



Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Alberta Natural Gas Company Ltd

Plainte concernant le barème modifié des taux et des frais en vigueur qu'ANG a déposé le 30 janvier 1992.

RHW-1-92

Septembre 1992

© Ministre des Approvisionnements et Service
Canada 1992

Cat. No. NE22-1/1992-17F
ISBN 0-662-97823-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
311, sixième avenue s.-o.
Calgary, Alberta
T2P 3H2
(403) 292-4800
Télécopieur: (403) 292-5503

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
311 Sixth Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 3H2
(403) 292-4800
FAX: (403) 292-5503

Printed in Canada

Table des matières

Annexes	(ii)
Abréviations	(iii)
Exposé et comparutions	(v)
1. Historique et demande	1
2. Structure et coût du capital	3
2.1 Capital-actions ordinaire présumé	3
2.2 Coût du capital	5
2.2.1 Coût de la dette	5
2.2.2 Rendement du capital-actions ordinaire	7
2.3 Taux de rendement sur la base des taux	10
2.4 Incidence sur les droits	11
3. Autres questions	12
3.1 Coûts associés au processus de réglementation	12
3.2 Méthode de réglementation	12
3.3 Opérations entre apparentés	13
3.4 Droits applicables au service interruptible	13
3.5 Dépenses en matière de traitements et de salaires	14
4. Droits provisoires	15
5. Dispositif	16

Annexes

I	Ordonnance TG-8-92	17
II	Ordonnance RHW-1-92	19
III	Ordonnance TGI-2-92	27

Abréviations

A&S	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
ANG, la société le demandeur	Alberta Natural Gas Company Ltd.
APC	Association pétrolière du Canada
B.C. Pipeline	Activités pipelinières réglementées d'ANG
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Chevron	Chevron Canada Resources
Czar	Czar Resources Ltd.
DE	Diamètre extérieur
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FMA	Flux monétaire actualisé
Foothills	Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.
GS	Goepel Shields & Partners
IPAC	Independent petroleum Association of Canada
km	Kilomètre
La Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
MEMF	Modèle d'équilibre des marchés financiers
mm	Millimètre
NOVA	Nova Corporation of Alberta
Office, ONE	Office national de l'énergie
PG&E	Pacific Gas and Electric Company
PGT	Pacific Gas Transmission Company
RAO	Rendement des actions ordinaires
SCEC	Société canadienne d'évaluation du crédit
TCPL	TransCanada PipeLines Limited

Value Line

Enquête Value Line Investment

WEI

Westcoast Energy Inc.

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT AUX plaintes déposées par l'Independent Petroleum Association of Canada (« IPAC ») et par la Czar Resources Ltd. (« Czar ») à propos du tarif de l'Alberta Natural Gas Company Ltd. (« ANG »), conformément à la partie IV de la Loi;

RELATIVEMENT À l'ordonnance RHW-1-92 rendue par l'Office national de l'énergie;

EXAMINÉE par la voie de mémoires

DEVANT:

R. Andrew	Président de l'audience
R. Priddle	Membre
A. Côté-Verhaaf	Membre

AUTEURS DES MÉMOIRES:

Alberta and Southern Gas Co. Ltd.

Association pétrolière du Canada

Chevron Canada Resources Ltd.

Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta

Czar Resources Ltd.

Independent Petroleum Association of Canada

Chapitre 1

Historique et demande

L'Alberta Natural Gas Company Ltd. («ANG») possède et exploite un gazoduc (B.C. Pipeline) dans le sud de la Colombie-Britannique, lequel fait partie d'un réseau de transport du gaz naturel qui relie l'Alberta et la Californie et dont les diverses sections appartiennent (de nord en sud) à ANG, à la Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. («Foothills»), à la Pacific Gas Transmission Company («PGT») et à la Pacific Gas and Electric Company («PG&E»).

Les installations actuelles d'ANG comprennent une canalisation principale ayant 914 millimètres (36 pouces) de diamètre extérieur («DE») et 170,7 kilomètres (106,1 milles) de longueur, qui s'étend d'un point situé 0,4 kilomètres (0,2 milles) à l'est de la frontière séparant l'Alberta et la C.-B., près de Coleman, à un point sur la frontière transnationale, près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Neuf embranchements latéraux aménagés sur le tracé du gazoduc permettent à des sociétés gazières indépendantes d'approvisionner les collectivités de la C.-B.

Foothills, qui est également régie par l'Office, possède quatre tronçons de canalisations de 914 millimètres (36 pouces) de diamètre, qui courent parallèlement à l'artère principale du gazoduc d'ANG sur une longueur totale de 87,6 kilomètres (54,4 milles), ainsi que des installations de comptage, situées près de Kingsgate. ANG exploite les installations de Foothills en vertu d'un accord de mise en oeuvre conclu entre les deux sociétés.

Il est prévu d'agrandir le réseau pipelinier reliant l'Alberta et la Californie et les nouvelles installations doivent entrer en service le 1^{er} novembre 1993. Cette extension du réseau permettra d'accroître de 24,7 millions de mètres cubes (872 millions de pieds cubes) par jour la capacité d'exporter du gaz naturel à partir de Kingsgate.

Les travaux d'extension qui relèvent d'ANG consistent à accroître la capacité des installations de compression existantes, moyennant un coût en capital estimatif de 82 millions de dollars (cours de 1990). L'Office a examiné la demande connexe portant sur les installations au cours d'une instance par voie de mémoires (GHW-2-91) et a entériné la demande en délivrant l'ordonnance XG-16-92, en date du 4 mai 1992.

Parallèlement aux travaux d'extension d'ANG, Foothills projette de compléter le doublement de l'artère principale d'ANG en construisant quatre tronçons supplémentaires de 1067 millimètres (42 pouces) de diamètre extérieur, totalisant de 77,6 kilomètres (48,2 milles), à un coût en capital estimatif d'environ 105 millions de dollars (cours de 1990). Les installations en question ont déjà été déclarées d'utilité publique suivant la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Selon les prévisions, les segments PGT et PG&E des travaux d'extension coûteront approximativement 1,6 million de dollars US (dollars courants).

ANG a récemment changé de propriétaire. Le 30 juin 1992, PGT, ancienne société mère d'ANG, a vendu à la TransCanada PipeLines Limited («TCPL») sa part de 49,98 % dans la compagnie.

La demande

Le 30 janvier 1992, ANG a déposé auprès de l'Office un barème modifié des taux et des frais en vigueur («la demande»), qui était censé entrer en vigueur le 1^{er} février 1992. Les droits proposés dans ce document se fondaient sur une réduction du taux de rendement du capital-actions ordinaire, ramené à 13,25 %, et le maintien du ratio présumé du capital-actions ordinaire d'ANG, établi à 35 %, et d'un taux de 11,5 % pour le coût présumé de la dette. Dans sa lettre d'accompagnement, ANG a indiqué qu'elle avait fait parvenir un double du barème modifié à toutes les parties intéressées. Elle a également mentionné que la seule opposition aux modifications proposées venait de l'Independent Petroleum Association of Canada («IPAC»), qui jugeait le taux de rendement du capital-actions ordinaire trop élevé.

Dans une lettre en date du 4 février 1992, l'IPAC a adressé une plainte officielle à l'Office à propos de la modification proposée du tarif d'ANG et a demandé la tenue d'une audience publique pour examiner la question. L'IPAC a aussi proposé que l'Office autorise les nouveaux droits d'ANG de façon provisoire, en attendant l'issue de l'audience.

Par le biais d'une lettre datée du 6 février 1992, la société Czar Resources Ltd. («Czar») a également déposé une plainte officielle auprès de l'Office, dans laquelle elle soutenait que le taux de rendement proposé pour les actions ordinaires («RAO»), soit 13,25 %, était trop élevé et demandait que soit convoquée une audience publique afin d'étudier les droits proposés d'ANG.

Le 6 février 1992, l'Office a rendu l'ordonnance TGI-2-92 déclarant provisoires les nouveaux droits d'ANG, à compter du 7 février 1992.

Dans une lettre en date du 2 mars 1992, la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA») a déclaré que le taux de rendement, la structure de capital et les aspects connexes représentaient, à son avis, des questions de première importance dans l'étude de la demande d'ANG concernant la modification de son tarif. La CCPA a indiqué qu'elle avait récemment pris part à des instances de l'Office qui portaient sur de telles questions et qu'elle ferait de même à l'avenir. La CCPA appuyait la demande de l'IPAC voulant que l'Office convoque une audience publique pour débattre les points en litige.

Le 30 mars 1992, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience RHW-1-92 pour annoncer leur intention d'examiner les questions afférentes aux droits proposés d'ANG, y compris la question du taux de rendement admissible, au cours d'une audience qui se tiendrait par voie de mémoires.

Les intervenants devaient présenter leurs témoignages écrits au plus tard le 26 juin 1992. L'échéance du 6 juillet avait été fixée pour la réception des lettres renfermant leurs commentaires. Les intervenants avaient jusqu'au 14 août 1992 pour soumettre leurs commentaires finals à l'Office; ANG devait présenter les siens avant le 28 août 1992.

L'audience par voie de mémoires n'était pas limitée à la seule question du taux de rendement. Les mémoires déposés par les parties à l'instance traitaient également de la structure de capital qu'il convenait d'autoriser, du coût présumé de la dette et d'autres questions. L'Alberta & Southern Gas Co. Ltd. («A&S»), l'Association pétrolière du Canada («APC»), Czar et l'IPAC ont déposé des mémoires d'intervention. En outre, la CCPA et la société Chevron Canada Resources («Chevron») ont présenté des lettres de commentaires.

Chapitre 2

Structure et coût du capital

ANG a demandé un rendement de 13,25 % sur le capital-actions ordinaire présumé. Cela représentait une baisse de 50 points de base par rapport au taux appliqué par ANG depuis septembre 1991, qui était de 13,75 %. Avant cette date, le taux était de 13,25 %. Au moment où ANG soumettait à l'Office la modification de son tarif, la structure du capital de la section B.C. Pipeline se présentait comme suit : capital-actions ordinaire présumé, 35 %, et dette présumée, 65 %. Le coût de la dette autorisé par l'Office le 1^{er} mars 1991 était de 11,5 %.

Tableau 2-1

**Structure du capital et taux de rendement
selon le barème modifié des taux et des frais
en vigueur le 1^{er} février 1992**

	<u>Structure du capital</u> (%)	<u>Taux du coût</u> (%)	<u>Composante du coût</u> (%)
Dette présumée	65,00	11,50	7,47
Capital-actions ordinaire présumé	35,00	13,25	4,64
	<u>100,00</u>		
Taux de rendement sur la base des taux			<u>12,11</u>

2.1 Capital-actions ordinaire présumé

Dans la modification du tarif soumise à l'Office, ANG a utilisé la structure présumée du capital existante pour ses opérations pipelinières, à savoir 65 % pour la dette non consolidée et 35 % pour le capital-actions ordinaire, car, d'après elle, cette structure était toujours appropriée. Dans la lettre renfermant ses commentaires finals, la société fait valoir que la structure du capital relative à ses opérations pipelinières devrait être déterminée de façon distincte de ses activités commerciales non réglementées. Elle soutient qu'il est inapproprié de prendre en considération le niveau du capital-actions ordinaire étayant les activités non réglementées de la société lorsqu'on veut déterminer le niveau du capital-actions ordinaire qui convient pour les opérations pipelinières réglementées. En outre, ANG a soutenu qu'elle était justifiée de continuer d'utiliser une structure du capital de 65-35 compte tenu de l'accroissement de ses risques, notamment :

- l'augmentation du nombre d'expéditeurs ayant une plus grande variété d'approvisionnements en gaz et desservant une plus grande gamme de marchés;

- la concurrence accrue pour ce qui est d’approvisionner les marchés traditionnels d’ANG en gaz provenant des États-Unis, notamment le méthane de gisement houiller qui donne droit à une exonération d’impôt et les mesures prises dernièrement par la *Federal Energy Regulatory Commission* («FERC») en vue de favoriser la concurrence dans le secteur des pipelines aux États-Unis;
- la restructuration du marché du gaz en Californie et l’incertitude créée par les objectifs divergents des politiques publiques prônées en Alberta et en Californie;
- les poursuites engagées par des fournisseurs de la société A&S contre A&S, PGT et PG&E;
- les restrictions entravant l’accès aux gazoducs de Nova Corporation of Alberta («NOVA») et d’A&S par les expéditeurs bénéficiant d’un service interruptible.

À cet égard, le témoin expert de l’IPAC, M. G Weir, suggérait comme structure de capital équitable pour ANG 25 % au titre du capital-actions ordinaire et 75 % pour la dette. Il appuyait sa suggestion sur le fait qu’ANG faisait face à des risques commerciaux moindres que la moyenne des services publics au Canada et devrait donc avoir un ratio de capital-actions ordinaire-dette plus faible.

L’expert de l’IPAC a identifié trois facteurs ayant pour effet de réduire les risques commerciaux de la section B.C. Pipeline : l’environnement commercial, la réglementation touchant le recouvrement des coûts et le cadre de réglementation. ANG assure le transport de la plus grande partie du gaz de l’Alberta destiné aux marchés de la Californie et des États du Pacifique Nord-Ouest. L’expert de l’IPAC a souligné qu’ANG bénéficie d’un approvisionnement sûr en gaz et d’une grande variété de marchés, et qu’elle est protégée par des contrats de transport garanti à long terme avec ses expéditeurs. Il a fait valoir, en outre, que la méthode de réglementation basée sur le coût du service permet à la société de recouvrer ses coûts et lui garantit le rendement autorisé, ce qui la met à l’abri des risques tels que les délais occasionnés par la réglementation, les variations de débit et l’accroissement des dépenses. Il a également souligné qu’ANG est protégée contre tout risque de rupture de contrats de la part de ses expéditeurs puisque, le cas échéant, le coût du service du gazoduc serait réparti entre les expéditeurs restants. Il a enfin fait valoir que les projets d’agrandissement d’ANG n’accroissent nullement son risque commercial, car la société a déjà signé avec 29 clients des contrats de transport garanti à long terme, portant sur des périodes de 15 à 30 ans, basés sur l’utilisation de ces nouvelles installations.

L’expert de l’IPAC a fait valoir que la structure de capital présumée demandée le 31 décembre 1991 ne laissait à ANG que 26,2 % de son capital-actions ordinaire pour couvrir les investissements plus risqués rattachés à ses activités non réglementées. Si le ratio du capital-actions ordinaire était fixé à 25 % pour ses activités de gazoduc réglementées, réalisées sous la désignation «B.C. Pipeline», il resterait 27,3 % pour les activités non réglementées au 31 décembre 1991. Avec un ratio du capital-actions ordinaire de 25 % et un rendement autorisé de 12,25 %, le ratio de couverture de l’intérêt pour la section B.C. Pipeline lui permettrait de maintenir une cote élevée de solvabilité. ANG a fait valoir qu’en ce qui concerne la couverture de l’intérêt, l’expert de l’IPAC avait pris l’argument d’un autre expert dans une autre cause et que cela ne pouvait donc pas être pris en considération dans son cas.

Opinion de l'Office

L'Office est conscient du fait que, par le passé, en raison de la base des taux relativement faible de la section B.C. Pipeline, la structure de capital existante n'avait pas un grand effet sur sa clientèle, en termes absolus. Cependant, la base des taux de la section B.C. Pipeline prévue pour 1992 est en moyenne plus du double de ce qu'elle était quand la structure de capital actuelle a été approuvée par l'Office en 1982, et le triple de la base des taux moyenne en 1987. En conséquence, la structure du capital d'ANG a maintenant un effet substantiel sur les coûts des expéditeurs. Compte tenu de sa propre évaluation du risque commercial auquel ANG est exposée, de l'importance de la base des taux et de la croissance prévue, l'Office estime qu'il est maintenant approprié de revoir la structure du capital de la section B.C. Pipeline. Il considère que l'argument présenté par l'IPAC et par son témoin expert, selon lequel le risque commercial de la section B.C. Pipeline est minime, présente un certain intérêt. Néanmoins, l'Office n'est pas convaincu qu'il serait approprié, à ce stade, d'appliquer un ratio du capital-actions ordinaire de 25 %, comme le recommande l'IPAC. Selon l'Office, le risque commercial que supporte la section B.C. Pipeline n'est pas plus important que celui auquel doivent faire face les autres exploitants de gazoduc régis par l'Office sur la base du coût du service. L'Office conclut donc qu'il serait approprié de rajuster le ratio présumé du capital-actions ordinaire.

Décision

L'Office approuve une structure de capital présumée pour la section B.C. Pipeline consistant en 30 % de capital-actions ordinaire et 70 % de dette.

2.2 Coût du capital

2.2.1 Coût de la dette

Le Barème des taux, et des frais en vigueur déposé auprès de l'Office le 30 janvier 1992, reflète un coût de la dette correspondant à 11,5 %. C'est le taux qui avait été autorisé par l'Office dans une décision contenue dans la lettre du 1^{er} mars 1991 adressée à la société à l'occasion du dernier examen du coût de sa dette. En réponse à une question de l'Office, ANG a prétexté que l'utilisation d'un taux de 11,5 % reflétait avec justesse les coûts de financement sur une longue période et n'était pas une indication des taux du moment.

Bien qu'aucune preuve n'ait été présentée pour appuyer le taux du coût de la dette qu'ANG souhaitait utiliser, la preuve concernant le rendement du capital-actions ordinaire déposée par le témoin expert de la société, M. Timothy Critchfield, indiquait que celui-ci considérait qu'il était approprié d'utiliser les prévisions pour 1992 du rendement moyen des obligations d'épargne du Canada à long terme les plus récentes qui soient disponibles, au moment où il rédigeait son document, comme estimation d'un taux sans risque.

Dans la lettre renfermant ses commentaires finals, ANG contestait les taux d'intérêt recommandés par l'expert de l'IPAC parce que celui-ci s'était fondé sur les taux en vigueur en juin 1992. Elle faisait

valoir que, de ce fait, il ne tenait pas compte de la période de droits provisoires ni des taux d'intérêt qui avaient eu cours durant 1991. Elle acquiesçait à l'écart de 125 à 150 points de base entre la dette d'une société de service public cotée A et le rendement des obligations d'épargne du Canada à long terme, tel que l'avait établi l'expert de l'IPAC, mais elle contestait les données utilisées par A&S pour recommander un écart de 106 à 119 points de base. Cependant, ANG n'a fait aucune proposition précise quant à ce qui devrait être considéré comme un écart approprié.

L'IPAC considérait comme déraisonnable le taux de 11,5 % demandé au titre du coût de la dette et, dans la lettre renfermant ses commentaires finals, l'association recommandait un taux de 9,5 à 10 %, selon la structure de capital présumée qui aura été approuvée par l'Office. Un ratio dette-capital-actions ordinaire présumé de 65-35 assurerait que le coût de la dette se maintiendra dans la limite inférieure de la fourchette, alors qu'avec un ratio de 75-25, le coût de la dette se situerait plutôt dans la limite supérieure. L'IPAC a établi ces chiffres en se fondant sur un rendement moyen estimé de 8,5 % en 1992 pour les obligations d'épargne du Canada à long terme et sur un écart de 100 à 150 points de base entre les obligations d'épargne du Canada à long terme et une prime de risque appropriée pour les titres d'emprunt émis par la société. Dans la preuve produite, l'expert de l'IPAC a souligné qu'un service public coté A peut émettre des titres d'emprunt présentant un écart de 125 à 150 points de base par rapport au rendement des obligations d'épargne du Canada à long terme.

A&S a comparé les rendements actuels des obligations du Canada à long terme et les écarts de points de base entre ces rendements et ceux des obligations de sociétés cotées A. Elle a utilisé les écarts relatifs à la dette cotée A même si la dette d'ANG a été réévaluée de A à B++ par la Société canadienne d'évaluation du crédit (SCEC), faisant valoir que cette réévaluation à la baisse était attribuable à des pertes associées aux activités commerciales non réglementées d'ANG. En 1991, l'écart entre les obligations d'épargne du Canada à long terme et la dette cotée A était de 41 points de base en novembre et de 128 points de base en janvier. L'écart moyen a été de 106 points de base en 1991 et de 116 points de base pour les cinq trimestres se terminant le 31 mars 1992. La société A&S a également examiné les écarts récents entre les obligations d'épargne du Canada et la dette à long terme d'un échantillon d'autres sociétés de gazoducs réglementées. L'écart médian a été de 117 points de base en 1991 et de 119 points de base pour les cinq trimestres se terminant le 31 mars 1992. A&S recommandait un écart de 106 à 119 points de base par rapport au rendement prévu (de 9 à 9,25 %) des obligations d'épargne du Canada à long terme pour 1992. La fourchette de taux pour le coût de la dette, établie à partir d'une combinaison d'estimations, allait de 10,06 % (9 % + 106 points de base) à 10,44 % (9,25 % + 119 points de base), et A&S recommandait de choisir la valeur centrale, 10,25 %, comme taux du coût de la dette à long terme pour ANG.

La société Czar a suggéré que la dette autorisée soit basée sur le coût actuel de la dette d'ANG, qu'elle estimait à 8,4 %.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît, comme l'IPAC et A&S, que la méthode appropriée pour établir le taux du coût de la dette dans le cas d'ANG consiste à utiliser un rendement moyen prévu pour des investissements sans risque, tels que les obligations d'épargne du Canada à long terme, et de le majorer de la prime de risque appropriée compte tenu de l'écart entre les obligations d'épargne du Canada à long terme et les titres émis par les services publics cotés A. Cette méthode va dans le sens de la décision prise par

l'Office à l'occasion du dernier examen du coût de la dette d'ANG. ANG avait alors fait valoir que c'était la méthode appropriée pour établir le coût de la dette et l'Office avait accepté ce point de vue.

Pour arriver à sa décision, l'Office a considéré les données les plus récentes sur le rendement ponctuel et le rendement cumulatif pour 1992 des obligations d'épargne du Canada à long terme de même que leur rendement annuel moyen prévu pour diverses périodes jusqu'à la fin de 1993. En outre, l'Office a examiné les preuves soumises concernant la prime de risque que la société devrait verser en sus du taux de rendement des obligations d'épargne du Canada à long terme pour attirer des investisseurs, actuellement et dans un avenir prévisible.

L'Office est conscient du fait qu'une part importante des activités commerciales d'ANG est financée par sa dette à court terme. Actuellement, aucune portion de la dette à long terme non amortie d'ANG n'est imputée à la section B.C. Pipeline. L'Office s'attend qu'ANG alloue une part importante de toutes nouvelles émissions de titres à ses activités de gazoduc afin que la dette présumée de la section B.C. Pipeline puisse être convertie en dette consolidée. Si la dette non consolidée de la section B.C. Pipeline n'est pas réduite de façon substantielle, l'Office pourrait envisager d'utiliser le coût réel pondéré de la dette pour les activités pipelinières de la société à compter du 1^{er} novembre 1993.

Décision

L'Office approuve le taux de 9,5 % pour le coût de la dette présumée d'ANG s'appliquant à compter du 7 février 1992. En outre, lorsque la société ANG allouera une part de sa nouvelle dette à ses opérations pipelinières, elle devra en aviser l'Office et commencer à utiliser le coût réel de sa nouvelle dette à long terme pour le calcul de son coût de service. Pour ce qui est du coût de la dette présumée, elle continuera à appliquer le taux qui a été approuvé (9,5 %) au reste de la dette non consolidée.

2.2.2 Rendement du capital-actions ordinaire

Le témoin expert d'ANG a utilisé trois méthodes pour établir le taux de rendement équitable dans le cas d'ANG. La méthode de la prime de capital-risque a reçu plus de poids, alors que la méthode du flux monétaire actualisé («FMA») et la méthode des gains comparables ont été utilisées pour vérifier les résultats obtenus avec la première méthode.

La méthode de la prime de capital-risque appliquée par l'expert d'ANG utilise le modèle d'équilibre des marchés financiers. Dans ce modèle, $R_i = R_f + \beta_i (R_m - R_f)$, le taux de rendement requis pour un investissement donné (R_i) est déterminé par le taux sans risque (R_f) plus une prime proportionnelle au risque afférent à l'investissement, ($\beta_i (R_m - R_f)$), où β_i est le coefficient de variation d'un investissement donné, i , par rapport au marché, R_m .

L'expert d'ANG a obtenu un coefficient beta pour ANG de 0,66, en faisant la moyenne des valeurs beta est estimées de Westcoast Energy Inc. («WEI»), soit 0,62, et de TCPL, soit 0,70. Il a souligné que la méthode qu'il avait utilisée pour calculer les valeurs beta de WEI et de TCPL était très semblable à celle qui a été appliquée pour l'enquête *Value Line Investment* («Value Line»). Dans cette étude, la valeur beta pour ANG était estimée à 0,65. Une estimation des rendements moyens des obligations d'épargne du Canada à long terme a été utilisée comme rendement d'un investissement sans risque.

La prime de risque prévue pour le marché a été établie à partir des données chronologiques, tirées des études effectuées par Hatch and White et par l'Institut canadien des actuaires. L'étude de Hatch and White, mise à jour de façon à couvrir la période allant de 1950 à 1990, fait état d'une prime de 6 % pour le capital-actions ordinaire par rapport aux obligations d'épargne du Canada à long terme. Pour la même période, l'Institut canadien des actuaires fixe la prime à 7 %. L'expert d'ANG a utilisé la moyenne des deux, soit 6,5 %, comme prime de risque prévue pour le marché. Celle-ci a alors été ajustée à la baisse à l'aide du coefficient beta établi pour ANG, 0,66, ce qui donne une prime de risque de 4,3 %. L'expert a ensuite majoré d'autant le taux des obligations d'épargne du Canada à long terme, 9,3 % selon ses prévisions, ce qui a donné un taux estimatif de rendement équitable de 13,6 % pour le capital-actions ordinaire d'ANG.

Pour vérifier les résultats obtenus avec la méthode de la prime de capital-risque, l'expert a également effectué un test FMA. Dans ce test, le coût du capital, c'est-à-dire le rendement exigé par les investisseurs, est déterminé en fonction du prix courant de l'investissement et des projection concernant les dividendes.

L'expert d'ANG a estimé le coût moyen du capital-actions ordinaire pour un échantillon de 14 entreprises en appliquant la méthode FMA traditionnelle. Un ajustement en fonction du risque relatif d'ANG par rapport aux entreprises constituant l'échantillon a été effectué en utilisant un facteur beta moyen de 0,40 pour les entreprises constituant l'échantillon et un facteur beta établi à 0,66 pour ANG. Le rendement moyen été estimé à 12,4 %, pourcentage auquel on a ajouté de 80 à 150 points de base pour tenir compte du risque relatif supérieur de la société ANG. L'estimation finale de la fourchette obtenue avec la méthode FMA quant au coût du capital-actions ordinaire était de 13,2 à 13,9 %.

Les résultats obtenus avec la méthode de la prime de capital-risque ont ensuite été soumis à une vérification supplémentaire, par l'application de la méthode des gains comparables. L'expert d'ANG a fait valoir qu'en raison de l'absence d'un groupe d'investissements directement comparables à un investissement dans les opérations de gazoduc d'ANG, les résultats de la méthode des gains comparables sont moins utiles que ceux des deux autres méthodes utilisées. Il a calculé le rendement des avoirs au livre moyens pour un échantillon de 14 sociétés dans les groupes des gazoducs et services publics du TSE 300 pour la période allant de 1983 à 1991, et a obtenu une moyenne des taux annuels de rendement de 13,3 %. Il a fait valoir que, comme il avait obtenu un facteur beta pour ANG supérieur au facteur beta moyen de l'échantillon, 13,3 % représentait un coût minimal du capital-actions ordinaire, tel qu'établi avec cette méthode. La recommandation finale de l'expert d'ANG concernant le taux de rendement du capital-actions ordinaire de la société était 13,25 %.

Le témoin expert de l'IPAC a souligné que le taux de rendement du capital-actions ordinaire demandé par ANG était trop élevé. Pour étayer ce point de vue, il a fait remarquer que la situation du marché, notamment la baisse des taux d'intérêt et le prix élevé des actions enregistré malgré la récente

diminution des bénéfices des sociétés, indique que les attentes des investisseurs en ce qui a trait au rendement des investissements concurrents ont beaucoup diminué.

L'expert de l'IPAC a également rappelé, preuve à l'appui, qu'ANG avait enregistré par le passé des bénéfices supérieurs à ce qui était requis pour conserver son accès au marché des capitaux et son intégrité financière. Il a souligné que le ratio valeur comptable-valeur marchande d'ANG était suffisamment important pour indiquer que le rendement autorisé sur le capital-actions ordinaire était supérieur au coût du capital.

Dans la lettre renfermant ses commentaires finals, l'IPAC affirme que le rendement de 13,6 % obtenu par l'expert d'ANG avec le modèle d'équilibre des marchés financiers est trop élevé et qu'un taux de 11,05 % serait plus approprié. L'écart est dû au fait que l'IPAC utilise un taux sans risque de 8,5 %, une prime de capital-risque du marché de 4,48 %, un facteur beta de 0,50 et une tolérance de 30 points de base au titre des frais d'émission. L'expert de l'IPAC a déterminé le facteur beta à partir d'une estimation des facteurs beta pour WEI et TCPL. Toutefois, pour arriver à 0,50, il a calculé à part les facteurs beta des gazoducs réglementés de WEI et de TCPL, puis il a ajusté les valeurs obtenues de façon à estimer le facteur beta de la section B.C. Pipeline, sur une base distincte également.

D'autres intervenants ont aussi fait valoir leur point de vue, sans toutefois l'étayer. L'APC a jugé qu'un rendement de 12 % pour le capital-actions ordinaire était raisonnable, et Chevron a appuyé ce point de vue. La CCPA estimait que, compte tenu de la conjoncture économique, une fourchette de 12 à 12,25 %, de préférence les valeurs inférieures, était raisonnable. CZAR, par contre, a soutenu que le rendement du capital-actions ordinaire devrait être réduit et que 12,5 % serait un taux raisonnable.

Opinion de l'Office

Théoriquement, le coût du capital-actions ordinaire est le prix que les investisseurs sont prêts à payer dans un marché libre. Dans le cas d'une société à tarifs réglementés, ce coût doit faire l'objet d'un calcul approché au moyen de diverses techniques de mesure du coût du capital. Dans le cas qui nous intéresse, la tâche est compliquée du fait qu'ANG a des activités diversifiées et que sa section de gazoducs B.C. Pipeline, qui est soumise à la réglementation, ne représente qu'une faible proportion de l'ensemble des activités commerciales d'ANG. Il n'y a pas de données chronologiques directement applicables qui soient disponibles pour simuler les rendements attendus au titre des investissements dans les activités réglementées d'ANG. En conséquence, l'Office doit s'en remettre à une combinaison de méthodes, chacune visant à simuler le rendement équitable exigé par l'investisseur type à l'égard du capital-actions ordinaire d'une société exclusivement de service public. L'Office a pour coutume de se fonder sur les résultats obtenus en appliquant les modèles de la prime de capital-risque, des gains comparables et du flux monétaire actualisé.

L'Office estime que toutes les preuves présentées ont été utiles pour déterminer un rendement équitable pour le capital-actions ordinaire d'ANG. Compte tenu de la conjoncture économique, de la situation des marchés financiers et des récentes périodes caractérisées par des taux d'inflation élevés, l'Office partage l'opinion de l'expert d'ANG voulant que plus de poids soit accordé à la méthode de la prime de capital-risque.

Après examen des résultats du modèle de la prime de capital-risque qui lui ont été soumis, l'Office considère que le taux sans risque de 91,3 % utilisé par l'expert d'ANG est trop élevé. Ce dernier s'appuyait sur le fait que les taux d'intérêt étaient descendus à leur plus bas niveau à la fin de 1991. À son avis, les taux d'intérêt devaient remonter au cours de 1992 étant donné que l'économie canadienne et l'économie américaine amorçaient une reprise. Or, cela ne s'est pas vérifié. L'Office souligne également qu'une prime de capital-risque du marché de 6,5 %, telle que l'expert d'ANG le préconise, apparaît excessive. Par ailleurs, l'estimation du facteur beta d'ANG à 0,66 ne semble pas tenir compte adéquatement du risque réduit supporté par la section B.C. Pipeline lorsqu'elle fait l'objet d'un calcul à part. L'Office est sensible à la tentative de l'IPAC d'estimer l'élément de risque attribuable à la section B.C. Pipeline, mais estime que la description de la méthode et la preuve fournie à l'appui ne justifient pas l'utilisation d'un facteur beta aussi faible que 0.50.

En ce qui a trait à la preuve fournie par ANG concernant l'application du modèle du flux monétaire actualisé et du modèle des gains comparables, l'Office a des doutes quant à la valeur de l'échantillon de sociétés utilisé pour effectuer les comparaisons. L'Office se demande si ce n'est pas se mettre dans un cercle vicieux que d'utiliser les données relatives à d'autres sociétés réglementées pour déterminer un rendement équitable pour la section B.C. Pipeline.

Décision

Après avoir pesé toutes les preuves fournies et analysé la conjoncture économique actuelle et à venir, les taux d'inflation et les taux d'intérêt actuels et prévus, ainsi que la prime de capital-risque requise pour maintenir l'accessibilité aux marchés financiers, l'Office estime que 12 % est un rendement équitable pour le capital-actions ordinaire d'ANG.

2.3 Taux de rendement sur la base des taux

Décision

L'Office approuve la structure de capital, le coût de la dette, le coût du capital-actions ordinaire et le rendement sur la base des taux tels qu'ils sont exposés dans le tableau 2.2.

Tableau 2-2
Structure du capital et taux de rendement
présumés approuvés

	<u>Structure du capital</u> (%)	<u>Taux du coût</u> (%)	<u>Composante du coût</u> (%)
Dette présumée	70,00	9,50	6,65
Capital-actions ordinaire présumé	30,00	12,00	3,60
	<u>100,00</u>		
Taux de rendement sur la base des taux			<u>10,25</u>

2.4 Incidence sur les droits

Les décisions contenues dans ce chapitre relativement à la structure du capital, au coût de la dette et au rendement du capital-actions ordinaire présumés réduiront les besoins en revenus d'ANG d'environ 950 000 \$ en 1992, de sorte qu'ils seront de l'ordre de 23,7 millions de dollars (hormis les frais associés à l'ONE), et devraient faire baisser les droits de la société d'environ 3,9 %.

Chapitre 3

Autres questions

3.1 Coûts associés au processus de réglementation

L'IPAC s'inquiète de ce que le demandeur puisse recouvrer par le truchement des droits ce qu'il lui en coûte pour retenir les services d'experts techniques ou juridiques afin d'élaborer et de défendre la preuve fournie à l'appui du taux de rendement qu'il a demandé, alors même que les payeurs de droits doivent assumer leurs propres frais lorsqu'ils souhaitent contester cette preuve. L'IPAC a soutenu que l'on ne devrait pas s'attendre à ce que les payeurs de droits défrayent le service public des coûts associés à la défense du taux de rendement qu'il propose. Selon l'association, les coûts d'ANG qui se rapportent directement aux bénéficiaires de ses actionnaires devraient être assumés par les actionnaires eux-mêmes, plutôt que par les payeurs de droits.

De la même façon, la CCPA a fait valoir, dans la lettre renfermant ses commentaires, qu'en plus de payer directement des frais pour produire leurs propres témoins experts, les intervenants se trouvent aussi à payer de façon indirecte, soit par le travers des droits, les coûts qui sont engagés par le service public en cause pour produire des témoins.

ANG a contesté ce point de vue en soulignant que les frais rattachés aux audiences font partie intégrante du coût du service assuré par n'importe quelle société à tarifs réglementés. Par ailleurs, ANG trouvait que la présente instance n'était pas le moment indiqué pour débattre cette question.

Opinion de l'Office

L'Office estime qu'il s'agit d'une question d'application générale qu'il n'a pas examinée assez en détail au cours de l'instance pour pouvoir se prononcer.

3.2 Méthode de réglementation

En mars 1987, l'Office a autorisé la requête d'ANG voulant que sa tarification soit réglementée en fonction des plaintes. Bien que ce mode de réglementation ait été adopté dans le cas d'ANG, celle-ci demeure une société du groupe 1 et, à ce titre, elle est assujettie à toutes les exigences en matière de rapports.

L'IPAC et Czar ont toutes les deux soutenu que les travaux d'extension qu'ANG a récemment fait approuver se traduiront par une augmentation considérable de sa base des taux et de son nombre d'expéditeurs. Compte tenu de ces changements, elles ont fait valoir que l'Office devrait réglementer les opérations pipelinières d'ANG de la même façon qu'il réglemente d'autres grands pipelines.

Dans la lettre renfermant ses commentaires finals, ANG a indiqué que la société est d'accord pour que l'on cherche de nouvelles formules de réglementation, mais qu'il ne convient pas d'aborder cette question dans le cadre de l'instance actuelle.

Opinion de l'Office

À l'époque où l'Office a approuvé la méthode de réglementation actuellement appliquée dans le cas d'ANG, la base des taux de la société s'était amenuisée, n'atteignant plus que 15 millions de dollars environ, et ANG ne comptait qu'un petit nombre d'expéditeurs. À l'heure actuelle, la base des taux d'ANG est de l'ordre de 65 millions de dollars et, en comptant les ajouts récemment approuvés à ses installations de compression, elle devrait augmenter d'environ 85 millions de dollars, ce qui en porterait la valeur totale à 150 millions de dollars d'ici la fin de 1993.

L'Office n'est pas convaincu que la preuve produite sur la question est de nature à lui permettre de décider s'il y a lieu de changer la méthode de réglementation appliquée dans le cas d'ANG. La société est actuellement dans une période de croissance qui pourrait justifier pareil changement. L'Office estime qu'il convient de reporter l'examen de cette question à une date ultérieure.

3.3 Opérations entre apparentés

L'IPAC a mentionné qu'ANG a une participation de 50 % dans le Centre Amoco, là où se trouvent les bureaux de la société. En réponse à des questions de l'IPAC, ANG a affirmé qu'elle loue des locaux dans le Centre Amoco aux termes d'un contrat de sous-location avec A&S. ANG paie un loyer de 19 \$ le pied carré, après défalcation des frais d'exploitation, des taxes professionnelles et des charges pour services publics. ANG a soumis des preuves selon lesquelles elle occupe environ 11 % de toute la superficie louable du centre, approximativement 14 % de cet espace étant affecté à ses opérations pipelinières.

L'IPAC se préoccupait du fait que l'immeuble était de qualité supérieure à ce que la direction de la section du pipeline aurait vraisemblablement choisi, s'il n'eût été des intérêts d'ANG dans un immeuble de classe A. L'IPAC s'inquiétait aussi de ce que la superficie allouée au pipeline n'était peut-être pas raisonnable et que les frais de location pourraient être inférieurs à la juste valeur locative des locaux.

Opinion de l'Office

L'Office note qu'ANG loge dans un immeuble à bureaux comparable à ceux qui abritent d'autres sociétés pipelinières qu'il régie. Pour ce qui est des préoccupations de l'IPAC au sujet du coût des bureaux affectés aux opérations pipelinières, il n'y a aucune indication au dossier qui donne à croire que le taux de location payé est supérieur à ceux qui avaient cours sur le marché au moment où le bail a été signé. L'Office examinera cet aspect au cours de la prochaine vérification de la société exigée par la réglementation.

3.4 Droits applicables au service interruptible

ANG offre actuellement deux niveaux de service interruptible. Le service de niveau 1 a préséance sur celui de niveau 2 et il n'est offert qu'aux expéditeurs initiaux de la compagnie. En réponse à une demande de renseignements de la part de Chevron, ANG a indiqué que la structure de service actuelle à deux niveaux et les droits correspondants seraient abolis le 31 octobre 1993.

Dans la lettre renfermant ses commentaires, Chevron a exhorté ANG de recueillir les commentaires des expéditeurs de toutes catégories sur la question du service interruptible, et ce, avant le 31 octobre 1993, date prévue de la mise en service des installations additionnelles d'ANG.

Décision

L'Office ordonne à ANG de consulter tous ses expéditeurs (service garanti et service interruptible) à propos des nouvelles modalités qui régiront la prestation du service de transport interruptible à partir du 31 octobre 1993. La société doit aussi déposer les changements nécessaires à son tarif auprès de l'Office et de tous les expéditeurs au moins soixante jours avant leur entrée en vigueur.

3.5 Dépenses en matière de traitements et de salaires

ANG a indiqué que la société a accordé une augmentation salariale de 3 % aux employés rémunérés à l'heure et de 3,5 % aux salariés; ces augmentations entrent en vigueur le 1^{er} janvier 1992. Czar a proposé que l'Office ramène le taux des augmentations accordées à 2,5 %, pour les faire concorder avec les hausses salariales que l'Office a autorisées dans sa dernière décision concernant la Pipeline Interprovincial Inc.

Opinion de l'Office

L'Office estime que les augmentations accordées par la société sont raisonnables eu égard aux circonstances.

Chapitre 4

Droits provisoires

Le 6 février 1992, l'Office a rendu l'ordonnance TGI-2-92 dans laquelle il rendaient provisoires les droits pratiqués par ANG, à compter du 7 février 1992, en attendant qu'il ait terminé l'examen de la plainte déposée par l'IPAC.

Aux termes de l'ordonnance TG-8-92 (Annexe I), ANG doit calculer à nouveau son Barème des taux et des frais en vigueur et rembourser aux expéditeurs, avec un intérêt calculé au taux annuel de 9,5 %, la différence entre les taux recalculés et ceux que la société a appliqués conformément à l'ordonnance TG-2-92.

Chapitre 5

Dispositif

Les chapitres précédents, et l'ordonnance TG-8-92, constituent nos motifs de décision et notre décision en la matière.

R.L. Andrew
Président de l'audience

R. Priddle
Membre

A. Côté-Verhaaf
Membre

Annexe I

ORDONNANCE TG-8-92

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

ET RELATIVEMENT AUX plaintes déposées auprès de l'Office par l'Independent Petroleum Association of Canada et par la société Czar Resources Ltd. à propos du tarif d'ANG, conformément à la partie IV de la Loi (plaintes déposées sous le numéro de dossier 4200-A2-1).

DEVANT l'Office le 29 septembre 1992.

ATTENDU QUE le 30 janvier 1992, l'Alberta Natural Gas Ltd. («ANG») a déposé un tarif modifié qui devait entrer en vigueur le 1^{er} février 1992;

ATTENDU QUE l'Independent Petroleum Association of Canada («IPAC») et la Czar Resources Ltd. («Czar») ont déposé des lettres de plainte à l'encontre du tarif proposé d'ANG, en date du 4 et du 6 février 1992 respectivement, et ont demandé que soit tenue une audience publique à cet égard;

ATTENDU QUE le 6 février 1992, l'Office a rendu l'ordonnance TGI-2-92 qui rendait provisoires les droits pratiqués par ANG à compter du 7 février 1992;

ATTENDU QUE l'Office, conformément à l'ordonnance RHW-1-92, a invité les parties intéressées à présenter des mémoires au sujet des plaintes;

ATTENDU QUE l'Office a examiné le tarif modifié d'ANG de même que les mémoires déposés par les parties intéressées;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office concernant les plaintes sont énoncées dans ses motifs de décision en date de septembre 1992 et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ CE QUI SUIT:

1. ANG doit calculer à nouveau les droits fixés dans son Barème des taux et des frais en vigueur en date du 30 janvier 1992, compte tenu des décisions énoncées dans les motifs de décision RHW-1-92 et dans la présente ordonnance, ainsi que déposer auprès de l'Office un double des droits ainsi modifiés et en signifier copie à ses expéditeurs et aux parties intéressées dans l'instance RHW-1-92;
2. ANG doit rembourser à ses expéditeurs, au plus tard le 31 décembre 1992, avec un intérêt calculé au taux annuel de 9,5 %, la différence entre les droits calculés suivant le paragraphe 1 ci-dessus et ceux que la société a perçus en vertu de l'ordonnance TGI-2-92;
3. L'ordonnance TGI-2-92, qui autorisait ANG à percevoir les droits demandés de façon provisoire, en attendant que l'Office rende une décision finale au sujet des plaintes

susmentionnées, sera révoquée le jour où ANG effectuera le remboursement prescrit au paragraphe 2 ci-dessus;

4. Les droits établis suivant le paragraphe 1 ci-dessus s'appliqueront à compter du 7 février 1992, sous réserve de la procédure de redressement des droits définies à la page 21 des documents d'ANG exposant les modalités d'exécution des contrats de transport du gaz;
5. Les décisions énoncées dans les motifs de décision RHW-1-92 de l'Office et les modifications au tarif d'ANG autorisées aux termes de la présente ordonnance ont un caractère définitif et elles entreront en vigueur le 7 février 1992;
6. ANG est requise de déposer auprès de l'Office un tarif modifié pour le service de transport interruptible, au moins soixante jours avant son entrée en vigueur le 31 octobre 1993.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

J.S. Richardson
Secrétaire

Annexe II

ORDONNANCE D'AUDIENCE RHW-I-92 INSTRUCTIONS RELATIVES À LA PROCÉDURE

Alberta Natural Gas Ltd
Modification du tarif en vigueur à compter du 1^{er} février 1992

ATTENDU QUE le 30 janvier 1992, l'Alberta Natural Gas Ltd («ANG, le requérant») demandait l'autorisation de modifier son tarif («la demande») à compter du 1^{er} février 1992;

PORTÉE DE L'AUDIENCE

2. L'Office entend étudier les questions relatives aux droits et aux coûts de services de l'ANG, notamment le taux de rendement, par voie d'audience écrite.

INTERVENTIONS

3. Les propositions d'intervention doivent être déposées auprès du Secrétaire et signifiées à l'ANG au plus tard le 1^{er} mai 1992. Elles doivent contenir tous les renseignements exigés à l'alinéa 32(1) de la Partie III des *Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ* (« les Règles ») en date du 21 avril 1987.
4. Le secrétaire de l'Office fera diffuser une liste des intervenants peu après la date du 1^{er} mai 1992.

TÉMOIGNAGE ÉCRIT SUPPLÉMENTAIRE DU REQUÉRANT

5. Toute proposition de témoignage que souhaite présenter le requérant doit être déposée auprès du secrétaire de l'Office et signifiée à toutes les autres parties figurant dans la liste des intervenants citée à l'article 4 ci-dessus au plus tard le 15 mai 1992.

TÉMOIGNAGE DES INTERVENANTS

6. Les textes des témoignages que se proposent de donner les intervenants doivent être déposés auprès du secrétaire de l'Office et signifiés à l'ANG et à tous les autres intervenants à l'instance au plus tard le 26 juin 1992.

SIGNIFICATION DES DOCUMENTS

7. L'ANG doit signifier copie des présentes Instructions relatives à la procédure, y compris les annexes, dans l'une ou l'autre des deux langues officielles selon le cas, à toutes les parties figurant dans la liste des parties intéressées et aux parties indiquée dans l'Annexe IV.
8. Une fois la liste des intervenants diffusée par l'Office, l'ANG doit signifier copie de sa demande et toutes les modifications et documents afférents aux intervenants n'en ayant pas déjà reçu copie.
9. Il convient de rappeler qu'aux termes de l'article 32 des Règles, chaque intervenant doit signifier copie de sa proposition d'intervention au requérant et à tous les autres intervenants figurant sur la liste des parties intéressées.

DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS

10. Les demandes de renseignements adressées à l'ANG au sujet de sa demande et de son témoignage doivent être déposées auprès du secrétaire de l'Office et signifiée à tous les intervenants à l'instance au plus tard le 10 avril 1992.

11. Les réponses du requérant aux demandes d'information transmises conformément aux dispositions de l'article 9 ci-dessus doivent être déposées auprès du secrétaire de l'Office et signifiées à tous les intervenants à l'instance au plus tard le 12 juin 1992.
12. Les demandes de renseignements adressées aux intervenants qui ont déposé copie de leur témoignage conformément aux dispositions de l'article 6 ci-dessus doivent être déposées auprès du secrétaire de l'Office et signifiées à l'ANG et à tous les autres intervenants au plus tard le 17 juillet 1992.
13. Les réponses aux demandes de renseignements transmises conformément aux dispositions de l'article 11 ci-dessus doivent être déposées auprès du secrétaire de l'Office et signifiées à l'ANG et à tous les autres intervenants au plus tard le 31 juillet 1992.

LETTRES DE COMMENTAIRES

14. Les lettres de commentaires des personnes qui ne souhaitent pas intervenir à l'instance doivent être déposées auprès du secrétaire de l'Office et signifiées à l'ANG au plus tard le 6 juillet 1992.

AVIS D'AUDIENCE

15. L'annexe I est l'avis d'audience publique que l'ANG est requise de publier dans les publications énumérées à l'annexe II.

DÉPÔT ET SIGNIFICATION

16. Conformément aux présentes Instructions et aux Règles de l'Office, les parties à l'instance sont requises de déposer ou signifier leurs documents selon les exigences quantitatives suivantes:
 - a) documents à déposer auprès de l'Office: 30 copies;
 - b) documents à signifier à l'ANG: 3 copies;
 - c) documents à signifier aux intervenants: 1 copie.
17. Les personnes déposant des lettres de commentaires doivent en signifier copie à l'ANG et en déposer copie auprès de l'Office qui en fera parvenir copie à toutes les autres parties à l'instance.
18. Il convient de rappeler qu'aux termes des alinéas 8(4) et 9(1) des Règles, un document n'est considéré comme signifié qu'au moment de sa réception par le destinataire.

CALENDRIER

19. L'annexe II donne le calendrier de dépôt et de signification des documents.

GÉNÉRALITÉS

20. Les parties sont priées d'indiquer dans leur correspondance avec l'Office qu'il s'agit de l'ordonnance d'audience RHW-1-92, numéro de référence 4200-A2.
21. Sous réserve de ce qui précède, la procédure suivie sera régie par les Règles.
22. Pour avoir plus d'information au sujet de la demande en instance ou de la procédure suivie par l'Office, s'adresser à Leigh-Ann Galbraith, agent de soutien à la réglementation (403) 299-3929.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

G.A. Laing
Secrétaire de l'Office

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

AVIS PUBLIQUE

Alberta Natural Gas Ltd
Modification du tarif en vigueur à compter du 1^{er} février 1992

L'Office national de l'énergie (« l'Office ») tiendra une audience publique afin d'obtenir les témoignages et points de vue des parties intéressées à la demande en date du 30 janvier 1992 présentée par l'Alberta Natural Gas Ltd (« ANG ») conformément à la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et visant les droits que pourra exiger l'ANG après la date du 7 février 1992.

L'Office a reçu deux lettres de l'Independent Petroleum Association of Canada et de la Czar Resources Ltd. respectivement dans lesquelles les deux sociétés mettent en question le taux de rendement proposé par l'ANG. Toute personne souhaitant intervenir à l'audience doit déposer un avis d'intervention auprès du secrétaire de l'Office et en signifier trois copies à l'ANG à l'adresse suivante:

2900, 240 - 4^{ème} avenue sud-ouest
Calgary (Alberta) T2P 4L7

L'ANG fournira une copie de sa demande à tous les intervenants.

La date limite de réception des propositions d'intervention écrites est le 1^{er} mai 1992. Le secrétaire de l'Office diffusera une liste des intervenants après cette date. Toute personne qui ne souhaite pas intervenir à l'audience mais qui aimerait faire des commentaires sur la demande en question doit déposer une lettre de commentaires auprès du secrétaire de l'Office avec copie à l'ANG. La date limite de réception des lettres de commentaires est le 6 juillet 1992.

ANNEXE I

Page 2 de 2

On peut obtenir de l'information sur la procédure d'audience (ordonnance RHW-1-92) ou les Règles de pratique et procédure de l'ONÉ régissant toutes les audiences de l'Office (disponibles en anglais et en français) en écrivant au secrétaire de l'Office ou en téléphonant au Bureau de soutien à la réglementation de l'Office (403) 292-4800.

G. A. Laing
Secrétaire
Office national de l'énergie
311 - 6ième avenue sud-ouest
Calgary (Alberta)
T2P 3H2

LISTE DES PUBLICATIONS

Publications dans lesquelles doivent paraître l'avis d'audience publique:

Publication	Ville
AVIS PUBLIÉS EN ANGLAIS	
«Times-Colonist»	Victoria, Colombie-Britannique
« The Sun » et le « Vancouver Province »	Vancouver, Colombie-Britannique
« The Edmonton Journal »	Edmonton, Alberta
« Calgary Herald »	Calgary, Alberta
« Globe and Mail (National Edition) »	Toronto, Ontario
AVIS PUBLIÉS EN FRANÇAIS:	
« Le Soleil de Colombie »	Vancouver, Colombie-Britannique
« Le Franco-albertain »	Edmonton, Alberta
AVIS PUBLIÉS EN ANGLAIS ET EN FRANÇAIS:	
« Canada Gazette »	Ottawa, Ontario

CALENDRIER

Dépôt de la demande d'ANG	30 janvier 1992
Dépôt des interventions	1 mai 1992
Témoignage de l'ANG	15 mai 1992
Demandes de renseignements adressées à l'ANG	29 mai 1992
Réponses aux demandes adressées à l'ANG	12 juin 1992
Témoignages écrits des intervenants	26 juin 1992
Lettres de commentaires	6 juillet 1992
Demandes de renseignements aux intervenants	17 juillet 1992
Réponses aux demandes adressées aux intervenants	31 juillet 1992
Mémoire des intervenants	14 août 1992
Mémoire de l'ANG	28 août 1992

Annexe III

ORDONNANCE TGI-2-92

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

ET RELATIVEMENT À la demande que l'Alberta Natural Gas Ltd. («ANG») a déposée auprès de l'Office le 30 janvier 1992 en vue de modifier son tarif (demande déposée sous le numéro de dossier 4750-A2.)

DEVANT l'Office, le jeudi 6 février 1992.

ATTENDU QUE, le 30 janvier 1992, l'Alberta Natural Gas Ltd. («ANG») a déposé auprès de l'Office, relativement à son Barème des taux et des frais en vigueur, un tarif modifié qui devait entrer en vigueur le 1^{er} février 1992;

ET ATTENDU QUE l'Independent Petroleum Association of Canada («IPAC») a déposé une lettre de plainte en date du 4 février 1992 à l'encontre du tarif proposé d'ANG;

ET ATTENDU QUE l'Office a examiné la plainte susmentionnée;

ET ATTENDU QUE l'Office a décidé de déclarer le tarif provisoire jusqu'à ce qu'il ait achevé d'examiner la plainte;

IL EST ORDONNÉ QUE:

Conformément au paragraphe 19(2) et à l'article 59 de la Loi, les taux exposés dans la pièce "A" ci-jointe seront appliqués de façon provisoire à compter du 7 février 1992 et ils resteront en vigueur jusqu'au jour qui précède la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance définitive de l'Office en la matière.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

G.A. Laing
Secrétaire

PIÈCE "A"

BARÈME DES TAUX ET DES FRAIS EN VIGUEUR

Tableau a3-1

Service garanti

	<u>Taux lié à la composante demande</u> (\$/10 ³ m ³ /km)	<u>Taux lié à la composante produit</u> (\$/10 ³ m ³ /km/mois)
PIPELINE	0,193817	
COMPRESSEUR	0,062140	0,001160

Service interruptible

	<u>Taux lié à la composante produit</u> (\$/10 ³ m ³ /km/mois)
NIVEAU 1	0,011679
NIVEAU 2	0,010510

Gaz utilisé pour l'exploitation et gaz en conduite

La part du gaz utilisé pour l'exploitation qui est assumée par l'expéditeur sera déterminée conformément à l'article V de l'énoncé des conditions générales. La part assumée par l'expéditeur pour ce qui est du gaz requis en conduite sera établie suivant le paragraphe 9.6 de l'article IX de l'énoncé des conditions générales. Si la société fournit à la place de l'expéditeur la part du gaz servant à l'exploitation ou du gaz requis en conduite qu'il assumerait normalement, elle facturera le gaz à l'expéditeur au taux suivant :

\$ 1,40/G