des usagers industriels du gaz

Autres parties intéressées

Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée
Anderson Exploration Ltd
Bralorne Resources Limited
British Columbia Petroleum Corporation
British Columbia Hydro and Power Authority
B.P. Canada Inc.
B.P. Exploration Canada Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Superior Oil Ltd.
Canadian Western Natural Gas Company Limited
Canterra Enrgy Ltd.
Chevron Canada Ltd.
Chevron Standard Ltd.
Cigas Products
Cominco
Czar Resources Ltd.
Dome Petroleum Ltd.
Esso Resources Canada limited
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
Gaz Inter-Cité Québec Inc.
Gaz Métropolitain, inc.
Gulf Canada Limited

Gulf Canada Resources, Inc.
Home Oil Company Limited
Husky Oil Operations, Limited
La compagnie pétrolière Impériale Limitée
Inland Natural Gas Co. Ltd.
Inter-City Gas Corporation
Mobil Oil Canada, Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
Norcen Energy Resources Limited
Northridge Petroleum Marketing Inc.
Northern and Central Gas Corporation Limited
Northern Border Pipeline Company
NOVA, AN ALBERTA CORPORATION
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited
Ocelot Industries Ltd.
Ontario Mining Association
PacGas Limited
PanArctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
Petro-Canada Inc.
PetroGas Processing Ltd.
Petromont Inc.
Petrosar
Polar Gas Project
Sable Gas Systems
Saskatchewan Power Corporation
Shell Canada Limited
Shell Canada Resources Ltd.
Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP)
Soloway, Wright, Houston, Greenberg, O'Grady, Morin
(au nom de Tennessee Gas Pipeline Company et de MidWestern Gas Transmission Company)
Stone Petroleums Ltd.
Suncor, Incorporated
Texaco Canada Resources Ltd.
The Consumers' Gas Company Ltd.
Turbo Resources Limited
Ultramar Canada, Incorporated
Union Carbide Canada Limited
Vector Energy Systems Ltd.

Annexe Il à l'ordonnance d'audience GH-2-85
(Audience générale sur les exportations de gaz, 1985)

Dossier n^{o}:1539-7
le 30 mai 1985

À: Détenteurs de licences d'exportation de gaz, gouvernements, associations et autres parties intéressées énumérées sur la liste ci-jointe.

Objet: Procédures de délivrance de licences d'exportation de gaz naturel

Messieurs,

L'Office national de l'énergie a revu ses procédures de délivrance de licences d'exportation de gaz naturel en 1982 lors de la Phase 1 - Phase d'examen, de l'audience générale sur les exportations de gaz 1982. Le rapport publié par l'Office en mai 1982 sur cet examen constituait le fondement de l'établissement subséquent des excédents et de leur répartition parmi les requérantes; établissement et répartition étaient exposés dans les Motifs de décision de l'Office de janvier 1983.

Depuis 1982, les circonstances ont changé. De plus, l'Office sait que certaines requêtes d'exportation de gaz, dont certaines dans les zones frontalières, seront vraisemblablement déposées bientôt. L'Office est d'avis que le moment est venu d'effectuer un autre examen de ses procédures d'établissement des excédents en prélude nécessaire à l'étude de ces requêtes.

La présente a pour but de solliciter les avis des destinataires sur la meilleure façon d'effectuer l'examen des procédures d'établissement des excédents et l'étude des requêtes mentionnées ci-dessus pour l'exportation du gaz.

L'Office croit que la méthode par phases utilisée lors de l'audience générale sur les exportations de gaz de 1982 pourrait se prêter au prochain examen. L'Office aimerait recevoir les avis des destinataires sur la division suivante de l'étude de la question.

Phase	**Question**
1	Procédures d'établissement des excédents
2	Excédents
3	Répartition des excédents
4	Certificats relatifs aux installations d'exportation

La Phase 1 traiterait des procédures utilisées par l'Office pour l'établissement des excédents. Elle donnerait l'occasion d'étudier là-propos des procédures existantes et des changements éventuels à ces dernières. En ce qui concerne la demande, la Phase 1 traiterait des déductions requises pour raisonnablement prévoir les besoins au Canada et des licences existantes d'exportation. En ce qui concerne l'offre, l'étude porterait sur le traitement à accorder aux réserves de gaz des régions pionnières et le besoin d'établir les excédents selon les régions. L'Office publierait un rapport à la fin de la Phase 1 exposant ses conclusions sur les procédures d'établissement des excédents.

La Phase 2 servirait à déterminer la quantité, le cas échéant, des excédents disponibles à l'exportation, à partir des procédures établies dans les conclusions de l'Office en vertu de la Phase 1 et des preuves déposées à propos de l'offre et de la demande de gaz.

La Phase 3 permettrait de traiter de la répartition de tout excédent entre des requérantes concurrentes. À cet égard, l'Office s'attend à examiner des requêtes de modifications et de prorogations des licences existantes et des requêtes en vue de nouvelles licences d'exportation de gaz à partir de zones traditionnelles de production et des zones pionnières.

La Phase 4 serait consacrée à l'étude de requêtes relatives à toutes les nouvelles installations de gazoducs requises pour effectuer les exportations faisant l'objet de licences, en résultat de la Phase 3.

L'Office est d'avis que, dans les cas où il faut avoir recours à une capacité de gazoduc accrue, la révision des règlements pour les projets d'exportation au niveau fédéral, provincial ou des états, au Canada et aux États-Unis, de même que pour la construction d'installations de gazoducs durerait au moins trois ans. Cela signifie que, même si l'Office devait commencer son étude des nouvelles exportations de gaz cet automne, il est très peu probable que tout excédent de gaz ne circule dans les nouveaux gazoducs avant la fin de 1988.

Étant donné cet échéancier, l'Office aimerait recevoir, au plus tard le 30 juin 1985, vos commentaires sur la méthode d'examen des procédures de délivrance des licences d'exportation de gaz et des requêtes d'exportation établies dans la présente. Si vous croyez qu'une autre méthode pourrait être étudiée, veuillez l'exposer et en donner la raison d'être. L'Office souhaite aussi connaître votre avis sur la possibilité de commencer la Phase 1 d'une audience pour revoir les procédures d'établissement des excédents à l'automne 1985, c'est-à-dire en septembre ou octobre 1985.

Une annexe à la présente énumère les sujets, préoccupations et questions que l'Office souhaite voir étudiés au cours d'une révision des procédures d'établissement des excédents. L'Office souhaite recevoir les avis des destinataires comme partie intégrante de leur réponse à cette lettre, peu importe que ces questions ou d'autres soient étudiées au cours de la Phase 1 de l'audience.

En guise de corrollaire et aux fins de clarification, l'Office tient à aviser les destinataires que certaines questions ne seront pas incluses à la révision mentionnée ci-dessus. Ces questions portent principalement sur des sujets résultant de l'audience générale sur les exportations de gaz naturel 1982, soit:

i) L'exportation de GNL du Canada au Japon, pour laquelle une licence a été délivrée en 1983 et au sujet de laquelle une audience est en cours en vue de l'obtention d'un certificat relatif à des installations;

ii) L'exportation de l'Alberta Gas à la Northeast, pour laquelle des licences ont été accordées en 1983 et pour lesquelles des requêtes ont été reçues en vue de certificats relatifs à des installations; et

iii) Les clauses de temporarisation délivrées en 1983. La procédure distincte pour traiter des clauses de temporarisation qui feraient expirer les licences le 31 janvier 1986, si les conditions n'en ont pas été remplies. Si les licences viennent à expiration, le gaz prévu pour ces dernières ferait alors partie de tout excédent disponible pour de nouvelles licences.

Veuillez agréer l'assurance de mes meilleurs sentiments,

Le Secrétaire,
G.Yorke Slader
Pièces jointes:
Annexe
Liste de destinataires

ANNEXE À LA LETTRE DE L'OFFICE EN DATE DU 30 MAI 1985 SUR LES PROCÉDURES DE DÉLIVRANCE DE LICENCES POUR LES EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL

QUESTIONS CONNEXES AUX PROCÉDURES D'ÉTABLISSEMENT DES EXCÉDENTS DE GAZ NATUREL

La présente annexe expose un certain nombre de sujets que les parties intéressées voudront peut-être étudier lors de l'audience (Phase 1) sur le gaz naturel qui évaluerait la méthode d'établissement des excédents. La liste des sujets ne prétend pas être exhaustive et l'Office n'a pas déterminé non plus que les présents sujets seraient nécessairement étudiés. L'Office cherche plutôt à obtenir des opinions quant à la nature des sujets qui pourront être étudiés au cours d'une audience qu'il pourra décider de tenir.

L'article 83 de la Loi sur l'Office national de l'énergie exige que l'Office détermine la quantité de gaz naturel excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada. Lors de l'étude des questions relatives aux essais d'établissement des excédents de l'Office, il est pertinent de remarquer que, ce faisant, l'Office s'est servi, depuis le début de son existence, d'une formule des réserves. Au cours des années 1970, il est devenu de plus en plus évident que les considérations de possibilité de livraison étaient également pertinentes et elles furent alors incorporés aux procédures d'établissement des excédents en 1979.[1]

Les essais relatifs aux excédents actuels ont été formulés en résultat de la Phase 1 de l'audience générale sur l'exportation du gaz, 1982. Le rapport de mai 1982 établit ce qui suit:

"Conclusions de l'Office sur les méthodes de détermination des excédents

Après avoir examiné la preuve présentée, l'Office a décidé de modifier ses méthodes de détermination des excédents, et ce faisant, il répète sa conviction selon laquelle sa détermination des excédents doit continuer de tenir compte à la fois des réserves et des aspects de la possibilité de livraison de l'excédent. Les modifications se présentent ainsi qu'il suit:

Formule des réserves

L'Office modifiera son essai sur les réserves actuelles qui sera nommé dorénavant formule des réserves. L'Office continuera de comparer la base des réserves établies à 25 fois la demande canadienne de l'année courante (25A1) mais pour tenir compte des exportations faites en vertu des licences existantes, l'Office mettra de côté les quantités maximales exportables en vertu des modalités des licences existantes. Auparavant les quantités restantes dans les licences avaient été utilisées qu'elles soient exportables ou non. La formule des réserves sera le moyen de détermination de la quantité maximale de l'excédent disponible pour l'exportation...

Évaluation de la possibilité de livraison

L'Office fera une évaluation en comparant ses meilleures estimations des futures offres et demandes plutôt que d'appliquer les deux essais utilisés auparavant. Les renseignements de l'offre et de la demande devant être utilisés dans cette nouvelle évaluation de la possibilité de livraison comprendront ce qui suit:

---

[1] Besoins de l'offre et de la demande de gaz naturel canadien, février 1979

- possibilité de livraison à partir des réserves établies
- possibilité de livraison à partir des réserves établies, plus les futurs suppléments des réserves,
- besoins canadiens prévus, et
- exportations estimées en vertu des licences existantes."

Jusqu'à maintenant, l'analyse des coûts-avantages n'a pas servi à l'établissement des excédents. Au cours des audiences de 1979 et de 1982, l'Office, toutefois, a évalué les avantages nets potentiels pour le Canada de sa répartition des exportations, notamment les répercussions pour le Canada de devoir utiliser plus tôt du gaz plus dispendieux en raison de l'augmentation des exportations. L'analyse des coûts-avantages a aussi servi à la répartition des excédents entre des requêtes concurrentes.

L'Office a toujours utilisé une méthode souple pour la détermination des excédents et il a modifié ses procédures pour traduire les conditions changeantes de l'industrie du gaz.

L'Office n'ignore pas les inquiétudes soulevées par les répercussions que pourraient avoir ses essais actuels sur les prix canadiens, si une politique nationale d'établissement du prix tenant plus compte du marché était établie. Ce genre de politique est en ce moment en cours de négociation.

Bien que l'Office, actuellement n'ait pas d'idées finales sur ces questions, il semble en exister un certain nombre que les parties intéressées pourraient étudier, soit:

i) Dans un système d'établissement du prix canadien sensible aux forces du marché, comme le prévoit l'Accord de l'Ouest, le prix du gaz naturel au Canada pourra avoir tendance à être plus bas à mesure que sera grande la protection des besoins canadiens offerte par les essais en matière d'excédents. Compte tenu de ce rapport entre ces derniers essais et des prix nationaux sensibles aux forces du marché, les essais actuels en matière d'excédents sont-ils appropriés?

ii) De quelle façon devrait-on tenir compte des besoins raisonnablement prévisibles du Canada en matière de gaz?

iii) Existe-t-il un besoin constant d'essais en matière de réserves et, dans l'affirmative, quels critères devrait-on utiliser? Dans l'évaluation de la désirabilité et de la nature éventuelle d'un essai en matière de réserve, les répondants voudront peut-être se souvenir d'un certain nombre de considérations:

   - Depuis plusieurs années, l'essai sur les réserves de l'Office exige que 25 fois la demande nationale existante plus les exportations restantes déjà autorisées proviennent des réserves établies avant que de nouvelles exportations ne soient permises. Le multiplicateur de 25 se rapportait à la durée de licences d'exportation délivrées au cours des premières années d'existence de l'Office, car il était nécessaire que la durée des licences soit longue afin de financer les nouvelles installations. Cela avait pour but de maintenir, pour les marchés nationaux une certaine sécurité d'approvisionnment au moins égale à celle que fournissent les marchés d'exportation.

   - La formule des réserves actuelles ne tient pas compte des tendances de la découverte de gaz ou des exigences de gaz au Canada.

   - On considérait qu'un essai de réserves et qu'une évaluation des possibilités de livraison étaient complémentaires afin d'établir un équilibre approprié entre la découverte de nouvelles réserves et l'amélioration des possibilités de livraison.

iv) Existe-t-il un besoin constant d'une évaluation des possibilités de livraison et, le cas échéant, comment serait-elle structurée?

- Un profil de l'offre et de la demande a l'avantage de montrer les quantités de gaz naturel qui devraient être physiquement disponibles pour les canadiens et que ceux-ci devraient exiger en l'absence d'autres exportations autorisées et à la lumière de conditions éventuelles de l'économie et de la géologie.
- L'évaluation des possibilités de livraison utilisée par l'Office suggère que dans l'avenir, la demande intérieure dépassera l'offre. Une politique d'établissement du prix sensible au marché permettrait toutefois un ajustement de l'offre et de la demande grâce au mécanisme d'établissement du prix. Une politique d'établissement du prix sensible au marché au Canada toucherait-elle la nature d'une évaluation des possibilités de livraison?

v) L'Office devrait-il tenir compte des réserves des régions pionnières dans ses procédures d'établissement des excédents en ce moment et, le cas échéant, ces réserves devraient-elles être incluses dans une détermination régionale ou pancanadienne des excédents?

vi) En 1983, il a été établi, à l'aide d'une méthode de coûts-avantages (mentionnée dans le rapport général 1983), que les exportations de gaz pour lesquelles l'Office avait délivré une licence à ce moment-là produiraient des avantages économiques nets pour le Canada. Cela peut vouloir dire que des bénéfices n'ont peut-être pas été réalisés en raison de contrôles à l'exportation.

De plus grands volumes n'ont pas fait l'objet de licences d'exportation en raison des incertitudes quant aux perspectives d'avenir. Implicitement, ces bénéfices non réalisés représentent la prime payée par les Canadiens pour assurer la sécurité de l'approvisionnement aux consommateurs canadiens. Les procédures existantes suivies par l'Office dans l'établissement des excédents à l'exportation ne traitent pas explicitement de l'échange entre l'augmentation des volumes d'exportation et la réduction de la sécurité des approvisionnements. En vue de la modification des circonstances et du rôle de plus en plus important joué par le prix dans l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel, de quelle façon l'Office devrait-il évaluer le coût et l'à-propos de la sécurité de l'approvisionnement?

L'Office reconnaît que, en grande partie, les aspects physiques des excédents ont été étudiés dans le passé. Il se demande maintenant si les futurs prix et coûts de l'approvisionnement devraient faire l'objet d'une étude plus explicite au cours de la prochaine audience.

L'Office aimerait connaître les opinions des destinataires comme partie intégrante de leur réponse à la lettre de l'Office, quant à savoir si ces sujets-ci, ou d'autres, devraient être étudiés au cours de l'audience proposée.

Procédures de délivrance de licences d'exportation de gaz naturel

À tous les destinataires de la lettre de l'Office en date du 30 mai 1985

Détenteurs de licence

Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
Corporation GNL du Canada
Canadian-Montana Pipe Line Company

Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Consolidated Natural Gas Limited
Dome Petroleum Limited
ICG Transmission Holdings Ltd.
KannGaz Producers Ltd.
Niagara Gas Transmission Limited
Pan-Alberta Gas Ltd.
ProGas Limited
Sulpetro Limited
TransCanada PipeLines Limited
Transcontinental Gas Pipe Line Corporation
Union Gas Limited
Westcoast Transmission Company Limited

Gouvernements

Province de la Colombie-Britannique
- Procureur général
- Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières

Province de l'Alberta
- Procureur général
- Énergie et ressources naturelles, Alberta
- Alberta Energy Resources Conservation Board

Province de la Saskatchewan
- Procureur général
- Ministre de l'Énergie et des Mines

Province du Manitoba
- Procureur général
- Ministre de l'Énergie et des Mines

Province de l'Ontario
- Procureur général
- Ministre de l'Énergie

Province de Québec
- Procureur général du Québec
- Ministère de l'Énergie et des Ressources

Province du Nouveau-Brunswick
- Procureur général
- Ministre des Ressources naturelles
- Secrétariat à l'Énergie

Province de la Nouvelle-Écosse
- Procureur général
- Ministre des Mines et de l'Énergie

Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador
- Procureur général
- Ministre des Mines et de l'Énergie

Province de l'Île-du-Prince-Édouard
- Procureur général
- Énergie et des Ressources mineraux

Territoires du Nord-ouest
- Ministère de la Justice et des Services publics
- Secrétariat à l'Énergie, aux Mines et aux Ressources

Yukon
    Ministère de la Justice

Associations

Association canadienne du gaz
Association pétrolière canadienne
Association des consommateurs du Canada
Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Association des usagers industriels du gaz

Autres parties intéressées

Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée
Anderson Exploration Ltd
Bralorne Resources Limited
British Columbia Petroleum Corporation
British Columbia Hydro and Power Authority
B.P. Canada Inc.
B.P. Exploration Canada Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Superior Oil Ltd.
Canadian Western Natural Gas Company Limited
Canterra Enrgy Ltd.
Chevron Canada Ltd.
Chevron Standard Ltd.
Cigas Products
Czar Resources Ltd.
Esso Resources Canada limited
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
Gaz Inter-Cité Québec Inc.
Gaz Métropolitain, inc.
Gulf Canada Limited
Gulf Canada Resources, Inc.
Home Oil Company Limited
Husky Oil Operations, Limited
La compagnie pétrolière Impériale Limitée
Inland Natural Gas Co. Ltd.
Inter-City Gas Corporation
Mobil Oil Canada, Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
Norcen Energy Resources Limited
Northridge Petroleum Marketing Inc.
Northern and Central Gas Corporation Limited
Northern Border Pipeline Company
NOVA, AN ALBERTA CORPORATION
Ocelot Industries Ltd.
Ontario Mining Association
PacGas Limited
PanArctic Oils Ltd.

PanCanadian Petroleum Limited
Petro-Canada Inc.
PetroGas Processing Ltd.
Petromont Inc.
Petrosar
Polar Gas Project
Saskatchewan Power Corporation
Shell Canada Limited
Shell Canada Resources Ltd.
Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP)
Soloway, Wright, Houston, Greenberg, O'Grady, Morin
(au nom de Tennessee Gas Pipeline Company et de MidWestern Gas Transmission Company)
Stone Petroleums Ltd.
Suncor, Incorporated
Texaco Canada Resources Ltd.
The Consumers' Gas Company Ltd.
Turbo Resources Limited
Ultramar Canada, Incorporated
Union Carbide Canada Limited
Vector Energy Systems Ltd.

Annexe III à l'ordonnance d'audience GH-2-85 (Audience générale sur les exportations de gaz, 1985)

Protocole d'instructions pour la présentation de mémoires

L'Office exige que les parties utilisent, le cas échéant, les directives suivantes pour la préparation des mémoires. Tous les mémoires devront avoir leurs unités exprimées en unité SI.

Les parties qui présentent des mémoires peuvent, à titre de référence, incorporer des mémoires ou des parties de mémoires présentées à l'Office.

i) à l'égard de l'étude du personnel de l'Office:

L'énergie au Canada, offre et demande 1983-2005 - Rapport sommaire et rapport technique, septembre 1984 ou

ii) en réponse à la lettre de l'Office du 30 mai 1985 ou

iii) lors d'audiences antérieures.

Toutes les communications, notamment les mémoires, doivent être adressées au secrétaire de l'Office, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0E5, (télex NEB OTT 053-3791). Il est possible d'obtenir des exemplaires des publications de l'Office ou d'autres documents en écrivant au Secrétaire ou en téléphonant au centre de distribution de l'Office à 613 (998-7204). Les demandes de renseignements se font auprès des services d'information de l'Office: (613) 993-6936.

Phase 1 - Phase relative aux procédures d'établissement des excédents

Les parties qui présentent des mémoires doivent expliquer la raison de toute modification proposée aux procédures d'établissement des excédents, tenant compte qu'une procédure d'établissement des excédents doit contenir le plus grand nombre possible des caractéristiques suivantes:

1) Elle doit être facile à comprendre et à appliquer;

2) Elle doit être souple afin de réagir au changement des circonstances;

3) Elle doit accorder une protection constante aux besoins canadiens durant toute période d'exportation;

4) Elle doit tenir compte de la capacité de livraison du gaz et des réserves, de même que des tendances à a découverte au Canada, lors de l'étude de l'offre.

5) Elle doit être compatible avec des prix qui tiennent compte du marché.

On demande aux parties intéressées d'illustrer, si possible de façon numérique, l'effet de toute modification proposée à la procédure de détermination des excédents, par rapport à la poursuite de la procédure existante visant:

i) les excédents
ii) le prix du gaz naturel national, l'offre et la demande, en présumant des prix qui tiennent compte du marché et
iii) la mesure dans laquelle les approvisionnements sont en sécurité et les coûts de celle-ci en terme d'avantages potentiels auxquels devrait renoncer le Canada.

Les parties qui présentent des mémoires, souhaiteront peut-être faire référence, lors de la préparation des exemples illustrant les effets des procédures proposées d'établissement des excédents, à l'étude suivante du personnel de l'Office:

> **L'énergie au Canada offre et demande, 1983-2005**, septembre 1984 (pages 55 à 67 et tableaux de référence du rapport technique.)

Phase 2 - Phase de l'établissement des excédents

Les mémoires relatifs à la phase 2 seront vraisemblablement requis pour le printemps de 1986. L'Office fournit des instructions régissant les mémoires pour la phase 2 maintenant, pour que les parties puissent commencer à préparer leurs mémoires sur l'offre et la demande de gaz naturel à titre de fondement de l'établissement éventuel des excédents. L'Office, le cas échéant, publiera d'autres directives régissant les mémoires pour la phase 2, une fois la phase 1 terminée. On invite les parties intéressées à présenter leurs commentaires à l'Office sur ces instructions au plus tard le 16 septembre 1985.

Nous encourageons les parties intéressées à fournir des projections de l'hypothèse de base de l'offre et de la demande de gaz naturel commercialisable[1], selon les détails ci-dessous, en supposant qu'aucune modification ne sera apportée aux autorisations existantes d'exportation, pour ce qu'elles considèrent le scénario le plus probable en ce qui a trait aux prix du gaz naturel et de commenter sur les incertitudes ou les risques connexes à leur hypothèse de base. De plus, l'Office demande aux parties qui présentent des mémoires à encadrer leur projection de l'hypothèse de base d'une hypothèse maximale et d'une hypothèse minimale, traduisant une fourchette plausible de variations. On demande aux parties qui déposent des mémoires d'établir toutes les hypothèses pour chacun des scénarios de base, maximal et minimal, y compris:

---

[1] Le gaz commercialisable est le gaz disponible pour la canalisation de transport après l'enlèvement de certaines composantes d'hydrocarbures et autres que des hydrocarbures qui se trouvent dans les volumes bruts produits à partir des réservoirs et une fois qu'on a tenu compte du combustible sur place et d'installation et des pertes.

a) pour les marchés canadiens

i) les hypothèses économiques générales
ii) une politique d'établissement du prix du gaz national,
iii) les prix du gaz et d'autres prix de l'énergie,
iv) les coûts sociaux[2] de l'exploration en vue de trouver du gaz naturel et d'autres types d'énergie, en vue de leur exploitation, dans les zones traditionnelles et pionnières;
v) les niveaux de forage, et
vi) les taux de connection des réserves aux canalisations;

b) pour les marchés des États-Unis

vii) les politiques des États-Unis à l'égard des importations de gaz naturel;
viii) les prix du gaz naturel aux États-Unis,
ix) les prix des exportations de gaz naturel canadien;
x) la durée des excédents de livraison des États-Unis;
xi) la perspective à long terme de la demande de gaz aux États-Unis;
xii) le début prévu des nouvelles exportations vers le nord-est des États-Unis faisant l'objet de licences à la suite de la décision générale de 1983;
xiii) la dépendance des États-unis envers les approvisionnements de gaz autres que le gaz américain ou canadien;
xiv) les quantités de gaz naturel canadien exportées aux États-Unis en vertu des autorisations existantes d'exportation;

c) pour les marchés du Japon

xv) le commencement prévu des exportations de GNL au Japon, faisant l'objet de licences à la suite de la décision de 1983;

xvi) les quantités d'exportation de gaz naturel canadien au Japon en vertu des autorisations existantes d'exportation.

Il est évident que les hypothèses qui sous-tendent les calculs de l'offre et de la demande doivent être logiques.

Dans le cas où serait institué un régime d'établissement des prix nationaux sensibles au marché, les prix du gaz naturel canadien, et, donc, la demande pourront varier selon le niveau des nouvelles exportations. L'Office souhaite également recevoir des commentaires sur la façon dont les prix nationaux du gaz et la demande pourront être touchés, le cas échéant, par les nouvelles autorisations d'exportation ou des estimations à cet égard. Les parties qui représentent des mémoires doivent aussi donner leur évaluation de la façon dont les prix d'exportation du gaz peuvent varier, le cas échéant, selon le niveau des nouvelles exportations.

A. OFFRE DE GAZ NATUREL AU CANADA

---

[2] Les coûts sociaux comprennent seulement les coûts différentiels réels des ressources qui seront engagés dans de nouvelles activités d'exploration et d'exploitation. À ce titre, ces coûts ne comprennent pas le rendement sur les investissements passés considérés irrécupérables. De même, ces coûts n'incluent pas les taxes ou les redevances, qui ne sont pas des coûts du point de vue canadien global, sauf en ce que ces coûts sont inclus au faux d'escompte social. Nous prions les parties intéressées qui déposent des mémoires de se référer au document intitulé "Notes du personnel de l'0ffice sur la prévision du coût social du gaz naturel canadien", décembre 1984, disponible sur demande.

Les mémoires devraient traiter de tous les aspects de l'offre du gaz naturel au Canada, y compris:

- les réserves disponibles en ce moment, c'est-à-dire les réserves établies;
- les additions attendues aux réserves et leur potentiel ultime;
- la capacité de production[1]

les estimations devraient être fournies en exajoules pour:

1. Les réserves

a) des sources traditionnelles

pour chaque province productrice:

i) une estimation des réserves initiales et restantes au 31 décembre 1984;
ii) la liste des additions prévues aux réserves, chaque année de 1985 à 2010; et
iii) une évaluation du potentiel ultime.

De plus, on invite les sociétés productrices à présenter des estimations établies pour des gisements qu'elles exploitent ou dans lesquels elles ont de grands intérêts. Les sociétés de transport et les autres acheteurs de gaz qui disposent des informations requises, doivent fournir des estimations des réserves établies pour les gisements à partir desquels elles ont acheté du gaz à contrat ou a partir desquels elles s'attendent de le faire à l'avenir, de même que les résumés des réserves pour leurs zones respectives d'approvisionnement et, si possible, par province.

L'Office invite les parties à déposer des commentaires sur le degré selon lequel il est possible de relier les gisements non productifs en Alberta à des canalisations, en fonction des conditions économiques actuelles, ou qu'il s'avérera possible de connecter, d'ici l'an 2010. L'Office estime que le nombre de ce type de gisements s'élève à 12,500, et que les réserves estimatives totales en sont de 18 exajoules, dont 80 pour cent se sont vus assignées des réserves de moins de 1 pétajoule.

b) des sources non traditionnelles

Une estimation des sources, de l'emplacement géographique et du potentiel d'approvisionnement en gaz naturel provenant de sources non traditionnelles, y compris le gaz naturel synthétique et le gaz naturel provenant de réservoirs à très faible perméabilité, chaque année de 1985 à 2010, de même que la justification économique des niveaux de prévision de l'offre;

c) des zones pionnières

Des estimations des réserves et des dates prévues du commencement de la production du gaz naturel découvert pour chaque zone pionnière, y compris des avis à l'égard des problèmes et inquiétudes à l'égard du calendrier du projet, des facteurs économiques qui touchent le taux de développement et des occasions du marché;

[1] La capacité de production est définie comme étant le taux estimatif, exprimé selon des conditions normalisées de température et de pression auxquelles le gaz naturel peut être produit à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une zone géographique définie, sans restriction de demande, compte tenu des caractéristiques des réservoirs, de considérations d'ordre économique et des limites contractuelles et réglementaires, de la disponibilité d'installations de collecte, de traitement et de transport et incorporant une allocation pour le temps mort.

On prie les exploitants et les propriétaires d'intérêts majoritaires dans les gisements des zones pionnières de fournir autant d'information que possible sur le sujet, y compris les projections des additions aux réserves, afin d'évaluer de façon réaliste l'approvisionnement futur des zones pionnières.

2. Capacité de production

Des estimations de la capacité productive annuelle en pétajoules, de 1985 à 2010 des réserves de gaz selon les réseaux de transport ou la province.

L'Office préférerait que les parties qui ont accès à la base de données requise utilise une technique de prévision de gisement en gisement. Ces parties doivent exposer la technique utilisée pour prévoir la capacité de production et déclarer toutes les principales hypothèses qui ont servi aux prévisions, y compris les taux de connection et les profils de production pour les réserves non engagées et les additions aux réserves et les prévisions des réserves reportées. Si possible, l'Office apprécierait recevoir les données fondamentales utilisées dans les prévisions, surtout les données pour les nouveaux gisements, les gisements qui ont été exportés dernièrement et les gisements pour lesquels les données n'ont jamais encore été soumises à l'Office.

On demande également aux parties de fournir leurs calculs des recettes totales des sous-produits annuels connexes (éthane, propanes, butanes, pentanes plus et soufre) ou, de préférence, le flot annuel des volumes et des recettes pour chaque sous-produit.

B. DEMANDE DOMESTIQUE DE GAZ

On encourage les parties à présenter des calculs de la demande de gaz dans le contexte des prévisions totales d'énergie. Les parties qui utiliseront cette méthode doivent fournir une ventilation de la demande énergétique canadienne par type d'énergie, y compris l'énergie renouvelable. Afin de faciliter la comparaison des projections présentées, on demande à toutes les parties d'expliciter leurs hypothèses prévisionnelles de base à l'égard de variables telles que la croissance économique, la croissance démographique, les prix relatifs de divers types d'énergie, les parts du marché et l'expansion des réseaux de transport existants. Lorsque les parties ont présumé l'expansion des réseaux existants de transport ou la construction de nouveaux réseaux, on leur demande de fournir des détails précis sur la pénétration du gaz naturel et sur le remplacement d'autres combustibles dans les marchés desservis par ces nouveaux réseaux ou par les réseaux agrandis.

Toutes les projections de la demande d'énergie devraient être exprimées en pétajoules.

Détails de la demande de gaz naturel

Les parties qui présentent des mémoires doivent, pour l'hypothèse de base et les autres hypothèses, fournir des projections des besoins nationaux en gaz commercialisable par province, pour chaque année de 1985 à 1990 et pour 1995, 2000, 2005, 2010 avec les données réelles pour 1984, selon le format suivant:

a) d'utilisation finale et demande primaire par secteur

Demande d'utilisation finale

1. Résidentiel
2. Commercial;
3. Produits pétrochimiques, y compris 1e combustible et les charges d'alimentation pour les produits pétrochimique de base tels que

l'ammoniaque, le méthanol et l'éthylène de même que le combustible utilisé pour leurs principaux dérivés;

4. D'autres usages industriels, à l'exclusion de la production thermique d'électricité;
5. Transport (GNV);
6. Autres usages non énergétiques;
7. La demande d'utilisation ultime totale qui est la somme des secteurs (I) à (6);

Demande primaire

8. Propre usage et pertes, y compris combustible de transport et de distribution, et pertes;
9. Le gaz naturel servant à la production d'électricité et de vapeur par les services publics et par l'industrie;
10. Le gaz utilisé comme combustible dans les installations de retraitement (chevauchement) de gaz;
11. Retrait de gaz dans les installations de retraitement (chevauchement) de gaz;
12. Ventes nettes qui sont la somme des points (7) et (9) ci-dessus;
13. La demande primaire qui est la somme des points (8), (10) et (12) ci-dessus;
14. La demande nationale qui est la somme des points (11) et (13).

b) Régions géographiques:

1. Maritimes (par province, si possible)
2. Québec
3. Ontario
4. Manitoba
5. Saskatchewan
6. Alberta
7. Colombie-Britannique, Yukon et T.N.-O.
8. Total pour le Canada

c) Par secteur et région comme dans le format matriciel ci-joint.

Quoiqu'on demande aux parties qui présentent des mémoires de fournir des prévisions de la demande de gaz seulement, elles sont priées d'inclure à leurs mémoires des détails sur les prix relatifs de l'énergie, sur la demande totale d'énergie et sur les parts de marché des autres formes d'énergie pour permettre l'évaluation de la demande de gaz naturel dans le contexte des exigences totales d'énergie.

C. EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL AUX TERMES DES LICENCES EXISTANTES

On demande aux parties qui présentent des mémoires de fournir leurs calculs, en pétajoules, à l'égard des exportations de gaz naturel actuellement autorisées, des quantités qu'ils s'attendent exporter au cours de chaque année civile par province d'origine du gaz.

On demande, de plus, aux détenteurs de licences, de fournir une prévision des quantités qu'ils prévoient exporter au cours de chaque année civile en vertu de chacune de leurs licences existantes.

FORMAT MATRICIEL DE PRÉVISION DE LA DEMANDE

Gaz naturel commercialisable

(Pétajoules)

Région

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005	2010
	(Réel)										
Secteur de la demande											
Résidentiel											
Commercial											
Produits pérochimiques											
Autres secteurs industriels											
Transport											
Autres usages non énergétiques											
Utilisation finale totale											
Demande d’énergie primaire											
Usage propre											
Production de chaleur et de vapeur											
Combustible de retraitement											
Retraitement de retrait											
Vente nette											
Demande d’énergie primaire											
Demande nationale d’énergie											

Annexe IV à l'ordonnance d'audience GH-2-85

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
AVIS D'AUDIENCE PUBLIQUE
AUDIENCE GÉNÉRALE SUR LES EXPORTATIONS DE GAZ, 1985

L'Office national de l'énergie tiendra une audience, par phases, aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie et de ses règlements d'application. La première phase de l'audience qui sera tenue afin d'étudier les méthodes utilisées par l'Office pour établir les excédents de gaz naturel disponible à l'exportation, commencera à 9h30 lundi 18 novembre 1985 à la salle de bal de l'Holiday Inn au centre ville, 708 - 8e Avenue s.-o., Calgary (Alberta), et se poursuivra dans la salle d'audience de l'Office 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) le lundi 2 décembre 1985 à 13 h.

Les dates et lieux des phases subséquentes seront annoncés par l'Office à une date ultérieure.

L'audience sera publique et elle sera tenue pour obtenir la preuve et les opinions pertinentes des parties, groupes, organismes et sociétés intéressés.

Toute personne qui souhaite participer à l'audience doit déposer un mémoire écrit auprès du Secrétaire de l'Office et en signifier une copie auprès de chaque participant.

La date limite pour la réception des mémoires écrits est le 21 octobre 1985. Le secrétaire publiera ensuite la liste des participants.

Des informations sur les procédures relatives à cette audience (ordonnance d'audience GH-2-85) sont disponibles en français et en anglais et peuvent être obtenues en écrivant au Secrétaire ou en téléphonant au centre de distribution de l'Office au numéro (613) 998-7204.

G. Yorke Slader
Secrétaire
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5

le 1er août 1985

Annexe V à l'ordonnance d'audience GH-2-85 (Audience générale sur les exportations de gaz, 1985)

No de référence: 1539-7
Le 29 juillet 1985

À: Tous les destinataires de la lettre de l'Office du 30 mai 1985 et à tous ceux qui y ont répondu (voir liste en annexe)

Objet: Requêtes du projet de gaz Venture aux fins d'obtention de licences pour l'exportation de gaz naturel

Messieurs,

L'Office a reçu des requêtes de Mobil Oil Canada, Ltd., Petro-Canada Inc., Texaco Canada Resources Ltd., et Nova Scotia Resources (Ventures) Ltd. datées du 17 juillet 1985 pour l'obtention de licences

afin d'exporter du gaz naturel de la région de l'île de Sable. L'Office a aussi été avisé de ce qu'une requête connexe supplémentaire pour l'obtention d'une licence d'exportation de gaz naturel sera déposée sous peu par Canterra Energy Ltd. qui a récemment acquis le statut de participant au projet en raison de son acquisition des intérêts du plateau continental de la Nouvelle-Écosse qui étaient détenus auparavant par Texas Eastern Exploration of Canada Ltd.

La présente lettre a pour but de déterminer s'il y a opposition à une demande d'audience distincte sur ces requêtes par rapport à l'audience générale proposée pour l'exportation de gaz naturel. Vous vous rappellerez que dans une lettre datée du 30 mai 1985, l'Office a demandé les commentaires sur l'opportunité et la forme d'une audience générale afin de réexaminer les méthodes de délivrance de licences d'exportation de gaz naturel et d'étudier un certain nombre de requêtes prévues pour l'exportation du gaz naturel. Dans cette lettre, on indiquait que l'une des questions à étudier à la phase 1 de l'audience générale serait le traitement à accorder aux réserves de gaz naturel des régions pionnières et le besoin de détermination des excédents par région.

Dans leurs réponses à la lettre de l'Office du 30 mai 1985, les tenants du projet Venture de gaz naturel et les gouvernements du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard avaient tous demandé que le projet Venture de gaz naturel soit étudié au cours d'une instance distincte de l'audience générale sur les exportations de gaz naturel. L'Office est disposé à satisfaire cette demande.

Toute opposition à la tenue d'une audience distincte sur le projet de gaz Venture par rapport à l'audience générale et les motifs de cette opposition devraient nous être délivrés le 12 août 1985 au plus tard.

Veuillez agréer, Messieurs, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Secrétaire

G.Yorke Slader

P.j.

À tous les destinataires de la lettre de l'Office en date du 30 mai 1985

Détenteurs de licence

Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
Corporation GNL du Canada
Canadian-Montana Pipe Line Company
Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Consolidated Natural Gas Limited
Dome Petroleum Limited
ICG Transmission Holdings Ltd.
KannGaz Producers Ltd.
Niagara Gas Transmission Limited
Pan-Alberta Gas Ltd.
ProGas Limited
Sulpetro Limited
TransCanada PipeLines Limited
Transcontinental Gas Pipe Line Corporation

Union Gas Limited
Westcoast Transmission Company Limited

Gouvernements

Province de la Colombie-Britannique
    Procureur général
    Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Province de l'Alberta
    Procureur général
    Énergie et ressources naturelles, Alberta
    Alberta Energy Resources Conservation Board
Province de la Saskatchewan
    Procureur général
    Ministre de l'Énergie et des Mines
Province du Manitoba
    Procureur général
    Ministre de l'Énergie et des Mines
Province de l'Ontario
    Procureur général
    Ministre de l'Énergie
Province de Québec
    Procureur général du Québec
    Ministère de l'Énergie et des Ressources
Province du Nouveau-Brunswick
    Procureur général
    Ministre des Ressources naturelles
    Secrétariat à l'Énergie
Province de la Nouvelle-Écosse
    Procureur général
    Ministre des Mines et de l'Énergie
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador
    Procureur général
    Ministre des Mines et de l'Énergie
Province de l'Île-du-Prince-Édouard
    Procureur général
    Énergie et Foresterie
Territoires du Nord-ouest
    Ministère de la Justice et des Services publics
    Secrétariat à l'Énergie, aux Mines et aux Ressources

Yukon
    Ministère de la Justice

Associations

Association canadienne du gaz
Association pétrolière canadienne
Association des consommateurs du Canada
Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Association des usagers industriels du gaz

Autres parties intéressées

Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée
Anderson Exploration Ltd
Bralorne Resources Limited
British Columbia Petroleum Corporation
British Columbia Hydro and Power Authority
B.P. Canada Inc.
B.P. Exploration Canada Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Superior Oil Ltd.
Canadian Western Natural Gas Company Limited
Canterra Enrgy Ltd.
Chevron Canada Ltd.
Chevron Standard Ltd.
Cigas Products
Cominco
Czar Resources Ltd.
Esso Resources Canada limited
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
Gaz Inter-Cité Québec Inc.
Gaz Métropolitain, inc.
Gulf Canada Limited
Gulf Canada Resources, Inc.
Home Oil Company Limited
Husky Oil Operations, Limited
La compagnie pétrolière Impériale Limitée
Inland Natural Gas Co. Ltd.
Inter-City Gas Corporation
Mobil Oil Canada, Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
Norcen Energy Resources Limited
Northridge Petroleum Marketing Inc.
Northern and Central Gas Corporation Limited
Northern Border Pipeline Company
NOVA, AN ALBERTA CORPORATION
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited
Ocelot Industries Ltd.
Ontario Mining Association
PacGas Limited
PanArctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
Petro-Canada Inc.
PetroGas Processing Ltd.
Petromont Inc.
Petrosar
Polar Gas Project
Sable Gas Systems
Saskatchewan Power Corporation
Shell Canada Limited

Shell Canada Resources Ltd.
Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP)
Soloway, Wright, Houston, Greenberg, O'Grady, Morin
(au nom de Tennessee Gas Pipeline Company et de MidWestern Gas Transmission Company)
Stone Petroleums Ltd.
Suncor, Incorporated
Texaco Canada Resources Ltd.
The Consumers' Gas Company Ltd.
Turbo Resources Limited
Ultramar Canada, Incorporated
Union Carbide Canada Limited
Vector Energy Systems Ltd.

Annexe 2

Comparutions

J.R. Smith, c.r.	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
S.C. Lipton	La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée
D. Hall	BP Resources Canada Limited
D. Austin	British Columbia Hydro and Power Authority
R.E. Wolfe	Canada Geothermal Oil Ltd. et Native Canadian Petroleum Association
D. Simmonds	Canadian-Montana Pipe Line Company
S.R. Reid	Carlyle Energy Ltd.
H.M. Kay S.M. McAllister	Consolidated Natural Gas Limited
L.L. Dolecki K.C. Fowlie	Dome Petroleum
J.B. Ballem, c.r. I. Campbell	Esso Ressources Canada Limitée
J. Hopwood, c.r.	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
R. Meunier	Gaz Métropolitain, inc.
E. Bruton	Gulf Canada Limitée
W.J. Smart	ICG Resources Ltd.
J.D. Brett P.G. Rogers	ICG Utilities (Manitoba) Ltd. et Greater Winnipeg Gas Company
D.M Masuhara	Inland Natural Gas Co. Ltd., Columbia Gas Limited et Fort Nelson Gas Ltd.
T.M. Hughes	KannGaz Producers Ltd.
D.K. Watkiss	Kern River Gas Supply Corporation & Kern River Gas Transmission Company
H. Soloway, c.r. N.J. Schultz E.B. Abbott	Midwestern Gas Transmission Company
F.M. Saville, c.r.	Mobil Oil Canada, Ltd.
J.H. Smellie	Natural Gas Pipeline Company of America

M. Sullivan	
E.R. Elrod	Niagara Interstate Pipeline System
D.G. Davies	Norcen Energy Resources Limited
F. Kelton G. Laidlaw P.F. Scully	Northern and Central Gas Corporation Limited
D.K. Watkiss	Northwest Alaskan Pipeline Company
D.K. Watkiss	Northwest Pipeline Corporation
M. Veniot	Nova Scotia Resources Limited
J. Hopwood, c.r.	La Corporation albertaine NOVA
F.R. Foran	Pan-Alberta Gas Ltd.
E. Decter	Petro-Canada Inc.
D. Gibson	Polar Gas Limited
H.R. Ward N. Boutellier	ProGas Limited
S. Carscallen S. Lockwood	Sulpetro Limited
H. Soloway, c.r. N.J. Schultz E.B. Abbott	Tennessee Gas Pipeline Company, A Division of Tenneco Inc.
W. Muscoby	Texaco Canada Resources Limited
J.E. Weiler	Texas Eastern Transmission Corporation
J.H. Farrell	The Consumers' Gas Company Ltd.
T. Dalgleish M. Brown L. Sloan	TransCanada PipeLines Limited
W.G. Burke-Robertson, c.r.	Transcontinental Gas Pipe Line Corporation
D.Sulman S.Blackman	Union Gas Limited
D.G. Hard, c.r.	Projet de gaz Venture
P.A. Wylie	Vermont Gas Systems, Inc.
J.Lutes S.Taylor	Westcoast Transmission Company Limited

C.K. Yates	Association pétrolière du Canada
K.J. MacDonald C.Baggaley	Association de la protection des consommateurs du Canada
A.S. Hollingworth	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
B.A. Carroll	Association des consommateurs industriels du gaz
D.C. Edie J.Stein, c.r.	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
M.M. Moseley	British Columbia Petroleum Corporation
P.G. Jarman H.Eddy	Province de la Colombie-Britannique (Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières)
N.D. Shende, c.r.	Province du Manitoba, (Ministère de l'Énergie et des Mines)
D.Keefe	Province de la Nouvelle-Écosse (Ministère des Mines et de l'Énergie)
J.M. Johnson, c.r. E.J. Smith C.McCue	Province de l'Ontario (Ministère de l'Énergie)
J.Giroux	Province du Ouébec (Procureur général)
G.Blue	Saskatchewan, Province de la (Ministère de l'Énergie et des Mines)
J.Morel H.Soudek	Avocats de l'Office

Annexe 3

Abréviations

Parties

a) Sociétés

"Alberta and Southern"	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
"BC Hydro"	British Columbia Hydro and Power Authority
"Canada Geothermal"	Canada Geothermal Oil Ltd. et Native Canadian Petroleum Association
"Canadian-Montana"	Canadian-Montana Pipe Line Company
"Carlyle"	Carlyle Energy Ltd.
"Consolidated"	Consolidated Natural Gas Limited
"Dome"	Dome Petroleum
"Gaz Métro"	Gaz Métropolitain, inc.
"ICG Utilities"	ICG Utilities (Manitoba) Ltd. et Greater Winnipeg Gas Company
"Inland"	Inland Natural Gas Co. Ltd., Columbia Gas Limited et Fort Nelson Gas Ltd.
"KannGaz"	KannGaz Producers Ltd.
"Midwestern"	Midwestern Gas Transmission Company
"Norcen"	Norcen Energy Resources Limited
"Northern and Central"	Northern and Central Gas Corporation Limited
"NOVA"	La Corporation albertaine NOVA et Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd.
"Pan-Alberta"	Pan-Alberta Gas Ltd.
"Petro-Canada"	Les Produits Petro-Canada Inc.
"Polar Gas"	Polar Gas Limited
"ProGas"	ProGas Limited
"Tennessee"	Tennessee Gas Pipeline Company, A Division of Tenneco Inc.
"Consumers' Gas"	The Consumers' Gas Company Ltd.

"TransCanada"	TransCanada PipeLines Limited
"Union Gas"	Union Gas Limited
"Venture Gas"	Projet de gaz Venture
"Vermont Gas"	Vermont Gas Systems, Inc.
"Westcoast"	Westcoast Transmission Company Limited

b) Associations

"APC"	Association pétrolière du Canada
"APCC"	Association de la protection des consommateurs du Canada
"ASPIC"	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada

c) Gouvernements ou organismes gouvernementaux

"BCPC"	British Columbia Petroleum Corporation
"CCPA"	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
"Manitoba"	Province du Manitoba (Ministère de l'Énergie et des Mines)
"Nouvelle-Écosse"	Province de la Nouvelle-Écosse (Ministère des Mines et de l'Énergie)
"ONÉ" ou "Office"	Office national de l'énergie
"Ontario"	Province de l'Ontario (Ministère de l'Énergie)
"Québec"	Province du Québec (Procureur général)
"Saskatchewan"	Province de la Saskatchewan (Ministère de l'Énergie et des Mines)

Termes

"EJ"	Exajoules (10^{18} joules) - un exajoule équivaut à environ 0,95 billion de pieds cubes
"GNS"	Gaz naturel synthétique
"IOD"	Indicateur de l'offre et de la demande proposé par TransCanada
"IRP"	Essai de maintien de l'indice réserves/production proposé par l'Ontario

"PJ"	Pétajoules (10^{15} joules)
"R/P"	Réserves/production

Annexe 4
Publications de référence

(i) Office national de l'énergie

Décembre 1985	Motifs de décision relatifs à la TransCanada PipeLines Limited, KannGaz Producers Limited, Pan-Alberta Gas Limited, ProGas Limited prolongations de licences et modifications aux points d'exportation.
Septembre 1984	L'énergie au Canada, Offre et demande 1983-2005, Rapport sommaire et Rapport technique.
Janvier 1983	Motifs de décision relative à la Phase II, phase de licences et Phase III, phase des excédents de l'audience générale sur les exportations de gaz 1982.
Mai 1982	Motifs de décision relative à la Phase I - Phase d'examen, de l'audience générale sur les exportations de gaz 1982.
Novembre 1979	Motifs de décision relative à des requêtes en vertu de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* de l'Alberta and Southern Gas and Company Limited, de Canadian-Montana Pipe Line Company, de Columbia Gas Development of Canada Limited, de Consolidated Natural Gas Limited, de Niagara Gas Transmission Limited, de Pan-Alberta Gas Limited, de ProGas Limited, de Sulpetro Limited, de TransCanada PipeLines Limited, de Westcoast Transmission Company Limited.
Février 1979	Le gaz naturel au Canada, besoins et approvisionnements.

(ii) Autres

31 octobre 1985	Entente conclue entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan sur les marchés et les prix du gaz naturel.
28 mars 1985	L'accord de l'Ouest: Entente conclue entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique sur l'établissement des prix du pétrole et du gaz et la fiscalité.

Annexe 5

Évolution des méthodes d'établissement des excédents de gaz naturel par l'Office

La présente annexe décrit de quelle façon les méthodes d'établissement des excédents de l'Office ont évolué au fil des années. Elle commence par quelques extraits du rapport de la Commission Royale sur l'énergie de 1957 (Président M. Henry Borden) qui a mené à la création de l'ONÉ et par certaines discussions relatives à la protection des besoins nationaux lors de l'étude de la Loi sur l'ONÉ par le Parlement en 1959.

La création de l'ONÉ

i) Le rapport Borden

En octobre 1957, un décret donnait mandat à la Commission Borden de "faire enquête sur les politiques qui serviraient au mieux l'intérêt national en rapport avec l'exportation d'énergie et les sources d'énergie du Canada et de faire des recommandations sur ces politiques". Une des principales recommandations de la Commission Borden était la création de l'Office national de l'énergie. Au nombre de ces recommandations de ce rapport on remarque:

- "que, en ce qui concerne les réserves approuvées de gaz naturel au Canada et les tendances de la découverte et de la croissance des réserves, l'exportation du Canada de gaz naturel qui peut, de temps à autre être excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada, soit autorisé par une licence";
- "qu'un permis d'exportation puisse être accordé pour une période ne dépassant pas 25 ans à partir de cette date"; et
- "il est clair qu'étant donné les très grandes différences des estimations du marché présentées à la Commission... que les décisions d'exportation doivent être fondées sur une évaluation continue de la situation de l'offre et de la demande au Canada..."

ii) Déclarations, Chambre des communes

À la suite de la publication du rapport de la Commission Borden, la Loi sur l'ONÉ a été présentée au Parlement. Les remarques suivantes de M. Gordon Churchill, ministre de l'Industrie et du Commerce de l'époque, donnent une bonne idée de la philosophie du gouvernement d'alors sur l'établissement des excédents et de quelle façon l'Office a par la suite interprété son mandat à cet égard (Débats de la chambre des communes, rapport officiel (Gazette du Parlement) le 22 mai 1959, page 3929).

- "La durée des licences d'exportation ne doit pas dépasser 25 ans. Cette durée est considérée probablement nécessaire pour permettre le financement des canalisations d'exportation de gaz";
- "Le gaz et l'électricité ... sont transportés par des filières établies en vertu de contrats à long terme à la source et de contrats à long terme dans la région de la consommation, si bien qu'une fois promis à un marché, ces deux produits ne peuvent pas être retirés sans problèmes. Une fois qu'un service d'exploitation de gaz a été établi, il doit continuer pour une période assez longue afin de permettre à l'entreprise d'abord d'attirer du capital et ensuite de permettre l'amortissement des investissements nécessaires. L'interruption de ce

service d'exportation aura tendance à constituer une source de friction internationale. Il est donc très évident qu'il faut faire preuve de prudence lorsqu'il s'agit de permettre des exportations d'électricité ou de gaz dont nous risquons nous-même d'avoir besoin..."

Évolution des méthodes d'établissement des excédents de I'ONÉ

i) Motifs de décision, mars 1960

En mars 1960, l'Office a entrepris ses premiers calculs en vue d'établir les quantités de gaz exportables. À ce moment-là on calculait deux types d'excédents, les excédents courants et les excédents futurs.

Afin de calculer les excédents courants, l'Office estimait d'abord les besoins futurs de gaz naturel canadien en prenant en considération:

a) les besoins canadiens futurs, calculés au moyen de la prévision de la demande pour quatre années et de la projection des besoins de la quatrième année par rapport aux années restantes d'une période de 21 ans;

b) des engagements en vertu des licences d'exportation existantes alors; et

c) les quantités de gaz requises d'après les demandes d'exportation étudiées alors par l'Office.

La raison d'être de (a) était la suivante:

> "La période de 21 ans de 1960 à 1980 a été choisie comme étant celle pour laquelle les besoins doivent être comblés à partir des réserves présentement établies. Dans le cas de l'Alberta, les réserves établies permettent de répondre totalement aux besoins provinciaux établis pour cette période. Cette protection des consommateurs de l'Alberta constitue une condition du gouvernement de l'Alberta préalable à l'autorisation de l'enlèvement du gaz de cette province. Les besoins des autres régions au Canada ont été nivelés au taux de 1963 pour le reste des 21 années. Selon la preuve déposée devant l'Office, en général on n'a pas jugé pratique que les sociétés pipelinières obtiennent des contrats pour l'achat ou la vente de gaz pour des besoins marginaux commençant plus de trois ou quatre ans dans l'avenir. Les besoins marginaux au-delà de 1963 ont ainsi été répartis aux découvertes futures de gaz (réserves futures). Dans tous les cas, on suppose que tous les besoins qui se produiront après 1980 devraient provenir des réserves futures."

Les réserves nécessaires pour satisfaire aux besoins de l'essai des excédents courant ont été calculées selon une formule mise au point par la Commission de conservation du pétrole et du gaz de l'Alberta (maintenant appelée Office de conservation des ressources énergétiques). Ces réserves furent ensuite comparées aux réserves établies calculées par l'Office qui, selon leur définition, comprennent toutes les réserves approuvées, plus un pourcentage variable, ne dépassant pas 50 pour cent, de réserves probables. Si cette comparaison n'indiquait pas d'excédents courants, la requête d'exportation était rejetée. Si des excédents courants existaient, l'Office s'employait alors à déterminer si des excédents futurs existaient aussi.

Pour le calcul des excédents futurs, on a établi les besoins canadiens pour une période de 30 ans en prévoyant les besoins pour la durée totale des 30 années plutôt qu'en supposant que les besoins annuels ne croîtraient après la quatrième année. Les réserves nécessaires pour répondre à ces besoins

ont été calculées de la même façon que dans le cas des excédents courants; toutefois, le calcul de l'Office des réserves futures de gaz disponible comprenait également les additions aux réserves. Si la comparaison des calculs de l'Office des réserves futures disponibles et requises indiquait l'existence d'excédents, une requête d'exportation pouvait être approuvée.

ii) Motifs de décision, juillet 1965

En juillet 1965, l'Office vérifia les procédures d'établissement des excédents qu'il avait mis au point dans son rapport de 1960 et il a conclu que la méthode fondamentale était toujours valide. Toutefois, les modifications suivantes furent apportées:

a) on considéra disponibles, pour répondre aux besoins canadiens et aux engagements d'exportation, 50 pour cent des réserves de l'Alberta et de la Colombie-Britannique considérées alors au-delà de la portée économique;

b) les réserves qu'on croyait non disponibles pour des raisons de conservation d'après la Commission de conservation du pétrole et du gaz de l'Alberta furent exclues du bilan des réserves disponibles;

c) les réserves qui ont été allouées pour la protection des besoins des jours de pointe dans l'année terminale d'un engagement d'exportation et qui deviendraient disponibles pour d'autres usages une fois terminée la période de la licence furent incluses aux excédents; et

d) l'Office adopta la pratique de la Commission de l'Alberta de tenir compte des besoins de l'Alberta en mettant de côté une quantité égale à des besoins de 30 ans, moins l'équivalent de deux ans de croissance des réserves, comme devant provenir des réserves disponibles (des réserves établies rajustées au moyen des facteurs de a) à c) ci-dessus.

iii) Motifs de la décision, août 1966

Les méthodes de calcul des excédents de l'Office furent ensuite modifiées dans une décision du mois d'août 1966 à l'égard d'une demande d'exportation par TransCanada. Dans cette décision, l'Office établissait les principes suivants (qui par la suite devinrent la règle 25A4) pour déterminer les excédents exportables:

a) "Les réserves disponibles comprendront les volumes restants en vertu des licences existantes d'exportation plus les réserves pouvant faire l'objet de contrat. Selon l'Office, les réserves pouvant faire l'objet de contrat, sont les réserves établies pour lesquelles, d'après lui, un acheteur pourra conclure un contrat et dont la livraison commencera au cours des quatre prochaines années."

b) "La protection des besoins canadiens en gaz canadien à un palier adéquat sera effectuée si l'on met de côté des réserves égales à 25 fois le niveau prévu des besoins pour la quatrième année. Le multiplicateur de 25 fut choisi non seulement parce qu'il semble à l'Office fournir une protection adéquate en vertu des circonstances actuellement prévisibles mais aussi en ce qu'il correspond à la durée maximum de 25 ans des licences d'exportation que l'Office peut accorder. Le palier de quatre ans a été choisi parce qu'il correspond à la politique actuelle des sociétés pipelinières qui concluent des contrats pour l'achat et la vente de gaz. Ces contrats prévoient un intervalle de pas plus de quatre ans entre l'acceptation et la livraison du gaz afin de répondre à des besoins futurs."

"Dans les cas où l'autorisation pour l'enlèvement du gaz de la province productrice est exigée par un statut de cette province, le niveau de protection fourni pour les marchés dans la province sera la quantité établie par elle comme étant son exigence ou le montant calculé au moyen de la règle ci-dessus, en prenant le plus élevé des deux."

c) "Les besoins du marché canadien, les licences d'exportation en vigueur et les besoins pour lesquels des requêtes sont à l'étude, n'obtiendront pas la protection des jours de pointe de la dernière année à partir des réserves établies, si, on obtient un excédent en calculant la différence entre les deux éléments suivants

1) les réserves établies et les réserves indiquées par les tendances de la croissance des réserves, et

2) les besoins canadiens prévus pour 30 ans, notamment la protection du jour de pointe de l'année terminale plus les engagements à l'exportation et, de plus, pourvu que de l'avis de l'Office, la tendance de la croissance des réserves justifie la confiance."

L'application de ces principes a modifié de façon importante le calcul des excédents actuels. En limitant son étude aux réserves pouvant faire l'objet de contrat, l'Office a exclu les réserves qui sont au-delà de la portée économique de son calcul des réserves disponibles. Le multiplicateur de la formule a été augmenté de 21 à 25 et l'exigence voulant que la demande des jours de pointe soit remplie au cours de la dernière année fut abandonnée.

Le calcul des excédents futurs ne changea pas.

(iv) Motifs de décision, août 1970

Dans une décision d'août 1970 relative à sept demandes d'exportation de gaz naturel, l'Office a libéralisé son calcul des excédents. Plus précisément, il a permis que 50 pour cent des réserves se situent au-delà de la portée économique et qu'une partie des réserves reportées pour conservation par l'Alberta soient incluses à son calcul des réserves disponibles qui a servi à calculer les excédents courants. De plus, la période de protection accordée par l'essai des excédents futurs passa de 30 à 20 ans.

L'Office conclua aussi que les considérations quant aux augmentations futures du prix et au potentiel de production moindre laissaient entendre qu'une limite de 15 ans devrait être imposée à "des licences marginales par rapport aux réseaux existants d'exportation". Les motifs suivants ont été cités:

- "... L'Office s'inquiète de la tendance d'accélérer le taux de prise, parce que le raccourcissement de l'indice de vie des réserves disponibles restantes tend à ouvrir un fossé de plus en plus large entre cet indice de vie et toute formule proposée pour la protection des besoins canadiens. Le corollaire de cela est que la possibilité de livraison des requérantes, par rapport aux modalités proposées des licences d'exportation qu'elles cherchent à obtenir, a pour résultat qu'une partie importante de ce volume doit provenir des découvertes futures. Strictement à partir de l'analyse de l'approvisionnement de gaz disponible aux requérantes, il semble à l'Office qu'à l'égard des sociétés qui sont déjà dans le domaine de l'exportation il est de plus en plus difficile de justifier de nouvelles licences pour des périodes de plus de 15 ans; une période plus courte serait peut-être plus

appropriée. Un nouveau réseau d'exportation devrait peut-être obtenir une licence initiale plus longue pour permettre au projet de se financer.

...si, une fois les réseaux de transport d'exportation par pipeline bien lancés, leurs augmentations de débit d'exportation faisaient l'objet de licences pour des durées relativement courtes, les clients des États-Unis et du Canada partageraient plus équitablement ce que pourront être les coûts des augmentations futures de l'approvisionnement à engager auprès des marchés canadiens et d'exportation".

- "L'objection évidente à l'adoption d'une période d'environ 15 ans comme période normale d'augmentation des licences pour une société d'exportation établie est que les installations pipelinières, les installations de collecte et de traitement ne peuvent pas normalement être financées à partir de contrats de vente de moins de 20 ans... L'Office n'est pas convaincu que cette philosophie habituelle soit applicable dans le cas des entreprises pipelinières établies qui fonctionnent dans les circonstances actuelles du marché énergétique.

  L'Office serait disposé à étudier plus à fond si des licences d'une durée de plus de 15 ans sont nécessaires afin de rendre possible le financement d'un nouveau réseau complet de pipeline ou de la construction de nombreuses boucles dans un réseau existant.

Certaines licences d'exportation ont été accordées malgré le calcul d"'excédents futurs" faibles et négatifs et l'Office a déclaré qu'il était "essentiel de souligner... l'importance vitale d'un meilleur taux de découverte s'il doit être possible d'entreprendre des nouvelles exportations importantes dans l'avenir."

v) Motifs de décision, novembre 1971

En novembre 1971, l'Office, dans sa décision relative aux demandes additionnelles d'exportation de gaz prévoyait une pénurie de 1.1 Tpc par rapport à son calcul actuel des excédents, sans tenir compte des volumes qu'on songe à exporter. En résultat, les requêtes d'exportation furent rejetées même si on était confiant, à ce moment-là, que de nouvelles découvertes augmenteraient les réserves existantes au-delà de la pénurie indiquée.

vi) Le gaz naturel au Canada - Approvisionnements et besoins, avril 1975

À la suite de la décision de l'Office en novembre 1961, la perspective de l'industrie du gaz naturel canadien et les réactions appropriées à cette situation faisaient l'objet d'un débat public de plus en plus rigoureux. L'Office convoqua donc une audience publique "afin d'acquérir une notion plus claire de l'évolution de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada" et il invita les participants à évaluer la procédure 25A4 de calcul des excédents de gaz de l'Office.

Les participants furent presque unanimes, lors de l'audience, à dire que la procédure 25A4 ne protégeait plus adéquatement les besoins canadiens et qu'il semblait qu'à la lumière des circonstances changeantes, qu'on doit accorder plus de poids au potentiel des livraisons distinctement des réserves. Dans son étude des solutions de rechange à la formule 25A4, l'Office considère que toute méthode servant à déterminer les excédents exportables devrait répondre au plus grand nombre possible des critères suivants:

1. Elle devrait être facile à comprendre et à appliquer.

2. En ce qui concerne l'offre, elle devrait inclure le potentiel de livraison du gaz au lieu des réserves.

3. Elle devrait être assez flexible pour être adaptée à de nouvelles circonstances.

4. Elle devrait assurer une protection continuelle à la demande canadienne au cours de toute période où il y aurait exportation.

5. Cette méthode devrait encourager et stimuler l'industrie du gaz naturel.

6. Les engagements relatifs aux exportations autorisées devraient être respectés dans la mesure du possible.

7. Elle devrait réserver aux Canadiens tous les bénéfices résultant des mesures de conservation adoptées par les Canadiens.

À ce moment-là, l'Office s'inquiétait beaucoup de la pertinence de la protection des besoins canadiens étant donné les licences d'exportation en cours et ne prévoyait donc aucune autre demande d'exportation dans un avenir rapproché. Dans ces circonstances, l'Office décida de ne pas élaborer une méthode précise de calcul des excédents jusqu'à ce qu'elle soit nécessaire. Il établit, toutefois, les principes généraux suivants qui pourraient constituer la base d'une procédure du calcul des excédents à l'avenir:

- "Cette méthode de calcul des excédents serait fondée sur les quantités de gaz pouvant être mises sur le marché et ces tables seraient établies jusqu'à l'avenir le plus lointain compatible avec une précision raisonnable des prévisions et avec la facilité de l'information disponible. La comparaison de ces deux tables dictera le volume, la fréquence et l'opportunité des exportations.

vii) Le gaz naturel au Canada - Besoins et approvisionnements février 1979

En 1979, à la suite d'une audience d'enquête sur l'offre et la demande l'Office a défini un essai des potentiels de livraison courants et un essai des potentiels futurs en plus d'un essai des réserves.

En vertu de l'essai des réserves courantes, on pouvait juger que du gaz naturel était excédentaire si, après les calculs, on jugeait que les réserves établies disponibles dépassaient une quantité égale à 25 fois la demande canadienne annuelle plus les exportations totales autorisées.

En vertu de l'essai des potentiels courants de livraison, on pouvait juger excédentaires des quantités annuelles de gaz si les potentiels de livraison annuels prévus à partir des réserves établies dépassaient la demande canadienne prévue plus les exportations autorisées pendant au moins cinq ans.

Enfin, en vertu de l'essai des potentiels futurs de livraison, des quantités annuelles de gaz pouvaient être jugées excédentaires si les possibilités de livraison prévues à partir des réserves établies et des additions prévues aux réserves dépassaient la demande canadienne prévue plus les exportations autorisées pour environ dix ans.

La raison d'être de ces essais fut la suivante:

- "Les pénuries imprévues de gaz naturel pourraient être lourdes de conséquences économiques et il est donc indispensable de s'assurer que les possibilités de livraison répondront aux besoins annuels canadiens dans l'avenir immédiat. Cette garantie est

également nécessaire pour satisfaire aux exigences de planification des distributeurs de gaz. Des garanties semblables à l'égard des exportations autorisées sont également importantes, compte tenu des difficultés que connaîtraient les clients suite à des réductions imprévues des exportations autorisées. L'Office estime qu'un essai fondé sur le potentiel de production des réserves établies offrira toute la sécurité nécessaire".

- "Des essais reposant uniquement sur le potentiel de production pourraient provoquer une activité industrielle trop axée sur les livraisons aux dépens de la mise en valeur de nouvelles réserves. Par conséquent, l'Office croit à la nécessité d'un essai sur les réserves pour assurer un équilibre raisonnable entre les réserves établies et les potentiels de livraison.

  Un essai fondé sur les réserves établies restantes par rapport à 25 fois la demande prévue pour une période de quatre ans laisse planer des doutes quant aux prévisions futures de la demande, mais non de l'offre. Une formule reposant sur la demande de l'année courante semblerait convenir davantage. Tout en offrant une protection par la rétention de réserves établies couvrant la demande canadienne pour une période de 25 ans, et les exportations en cours.

- "L'Office estime qu'il est important non seulement d'offrir une bonne garantie de satisfaction aux besoins par le biais des réserves établies, comme le permet l'essai sur les potentiels de production actuelle, mais aussi de prévoir les excédents sur une période plus longue en comparant les besoins aux prévisions des potentiels de production des réserves établies, des additions aux réserves et le cas échéant, des nouvelles sources gazières comme les réserves pionnières. De plus, en étudiant les nouvelles exportations envisagées conformes à l'essai sur les potentiels courants, il faudrait veiller à ce que ces exportations ne provoquent pas de pénuries au cours de la période prolongée de garantie".

L'essai sur les potentiels de production future servirait à

> "éviter que les exportations qui, autrement, auraient pu être autorisées en fonction des deux premiers essais relatifs aux excédents ne provoquent de pénurie de livraison pour une période de dix ans. Deuxièmement, dans les cas où l'Office jugerait à propos, dans l'intérêt public, d'accorder une licence pour une période dépassant celle indiquée en fonction des potentiels de production des réserves établies, l'extension de la licence, tant du point de vue des quantités annuelles que de la période de validité, serait limitée en fonction des potentiels de production prévue des réserves futures. Toutes les exportations ayant cours pendant la période d'extension de la licence seraient sujettes à des réductions si les prévisions subséquentes relatives aux possibilités de livraison faisaient état d'une insuffisance pendant ladite période."

viii) Motifs de décision mai 1982

Les changements les plus récents survenus à l'essai des excédents de gaz ont été effectués après la Phase I de l'audience générale de l'Office sur les exportations de gaz 1982.

Quoique la méthode de comparaison de la base des réserves établies avec 25 fois la demande courante canadienne de l'année plus les exportations licenciées s'est poursuivie, l'allocation de la formule des réserves aux exportations en vertu des licences existantes fut réduite. La nouvelle méthode ne retenait que les quantités jugées exportables en vertu des modalités des licences existantes

plutôt que de continuer à incorporer les quantités restantes aux licences (qu'elles soient exportables ou non).

De même, les essais sur les potentiels actuels de production et sur les possibilités futures de production ont été réunis en une seule évaluation du potentiel de livraison contenant des éléments des deux essais employés auparavant. Cette évaluation des potentiels de production, devant servir de ligne directrice plutôt que d'essai, comparait les calculs des potentiels de production annuelle à partir des réserves établies et des additions aux réserves futures, aux besoins canadiens annuels prévus et aux exportations annuelles calculées en vertu des licences existantes.

Le rapport de l'Office établissait:

> "L'évaluation des potentiels de production ne contiendra pas de période minimale rigide de protection telle que l'Office l'avait utilisée auparavant dans ses essais de potentiel de production. À sa place, l'Office utilisera sa capacité de discernement pour déterminer le profil annuel de potentiel de production qui peut s'avérer être un excédent par rapport aux besoins canadiens. Bien que l'Office puisse autoriser des exportations qui dépassent les potentiels de production par des quantités infimes durant une année quelconque, l'Office ne s'attend pas à dépasser la somme des différences annuelles entre les exigences et le potentiel de production répartie sur la période réelle de l'évaluation de potentiel de production; c'est-à-dire durant la période pendant laquelle il y a une transition.
>
> En arrivant aux décisions ci-dessus, l'Office convient avec les requérants de ce qu'une plus grande souplesse est souhaitable dans la détermination de la quantité de gaz constituant un excédent. Bien que l'Office se fiera à la formule des réserves pour déterminer l'excédent maximal exportable, il utilisera l'évaluation du potentiel de production en tant que directive plutôt que comme critère spécifique de détermination des quantités annuelles et d'excédents de gaz par rapport aux besoins canadiens prévisibles. On ne prévoit pas que ces méthodes mèneront à une autorisation d'exporter tout l'excédent calculé au moyen de la formule des réserves."

Annexe 6

Définitions

Accord de l'Ouest	Entente conclue entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique sur l'établissement des prix du pétrole et du gaz et la taxation et annoncée en mars 1985.
Actualisation:	Application d'un taux d'actualisation pour obtenir la valeur présente des coûts et des avantages au cours de diverses années.
Additions aux réserves	Changements marginaux aux réserves établies provenant de la découverte de nouveaux gisements et de l'appréciation des réserves.
Bassin sédimentaire de l'ouest du Canada	En général, les régions du Manitoba, de la Saskatchewan, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, du Yukon et des Territoires du Nord-ouest sous lesquelles se trouvent de la roche sédimentaire, entre le bouclier précambrien à l'est et les chaînes de montagne à l'ouest du Canada et qui couvrent de la frontière internationale vers la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, mais sans les inclure.
Capacité de production (du gaz naturel)	Taux estimatif selon lequel du gaz naturel peut être produit d'un puits, d'un gisement ou d'une autre entité, sans restriction imposée par la demande, compte tenu des caractéristiques du gisement, de considérations économiques, des limites contractuelles et réglementaires, de la faisabilité du forage intercalaire ou de l'addition de compression, de la disponibilité des installations de traitement et des pertes potentielles en raison de pannes mécaniques.
Capacité physique	Taux maximum de production d'un gisement, si cette dernière n'est restreinte que par des caractéristiques physiques et l'équipement de puits.
Contraction due au retraitement	Réduction à la quantité de gaz naturel occasionnée par l'enlèvement des liquides du gaz naturel (éthane, propane, butanes et pentanes plus) dans des usines de "chevauchement" ou de "retraitement" situées sur les principaux réseaux de transport de gaz.

Coûts pour l'utilisateur	Coût pour les Canadiens d'avoir à utiliser du gaz plus dispendieux plus tôt dans l'avenir en raison de l'augmentation des exportations.
Forage intercalaire	Méthode de forage de puits additionnels dans les limites définies d'un gisement de gaz naturel ou de pétrole.
Période de baisse	Période entre la fin de la période de vie constante du gisement et l'abandon pendant laquelle la production diminue.
Période de vie constante	Période de la vie de production d'un gisement de gaz naturel lorsque la production est maintenue à un débit constant. La période de vie constante précède la baisse de la production.
Potentiel de production	Terme général servant à décrire un débit réel ou prévu de production de gaz naturel.
Ratio réserves/ production à la capacité de production	Réserves restantes, divisées par la capacité de production annuelle.
Ratio réserves/ production ratio (R/P)	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Régions classiques	Régions du Canada qui produisent depuis longtemps des hydrocarbures. Les régions classiques sont également connues sous le nom de régions non pionnières.
Régions pionnières	Régions du Canada qui présentent un potentiel de production de gaz naturel mais qui n'ont jamais produit. Ces régions comprennent le delta du Mackenzie, la mer de Beaufort, l'archipel de l'Arctique et les zones au large de la côte est.
Réserves au-delà de la portée économique	Réserves établies qui, en raison de leur dimension, de leur emplacement géographique ou de leur composition ne sont pas jugées économiquement raccordables à une canalisation en ce moment.
Réserves établies	Réserves récupérables en vertu de la technologie actuelle et des conditions économiques présentes et prévues, précisément prouvées au moyen de forages, d'essais ou de production, plus la portion, établie au jugement, des réserves récupérables contigues qui, selon des interprétations, existeraient, à partir de renseignements d'ordre géologique, géophysique ou du même genre, avec une certitude raisonnable.

Réserves établies restantes	Réserves établies initiales (c’est-à-dire les réserves établies avant la déduction de la production), moins la production cumulative.
Réserves reportées	Quantités de réserves établies qui, pour une raison précise, habituellement en raison d’un projet de recyclage ou de maintien de la pression, ne sont pas encore disponibles sur le marché.
Taux de prise	Taux moyen quotidien de production de gaz naturel par rapport aux volumes des réserves établies attribués à ou aux gisement(s) d’où provient la production. Par exemple un 1/7300 signifie une unité de production par jour pour chaque portion de 7 300 unités de réserves établies initialement.
Valorisation des réserves	Modifications marginales aux réserves établies à la suite des extensions aux gisements existants ou des révisions aux estimations antérieures des réserves.

Annexe 7

Le fondement législatif des responsabilités d'exportation de gaz de l'Office et illustration du format de la formule des réserves 25A1.

Cette annexe établit le fondement législatif des licences d'exportation et illustre le format de la formule des réserves décrit au chapitre 1.

La Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et ses règlements d'application prévoit que personne ne doit exporter de gaz naturel sans avoir obtenu une licence ou une ordonnance * de l'Office.

L'article 83 de la Loi établit les considérations qui s'appliquent à la délivrance des licences. Cet article déclare en partie:

Lorsqu'une demande de licence lui est présentée, l'Office doit tenir compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes; il doit notamment s'assurer

> a) que la quantité de ... gaz ... à exporter ne dépasse pas l'excédent après la déduction voulue pour les besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada, eu égard, dans le cas d'une demande d'exportation de gaz, à l'orientation de la découverte du gaz au Canada;..."

Le tableau A7-1 présente le format de l'ancienne formule des réserves 25A1 de l'Office.

Tableau A7-1
Format de la formule des réserves 25A1

Calcul de l'offre	
Réserves établies restantes	
Moins:	Réserves reportées
Moins:	La moitié des réserves au-delà de la portée économique
Moins:	Retrait dû au retraitement
Égal:	Offre nette totale
Calcul des besoins	
Ventes canadiennes (25A1)	
Plus:	Ventes d'exportation autorisées
Égal:	Besoins totaux
Calcul des excédents	
Offre totale nette	
Moins:	Besoins totaux
Égal:	Excédents de réserves

---

* Les réglements prévoient que les ordonnances d'exportation de gaz naturel peuvent être délivrés:

i) pendant une période d'au plus 24 mois ou
ii) pour une période de plus de 24 mois mais d'au plus 20 ans pou un volume d'au plus 30 milles mètres cubes par jour.

L'Office peut, en vertu du règlement, délivrer l'ordonnance sous réserve de la condition que tout contrat ou entente pour l'exportation de gaz de plus d'un mois contienne une clause relevant l'exporteur de l'obligation d'exporter du gaz en raison de ce que les exportations autorisées sont restreintes par le gouvernement du Canada.

L'exportation d'un volume plus élevé pour une période de plus de 24 mois exige une licence de l'Office.

Annexe 8

Description des calculs des tableaux 4-1 à 4-5

La nouvelle méthode de détermination des excédents de l'Office est décrite à la section 4.2 et illustrée à la section 4.5. Cette annexe présente un échantillon de calcul pour aider à comprendre de quelle façon les tableaux illustratifs 4-1 à 4-5, présentés à la section 4.5 ont été calculés. L'échantillon de calcul présenté ici est valable pour l'année 1990. Les résultats ont été arrondis.

i) Tableau 4-1

Ce tableau illustre l'étape 1 de la méthode de détermination des excédents, le calcul de l'excédent potentiel maximum.

La colonne (1) contient le stock d'ouverture au 1er janvier de chaque année. Ce stock, au 1er janvier 1990 est de 69,5 EJ (cela provient du stock d'ouverture de 1989 de 71,0 EJ plus les additions aux réserves de 1989 de 3,2 EJ apparaissant à la colonne (2), moins la production totale de 1989 de 4,6 EJ qui est la somme de 4,1 EJ à la colonne (6) et 0,5 EJ à la colonne (7) pour 1989).

La colonne (3), offre annuelle disponible, en supposant un ratio R/P de 15 à la fin de l'année est de 4,5 EJ en 1990. Cette valeur est calculée en divisant par 16 la somme du stock d'ouverture en 1990 (69,5 EJ) et les additions aux réserves en 1990 (montrées à la colonne (2) comme étant 3,0 EJ)). Cela est semblable à la division par 15 des réserves restantes à la fin de l'année (le stock d'ouverture (colonne (1)) plus les additions aux réserves pendant l'année (colonne (2)) moins l'offre en 1 990 en présumant un ratio R/P égal à 15 à la fin de l'année (colonne (3))). Ce calcul se présente comme suit:

$$\frac{69,5 + 3,0}{16} = 4,5 \text{ et } \frac{69,5 + 3,0 - 4,5}{15} = 4,5$$

La demande totale estimée (étant 4,1 EJ dans la colonne (6)) est la somme de la demande canadienne estimée, (étant 2,6 EJ à la colonne (4)) et les exportations autorisées estimées (étant 1,5 EJ à la colonne (5)).

L'excédent annuel potentiel (étant 0,4 EJ à la colonne (7)) est calculé comme étant l'offre annuelle (4,5 à la colonnne (3)), moins le total de la demande estimée (4,1 à la colonne (6)). L'excédent potentiel maximum est la somme des excédents annuels potentiels calculés pour chaque année.

(ii) Tableaux 4-2 à 4-5

Les calculs des colonnes 1 à 6 dans les tableaux 4-2 à 4-5 sont semblables à ceux qui sont décrits ci-dessus pour le tableau 4-1.

Les colonnes 7, 8 et 9 illustrent l'étape 2 de la méthode de détermination des excédents pour le calcul des besoins totaux et le ratio réserve/production résultant du montant d'essai des nouvelles exportations.

La colonne (7) contient les montants d'essai des nouvelles exportations. Pour le tableau 4-2, la colonne (7) a été établie égale à l'excédent annuel potentiel montré à la colonne (7) tableau 4-1. Pour les tableaux 4-3, 4-4 et 4-5, la colonne (7) donne les exportations additionnelles nécessaires pour conserver un niveau constant d'exportations totales, existantes et nouvelles de 1,6 EJ/A, 1,8 EJ/A à 1,9 EJ/A respectivement pour six années à compter de 1990, suivies d'une diminution graduelle de trois ans à 75 pour cent, 50 pour cent et 25 pour cent de ce palier.

L'échantillon de calcul présenté ci-dessus est pour l'année 1990 dans le tableau 4.3.

La colonne (7) contient les nouvelles exportations d'essai. Les besoins totaux qui en résultent (étant 4,2 EJ à la colonne (8)) sont la somme de la demande totale estimée (4,1 EJ à la colonne (6)) et les nouvelles exportations prévues (0,1 à la colonne (7)).

La colonne (9) illustre le ratio R/P résultant à la fin de l'année. La valeur 17,0 pour 1990 est établie en divisant par la production totale de 1990 (étant de 4,2 EJ colonne (8)) les réserves à la fin de 1990 (égales au stock d'ouverture de 73,5 EJ (colonne (1)) plus des additions aux réserves de 3,0 EJ (colonne (2) moins la production totale (égale aux besoins totaux consécutifs) de 4,2 EJ (colonne (8)).

Les colonnes (10) à (12) représentent l'étape 3 de la méthode d'étape de détermination des excédents, la vérification de la capacité de production pour s'assurer que cette dernière peut, en fait, répondre à l'ensemble des besoins.

La colonne (10) constitue le calcul de l'Office de la capacité de production en présumant que la production des années antérieures se situait au niveau montré à la colonne (8). Pour 1 990, la capacité de production de 5,3 EJ (colonne (10)) dépasse les besoins totaux de 4,2 EJ (colonne 8) de 1,1 EJ. Cette capacité des réserves apparaît à la colonne (11).

La colonne (12) illustre le pourcentage de dépassement de la capacité de production des besoins totaux. Pour 1990, la valeur de 24,3 est calculée en divisant la capacité disponible de 1,1 EJ (colonne (11)) par les besoins totaux de 4,2 EJ (colonne (8)) et en multipliant par 100.

L'illustration schématique du calcul des excédents constitue la figure A8-1.

Figure A8-1

ILLUSTRATION SCHÉMATIQUE DU CALCUL DES EXCÉDENTS

ÉTAPE 1:
CALCUL DE L'EXCÉDENT POTENTIEL MAXIMUM
(i) CALCUL ANNUEL

STOCKS D'OUVERTURE 1er JANV. (1)* plus ADDITIONS ESTIMÉES AUX RÉSERVES PENDANT L'ANNÉE (2) moins PRODUCTION PENDANT L'ANNÉE (3)	÷	RATIO RÉSERVES/PRODUCTION À LA FIN DE L'ANNÉE = 15	=	OFFRE ANNUELLE (PRÉSUMANT R/P=15) (3)
DEMANDE CANADIENNE ESTIMÉE (4)	+	EXPORTATIONS AUTORISÉES ESTIMÉES (5)	=	DEMANDE TOTALE ESTIMÉE (6)
OFFRE ANNUELLE (PRÉSUMANT R/P=15) (3)	−	DEMANDE TOTALE ESTIMÉE (6)	=	EXCÉDENT POTENTIEL ANNUEL (PRÉSUMANT R/P=15) (7)

*Les chiffres entre parenthèses se rapportent aux numéros des colonnes du tableau 4-1

ii) LA SOMME DES EXCÉDENTS POTENTIELS ANNUELS (COLONNE 7) = EXCÉDENT POTENTIEL MAXIMUM

Figure A8-1 (Suite)

CALCUL DES QUANTITÉS ANNUELLES DES NOUVELLES LICENCES D'EXPORTATION

Étape 2: Calcul du ratio R/P

Choisir des quantités d'essai annuelles des nouvelles exportations et s'assurer que le total ne dépasse pas l'excédent potentiel maximum

↓

Pour chaque profil d'exportation d'essai, calculer les besoins totaux conséquents pour chaque année

↓

Calculer le ratio R/P pour chaque année afin d'identifier les années pendant lesquelles le ratio R/P descend au-dessous de 15

Étape 3: Vérification de la capacité de production

Vérifier la capacité de production pour s'assurer que les besoins totaux conséquents à chaque profil d'exportation d'essai peuvent, en fait, être respectés pour chaque année (particulièrement important pour toute année au cours de laquelle on prévoit que le ratio R/P sera inférieur à 15)

Étape 4: Évaluer d'autres profils d'exportation d'essai et choisir le plus approprié

L'évaluation tient compte d'un certain nombre de facteurs, entre autres:

- la sécurité de l'offre pour les besoins canadiens
- l'infrastructure existante pour la production et le transport de nouvelles exportations
- les avantages nets estimés pour le Canada

Annexe 9

Le choix par l'Office d'un ratio réserves/production

Cette annexe établit la raison d'être technique du choix de l'Office d'un ratio des réserves par rapport à la production de 15 devant servir à sa nouvelle méthode de calcul des excédents.

Le débit maximum auquel un gisement peut produire s'appelle la capacité physique. Ce débit est fonction des paramètres physiques du gisement, particulièrement la pression et la perméabilité, qui limitent le débit auquel le gaz peut se déplacer vers un puits de forage et être produit. La capacité d'un gisement en production diminue avec le temps.

Les facteurs qui peuvent limiter la production à un niveau au-dessous de la capacité d'un gisement sont les modalités du contrat conclu entre les producteurs et l'acheteur et les restrictions imposées par les installations de collecte, de traitement et de transport. Le palier auquel la production est restreinte au-dessous de la capacité physique par l'un ou l'autre de ces facteurs s'appelle la capacité de production.

Si un gisement de gaz produit moins qu'à sa capacité physique, il est possible de maintenir un niveau constant de production pour un certain temps. C'est la période de débit constant. Durant cette période, le ratio R/P du gisement diminuera de 1 chaque année, parce que chaque année les réserves restantes (numérateur du ratio) sont réduites d'une quantité constante de production (le dénominateur).

Lorsque ce débit constant de production ne peut plus être maintenu, en raison de la diminution de la capacité physique du gisement, le taux de production diminuera. Dès lors, la capacité physique et la capacité de production sont égales.

L'énergie nécessaire à la production du gaz provient de la pression exercée par les réserves de gaz restantes dans le réservoir. Étant donné que cette pression a également un effet direct sur le volume des réserves restantes, la diminution de la capacité physique démontre très souvent un rapport linéaire avec les réserves restantes. En d'autres termes, lorsque la capacité de production devient égale à la capacité physique et que la production commence à diminuer, le ratio R/P atteint un minimum et aura tendance à demeurer constant par la suite.

Le forage de puits additionnels dans un gisement en production aura l'effet de retarder le début du déclin du débit de production, mais seulement temporairement. Une fois le déclin amorcé, des puits additionnels peuvent stabiliser, voire même augmenter le débit de production, mais, une fois de plus, seulement de façon temporaire.

Le ratio R/P variera avec le nombre de puits forés. Par exemple, un gisement doté d'un puits tous les 250 hectares pourra avoir un ratio R/P de 15 pendant la période de baisse. Si deux fois plus de puits sont forés de façon à ce que l'espacement entre les puits deviennent 125 hectares et qu'on maintient le même débit de production totale du gisement, ce dernier aurait une période de vie décroissante plus longue et commencerait à diminuer plus tard avec un ratio R/P plus bas, soit 7 ou 8. Au Canada, les organismes provinciaux réglementent l'espacement des puits et prescrivent donc un nombre maximum de puits dans chaque gisement.

En ce qui concerne tous les gisements, le ratio réserve/production est défini comme la somme des réserves à la fin de l'année, divisée par la production annuelle. Le ratio réserves/production selon la capacité de production est défini comme les réserves totales à la fin de l'année divisées par la somme des capacités de production individuelles. Les réserves non raccordées sont incluses aux réserves totales, mais la capacité de production qui leur aurait été assignée est de 0. Donc, dans le calcul des ratios futurs réserves/production selon la capacité de production, il faut prévoir le moment où les gisements non raccordés pourront l'être et ce que serait leur capacité de production à ce moment-là.

Tant que le rapport R/P dépasse le rapport R/P à la capacité de production, la production réelle sera inférieure à la capacité de production et elle peut être maintenue à un palier constant pour un certain temps avant de commencer à diminuer.

Le tableau A9-1 illustre la capacité de production et le ratio R/P connexe pour les réserves contractuelles et pour les réserves totales du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. Les données faisant l'objet de contrat (colonnes (1) et (2)) ne se rapportent qu'aux réserves faisant l'objet de contrat à la fin de l'année 1 982. Ces réserves se trouvent en grande partie dans les réservoirs en production; toutefois, une très petite portion n'est toujours pas raccordée à la fin de 1986.

Tableau A9-1
Calcul de l'Office de la capacité de production et des ratios R/P

	Réserves faisant l'objet de contrat		Réserves totales	
ANNÉE	**Capacité de production**	**Ratio R/P**	**Capacité de production**	**Ratio R/P**
	(EJ)		(EJ)	
	(1)	(2)	(3)	(4)
1986	4,8	8,7	5,3	14,2
1987	4,5	8,2	5,3	13,7
1988	4,2	7,8	5,2	13,4
1989	3,7	7,8	5,2	13,2
1990	3,4	7,6	5,1	13,1
1991	3,1	7,3	5,0	12,8
1992	2,7	7,2	4,9	12,7
1993	2,4	7,3	4,7	12,7
1994	2,1	7,5	4,5	12,7
1995	1,8	7,5	4,3	12,7
1996	1,6	7,7	4,1	12,7
1997	1,3	8,1	3,9	13,0
1998	1,1	8,7	3,7	13,2
1999	0,9	9,2	3,5	13,3
2000	0,8	9,5	3,3	13,4
2001	0,7	10,0	3,1	13,5
2002	0,6	10,3	2,9	13,6
2003	0,5	10,9	2,8	13,5
2004	0,5	11,2	2,6	13,5
2005	0,4	11,4	2,5	13,6

Remarques:

i) Le calcul des réserves faisant l'objet de contrats à la colonne (1) est fondé sur le rapport des employés de l'Office de septembre 1984, mais il a été rajusté pour la production réelle de 1983 et de 1984. Le calcul incorpore les réserves faisant l'objet de contrats à la fin de 1982. Les valeurs apparaissant à la colonne (3) sont plus élevées de celles de la colonne (1), non seulement parce que la colonne (3) comprend le raccordement des réserves additionnelles à partir de 1986, mais aussi parce qu'elle comprend les estimations des réserves raccordées de 1983 à 1985.

ii) Les ratios R/P montrés sont fondés sur la production effectuée selon la capacité de production au cours de chaque année antérieure.

Les données concernant les réserves totales (colonne (3) et (4)) comprennent des réserves qui ne faisaient pas l'objet de contrats à la fin de 1982, les additions aux réserves depuis 1982 et les additions aux réserves futures prévues.

Actuellement, la capacité de production des réserves faisant l'objet de contrat, diminue en moyenne. Les ratios R/P à la capacité de production pour les réserves contractuelles apparaissant à la colonne (2) du tableau, passent de 8,7 en 1986 à 7,2 en 1992, étant donné qu'une proportion de plus en grande de la production provient de gisements en déclin. Au-delà de 1992, le ratio R/P augmente lentement parce que les gisements à plus haute productivité sont en grande partie épuisés et que, de plus en plus, la production provient de gisements de qualité plus pauvre (ceux dont la capacité de production est plus basse et dont les ratios R/P sont plus élevés).

Les chiffres élevés de la colonne (3) comparés à ceux de la colonne (1) illustrent l'importance croissante des additions aux réserves pendant la période de la production. À la fin de cette période, environ 80 pour cent de la capacité de production totale pourrait provenir des additions aux réserves, c'est-à-dire des réserves qui n'ont pas encore été découvertes.

Le ratio R/P à la capacité de production pour les réserves totales montrées à la colonne (4) demeure relativement stable pendant la période de prévision, allant de 12,7 à 14,2. La stabilité des ratios est en grande partie le résultat de l'hypothèse du même taux de raccordement et du même profil de la capacité de production pour toutes les additions aux réserves.

Il est probable que certaines augmentations de la capacité de production à partir des réserves totales, par rapport a celles qui apparaissent à la colonne (3) du tableau A9-1, pourraient être accomplies au moyen d'une exploitation plus rapide, s'il existait des incitations économiques appropriées pour le raccordement plus rapide des réserves, le forage de puits additionnels ou l'addition d'installations de compression. Cela augmenterait la production et donnerait lieu à des ratios R/P plus bas.

Toutefois, même si les réserves sont exploitées et raccordées plus tôt que l'on ne le suppose à la colonne (3), les ratios R/P pour les réserves totales ne baisseront probablement pas jusqu'au palier montré à la colonnne (2) du tableau pour les réserves faisant l'objet de contrat parce que, pendant toute la durée de la période, certaines réserves continueront à n'être pas raccordées. De même, pendant la période, les réserves totales montrées à la colonne (4) incluront toujours certaines réserves nouvellement raccordées qui continuent à produire pendant leur période de vie constante et les ratios R/P sont plus élevés qu'ils ne le seraient selon la capacité physique.

C'est pourquoi l'Office juge qu'il est peu probable que le ratio R/P, à la capacité de production pour les réserves totales, baisse de façon importante au-dessous d'une fourchette de 12 à 13. Comme nous le disons à la section 3.4, TransCanada a calculé que le ratio R/P à la capacité de production pour ces réserves serait dans la fourchette de 10 à 12.

L'Office est d'avis qu'il serait prudent de choisir un ratio R/P légèrement au-dessus de la fourchette de 12 à 13 pour l'utiliser dans sa méthode d'établissement des excédents. L'Office remarque que même dans le cas peu probable où des additions aux réserves se produiraient à la fin de la période pour laquelle de nouvelles exportations ont fait l'objet de licences, un ratio R/P de 15 donnerait lieu à une période minimum de 2 ou 3 ans de production égale avant que ne commence à diminuer la capacité de production du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. La raison en est que sans addition aux réserves, le ratio R/P diminuerait de 1 chaque année et que la production pourrait être maintenue à son niveau antérieur jusqu'à ce qu'un ratio de 12 ou 13 soit atteint. Si, comme il est plus

probable, les additions aux réserves allaient du quart à la demie de la production à partir des réserves établies chaque année à la suite de la période pour laquelle les exportations ont été autorisées et si ces additions aux réserves étaient raccordées et produisaient selon les exigences, le ratio R/P diminuerait de moins de 1 chaque année et la période de production égale pourrait durer de 3 à 6 ans, période pendant laquelle des rajustements pourraient être faits au rythme d'exploration ou du raccordement des réserves.