



Office national de l'énergie

Motifs de décision

**Westcoast Transmission
Company Limited**

RH-6-85

Août 1986

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Westcoast Transmission Company Limited

Demande du 1^{er} décembre 1985, dans sa
version modifiée relative à de nouveaux droits
à compter du 1^{er} janvier 1986

RH-6-85

Août 1986

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1986

N° du Cat. NE 22-1/1986-8F
ISBN 0-662-93901-8

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

Imprimé au Canada

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

Printed in Canada

Table des matières

Résumé	1
Abréviations	(vi)
Définitions	(ix)
Exposé et comparutions	(x)
1. Demande	8
1.1 La demande	8
1.2 Modalités générales	10
1.3 Projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley	10
1.4 Révision de l'ordonnance TGI-10-85	10
1.5 Frais financiers relatifs aux paiements de couverture de déficit faits à Amoco	10
1.6 Droits provisoires	11
2. Rétrospective	12
2.1 La société	12
2.2 La réglementation des droits de Westcoast par l'ONÉ	12
2.2.1 l'Audience sur les droits	12
2.2.2 Audience relative à la méthode de réglementation	13
2.3 La réglementation - une période de transition	14
2.3.1 La réglementation au Canada	14
2.3.2 Initiatives de la Colombie-Britannique	16
2.3.3 La réglementation aux États-Unis	18
3. Conception des droits	21
3.1 Débit	21
3.1.1 Prévisions relatives au débit	21
3.1.2 Réduction du pouvoir calorifique en raison de l'usine de LGN	23
3.2 Accès aux services	24
3.2.1 Droits relatifs aux ventes canadiennes	24
3.2.2 Droits relatifs au service canadien	26
3.2.3 Droits relatifs au remplacement	27
3.2.4 Droits relatifs aux ventes à l'exportation garanties	33
3.2.5 Droits applicables aux clients limitrophes	34
3.2.6 Autres propositions relatives aux droits	35
3.3 Zonage et répartition des coûts	36
3.3.1 Répartition des coûts fixes	36
3.3.2 Nombre de zones et pertinence des limites de zones	37
3.3.3 Méthode de répartition des coûts à l'intérieur des zones	38
3.3.4 Autres questions de répartition des coûts	41

3.4	Méthode de calcul des droits	44
3.4.1	Conception des droits relatifs à la catégorie interruptible	44
3.4.2	Disposition des recettes tirées de la catégorie interruptible	48
3.4.3	Différences entre les droits relatifs aux ventes et les droits relatifs au service	51
3.4.4	Crédit de demande contractuelle pour l'usine de LGN	53
3.5	Autres questions tarifaires	54
3.5.1	Paiement de droits par Westcoast	54
3.5.2	Frais financiers relatifs aux paiements de couverture de déficit faits à Amoco	54
3.5.3	Nécessité d'autres comptes de report de recettes	55
3.5.4	Crédit pour frais liés à la demande en faveur de Northwest	56
4.	Questions tarifaires	57
4.1	Compétence de l'Office pour statuer sur les contrats des distributeurs canadiens avec Westcoast	57
4.2	Applicabilité des modalités générales	57
4.2.1	Modalités générales d'exécution des ventes à l'exportation	57
4.2.2	Modalités générales relatives aux distributeurs limitrophes	58
4.3	Décisions de l'Office	58
4.4	Priorité de service	58
4.4.1	Priorité entre catégories	58
4.4.2	Priorité à l'intérieur des catégories	60
4.4.3	Priorité aux Canadiens	62
4.5	Réduction de la demande contractuelle	62
4.6	Passage des ventes au service	63
4.7	Répartition de la capacité disponible	65
4.8	Obligations de rendre compte	65
4.8.1	Rapports journaliers sur les livraisons amont	65
4.8.2	Pénalités relatives aux obligations de rendre compte	66
4.9	Équilibrage	68
4.9.1	Solution expéditive	68
4.9.2	Remplissage de la conduite	69
4.9.3	Équilibrage en nature	70
4.10	Marche à suivre en cas de restriction	70
4.10.1	Niveau de restriction	70
4.10.2	Pénalités relatives au dépassement non autorisé	71
4.10.3	Applicabilité des pénalités de dépassement non autorisé	72
4.11	Autres questions tarifaires	72
4.11.1	Livraisons horaires maximales	72
4.11.2	Lettre de crédit	73
4.11.3	Relevés de compte et paiements	74
4.11.4	Force majeure	76
4.11.5	Clause d'arbitrage	77
4.11.6	Suppression de renseignements confidentiels d'ordre commercial	78
4.11.7	Détermination des volumes de gaz brut et résiduel	78
4.11.8	Recettes provenant des pénalités	79
4.11.9	Changements aux ententes de service pro forma	80

5. Questions relatives à l'ordonnance TG-5-79	81
5.1 Dépassements	81
5.2 Demande de rajouts à la base des taux	81
5.3 Rapport d'écart dans le budget des dépenses d'exploitation et d'entretien de 1985	81
6. Base des taux	83
6.1 Projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley	83
6.1.1 Traitement comptable proposé par Westcoast	83
6.1.2 Révision de l'Ordonnance TGI-10-85	86
6.2 Le projet de l'île de Vancouver	87
6.3 Installations de gazoduc en service	89
6.3.1 Rajouts prévus aux installations	89
6.3.2 Données relatives à la base des taux	90
6.4 Dépréciation accumulée et soldes non amortis	91
6.4.1 Dépréciation accumulée	91
6.4.2 Soldes non amortis	91
6.5 Gaz dans les conduites	92
6.6 Frais payés d'avance	92
6.7 Provision pour fonds de roulement d'encaisse	93
6.8 Répartition des droits selon les zones tarifaires	96
6.9 Comptes de report de la base des taux	97
7. Rendement	99
7.1 Répartition de la dette et des actions privilégiées entre les activités de service public et les autres activités	99
7.2 Dette consolidée	101
7.3 Dette non consolidée	101
7.4 Actions privilégiées	102
7.5 Actions ordinaires	103
7.5.1 Ratio des actions ordinaires	103
7.5.2 Rendement des actions ordinaires	104
7.6 Rendement de la base des taux	106
8. Besoins en recettes	108
8.1 Dépenses d'exploitation et d'entretien	108
8.1.1 Salaires, traitements et avantages sociaux	108
8.1.2 Autres dépenses d'exploitation et d'entretien	110
8.1.3 Rajustements des dépenses d'exploitation	111
8.2 Dépréciation	112
8.2.1.L'étude de dépréciation	112
8.2.2 Taux contenus dans la demande	113
8.3 Dépenses d'amortissement	114
8.3.1 Projet de gazoduc de remplacement Grizzly Valley	114
8.3.2 Le projet de l'île de Vancouver	114
8.4 Franchises	115
8.5 Change sur la dette	116
8.6 Gaz utilisé aux fins d'exploitation	116
8.6.1 Coût du gaz utilisé aux fins d'exploitation	116
8.6.2 Carburant de compression	117

8.6.3	Gaz non comptabilisé	118
8.7	Rendement de la base des taux	118
8.8	Impôt sur le revenu	119
8.8.1	Gazoduc de remplacement Grizzly Valley	119
8.8.2	Autres questions	121
8.9	Comptes de report du coût du service	122
8.9.1	Changements liés à la législation et à la réévaluation touchant divers impôts	123
8.9.2	Opération de change	123
8.9.3	Échanges entre services publics	124
8.9.4	Gaz utilisé aux fins d'exploitation	124
8.10	Répartition par zones de tarification	125
8.11	Écarts entre les droits approuvés et les droits provisoires	125
8.12	Division distincte de commercialisation	126
8.13	Surveillance trimestrielle	127
9.	Décision	128

Annexes

I	Ordonnance TG-4-86	129
II	Ordonnance TGI-10-85	135
III	Ordonnance TGI-11-85	137
IV	Ordonnance d'audience RH-6-85	139
V	Tableau des taux et de la provision de dépréciation	145
VI	Carte du réseau pipelinier de Westcoast	146

Abréviations

ACC	Allocation du coût en capital
AFUDC	Allocation pour les fonds utilisés durant la construction
Amoco	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
B.C. Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BCPC	British Columbia Petroleum Corporation
BCUC	British Columbia Utilities Commission
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
COFI	Conseil des industries forestières de Colombie-Britannique (Council of Forest Industries of British Columbia)
Cominco	Cominco Ltée
Czar	Czar Resources Ltd.
DA	Dépassement autorisé
DC	Demande contractuelle
DNA	Dépassement non autorisé
Dome	Dome Petroleum Limited
E&E	Exploitation et entretien
Entente BCPC	Entente entre Westcoast et BCPC du 13 novembre 1973
Entente sur le gaz naturel	Entente 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 - 31 octobre 1985
E.-U.	États-Unis d'Amérique
FERC	U.S. Federal Energy Regulatory Commission
GRGV	Gazoduc de remplacement Grizzly Valley
HNP	Heure normale du Pacifique

ICG(B.C.)	ICG Utilities (British Columbia) Ltd.
IGS	Installations de gazoduc en service
Inland	Inland Natural Gas Co. Ltd.
LEA	Loi sur l'administration de l'énergie
Lettre du	Lettre du 15 juillet 1985 de l'Office, par laquelle l'Office établissait la conception des droits applicables à la catégorie interruptible à compter du 1 ^{er} août 1985
LGN	Liquides de gaz naturel
Loi sur l'ONÉ	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
10 ⁶ pi ³ /d	million de pieds cubes par jour
MJ/m ³	mégajoule par mètre cube
Northland	Northland Utilities (B.C.) Limited
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
Northwest Natural	Northwest Natural Gas Company
NOVA	La Corporation albertaine NOVA
Ocelot	Ocelot Industries Ltd.
OJML	Obligations journalières maximales de livraison
ONÉ ou l'Office	Office national de l'énergie
Ordonnance TG-5-79	Ordonnance rendue conformément aux Motifs de décision Westcoast - septembre 1979
PADE	Principe "premier arrivé, dernier exclu" (utilisé dans l'établissement de la priorité de service)
Peace River	Peace River Transmission Company Limited
Petro-Canada	Petro-Canada Inc.
PNG	Pacific Northern Gas Ltd.
Poco	Poco Petroleum Ltd.
Province	Province de la Colombie-Britannique

Provinces productrices d'énergie	Les provinces de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique
Rapport Govier	Rapport sur la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique - février 1983, par le groupe d'étude présidé par M. G.W. Govier
SDL	Société de distribution locale
SI	Service interruptible
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
VAI	Droits relatifs aux ventes d'approvisionnements interruptibles pour chaque client-ventes canadien
VI	Ventes interruptibles
Wainoco	Wainoco Oil & Gas Limited
Westcoast ou la société	Westcoast Transmission Company Limited
Motifs de décision - Westcoast - Septembre 1979	"Office national de l'énergie, Motifs de la décision relativement à la demande conformément à la Partie IV de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> (Demande relative aux taux) de Westcoast Transmission Company Limited - Septembre 1979"
Motifs de décision - Westcoast - Août 1983	"Office national de l'énergie, Motifs de la décision relative à une requête en vertu de la Partie IV de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> (Requête en matière de droits) de la Westcoast Transmission Company Limited - Août 1983"
Décision relative à la méthode de réglementation	"Office national de l'énergie, Motifs de décision relative à la méthode de réglementation des droits de la Westcoast Transmission Company Limited - Avril 1985"

Définitions

Année d'essai	Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 1986
Année de référence	Du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 1985
Composante-demande des droits	La partie des droits qui est facturée chaque mois et payable quel que soit le volume réellement expédié, et qui est conçue pour recouvrer les coûts fixes d'un pipeline
Composante-produit des droits	La partie des droits facturée à l'égard de chaque unité de gaz expédié
Crédit DC	Réduction de la composante-demande des droits payables par un client
Distributeur limitrophe	Distributeur de ventes de faible volume dont les points de débit sont situés au nord de la station de compression n ^o 2 dans le nord de la Colombie-Britannique
Droits fixes	Droits qui ne varient pas avec les variations de débit ou de frais
Droits relatifs à la demande contractuelle/ droits relatifs à la demande journalière	La composante-demande des droits facturés aux clients-ventes fermes/clients-service garanti
Droits relatifs au coût du service variable	Droits qui varient de mois en mois pour refléter les dépenses et le débit réels
Frais liés à la demande	Obligation fixe ou mensuelle d'un acheteur de gaz dans un contrat de vente. Les frais liés à la demande peuvent couvrir une partie ou la totalité des coûts fixes d'un pipeline et sont payables quels que soient les volumes réellement pris.
Frais liés au produit	Frais payables par un acheteur de gaz dans un contrat de vente de gaz pour chaque unité de gaz acheté. Les frais unitaires couvrent généralement la composante-produit des droits applicables et le coût du gaz, et peuvent inclure une partie des coûts fixes du pipeline
Topgas	Référence à l'entente Topgas 1 de 1982 en vertu de laquelle TOPGAS Holdings Ltd. a assumé les obligations impayées de prendre ou de payer de TransCanada
Volume de demande contractuelle	Quantité maximale de demande journalière telle que précisée dans un contrat de vente ferme/service garanti

Exposé et comparutions

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

RELATIVE À une demande de Westcoast Transmission Company Limited du 1^{er} décembre 1985, dans sa version modifiée, en vue d'obtenir certaines ordonnances relatives à ses droits, conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1562-W5-9.

ENTENDUE

à Vancouver (Colombie-Britannique) les 4, 5, 6, 7,10, 11, 12, 13, et 14 mars 1986; et

à Ottawa (Ontario) les 18,19,20,21,24,25, 26 et 27 mars, les 8,9,10,11,14,15,16,17,21,22, 23 et 24 avril, les 5, 6, 7, 8, 9,13,14,15, 28 et 29 mai, et les 16,17, 18,19 et 20 juin 1986.

DEVANT:

A.D. Hunt	Membre président
W.G. Stewart	Membre
A.B. Gilmour	Membre

COMPARUTIONS:

J.B. Ballem, c.r.	Westcoast Transmission Company Limited
R.B. Wallace	Association pétrolière du Canada
A.S. Hollingworth	Conseil des industries forestières de Colombie-Britannique
J. Lutes R. Sirett	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
R.G. Pepper	Alberta Natural Gas Company Ltd
S.C. Lipton R.R. Argamany	Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée
R.D. Smith	Brenda Mines Ltd.
D.C. Duff M.F. Shoemaker	British Columbia Hydro and Power Authority
J.O. Fryxell	Cascade Natural Gas Corporation
J.J. Camp	Cominco Ltée
M.Belich	Czar Resources Ltd. et Wainoco Oil & Gas Limited

L.L. Dolecki H.R. Ward K.C. Fowlie	Dome Petroleum Limited
A.R. Androsoff	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
M.M. Moseley	ICG Utilities (British Columbia) Ltd.
C.B. Johnson D.M. Masuhara	Inland Natural Gas Co. Ltd., Fort Nelson Gas Ltd. et Peace River Transmission Company Limited
F.M. Saville, c.r.	Mobil Oil Canada, Ltd.
B.A. Carroll	Mountain Fuel Resources Inc.
C.K. Sheard	Northland Utilities (B.C.) Limited
D.K. Watkiss C.R. Rich	Northwest Pipeline Corporation et Kern River Gas Supply Corporation
D.G. Davies D.G. Hart, c.r.	Ocelot Industries Ltd.
C.W. Sanderson	Pacific Northern Gas Ltd.
T.J. Ebbels D.Dawson	Pan-Alberta Gas Ltd.
E.S. Decter	Petro-Canada Inc.
H.R. Wetston	Poco Petroleum Ltd.
K.E. Gustafson	Quesnel River Pulp Company, la Compagnie Consumers Glass Limitée et Crestbrook Forest Industries Ltd.
D.A. Sulman	Union Gas Limited
E.B. McDougall	Washington Natural Gas Company
D.C. Edie	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
J.M. Pelrine K.Sainty	British Columbia Petroleum Corporation
J.Giroux	le Procureur général du Québec
J.C. Maykut P.G. Jarman	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique

L.Keough
D.Tremblay

Office national de l'énergie

Résumé

(Nota: Le présent résumé n'est fourni que pour faciliter la lecture de la présente décision ou de ses Motifs, mais ne fait pas partie de ceux-ci.)

1. Introduction

Dans sa décision relative à la méthode de réglementation d'avril 1985, l'Office a ordonné que Westcoast change la méthode de conception de ses droits pour passer de la méthode du coût du service variable à la méthode des droits fixes. Dans une demande du 1^{er} décembre 1985, dans sa version modifiée, Westcoast a demandé à l'Office certaines ordonnances provisoires et définitives approuvant des droits fondés sur la méthode des droits fixes.

La demande

Les droits proposés dans la demande étaient fondés sur un coût du service utilisant une année de référence allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 1985 et une année d'essai allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 1986. Westcoast a proposé des droits distincts pour les ventes canadiennes, le service canadien et les ventes à l'exportation. Les droits sont fondés sur le coût du service de l'année d'essai de Westcoast, qui a été réparti entre les catégories de droits fixes et variables. Les coûts fixes de l'année d'essai ont été répartis sur la base des volumes de demande contractuelle contenus dans les contrats de vente de gaz des clients DC garantie de Westcoast à l'exception des demandes journalières des distributeurs "limitrophes". Westcoast a conçu ses droits canadiens de telle façon que 100 % des coûts fixes soient inclus dans la composante-demande des droits. Pour les ventes à l'exportation, Westcoast a proposé des droits forfaitaires.

La réglementation

La tâche de l'Office dans l'établissement de droits justes et raisonnables pour Westcoast est menée à un moment où l'industrie du gaz naturel connaît de profonds changements dans de nombreux aspects de ses activités. Ces changements résultent d'une modification fondamentale d'orientation des gouvernements, tant au Canada qu'aux États-Unis et d'une chute sans précédent et inattendue du prix du pétrole brut. L'Office doit évaluer la gamme des services de transport proposés par Westcoast à la lumière de ces développements.

2. Décision

Voici, en résumé, les principales décisions de l'Office:

2.1 Conception des droits

Reconnaissant que la phase actuelle de transition que connaît l'industrie du gaz rend difficile la prévision de la demande de gaz, l'Office croit que les prévisions de Westcoast relatives à la demande journalière et aux ventes annuelles pour l'année d'essai sont raisonnables dans les circonstances. De même, l'Office est généralement d'accord avec la gamme de services que Westcoast se propose d'offrir et avec la méthode de calcul de ses services, sauf en ce qui concerne le point étudié ci-dessous.

Dépassement autorisé

En ce qui concerne la proposition de Westcoast que les clients garantis aient droit à la clause de dépassement autorisé qui aurait priorité sur d'autres services interruptibles et dont le prix serait inférieur à ceux-ci l'Office estime que, étant donné que ce service n'est offert qu'aux expéditeurs qui détiennent des contrats fermes, il n'est pas compatible avec le principe du libre accès. L'Office exigera donc que le dépassement autorisé soit supprimé à la fin de la prochaine saison de chauffage, soit le 1^{er} avril 1987. Après le 1^{er} avril 1987, le dépassement autorisé deviendrait un service interruptible de niveau supérieur (Niveau Un), qui aurait priorité sur les autres ventes interruptibles canadiennes ou sur le service interruptible canadien (Niveau Deux), et serait accessible à tous les clients canadiens qui auraient signé l'entente appropriée relative aux ventes ou au service interruptibles.

Droits relatifs au remplacement

En ce qui concerne le droit proposé relatif au remplacement, pour le service interruptible au marché d'exportation qui remplace une vente de gaz par Westcoast, l'Office juge ce droit inapproprié dans les circonstances actuelles, car il serait une contrainte à la liberté du marché de trouver d'autres approvisionnements meilleur marché, et il le juge donc incompatible avec le désir d'ouvrir l'accès aux marchés du gaz. L'Office rejette donc le droit proposé relatif au remplacement à l'exportation. Dans un domaine connexe, l'Office n'a pas été convaincu que pour l'année d'essai il devrait y avoir une réduction des coûts fixes alloués au marché d'exportation. Il n'a pas non plus été convaincu qu'un droit relatif au remplacement sur le marché canadien, tel que demandé par Inland, est nécessaire.

Autres questions relatives à la conception des droits

L'Office juge que les droits applicables aux distributeurs limitrophes devraient être fondés sur le concept de gisement le plus proche étant donné que cela offre l'équilibre entre les droits fondés sur les coûts véritables et ce qui est raisonnable et faisable dans les circonstances. L'Office est d'accord avec Westcoast sur le fait que les droits saisonniers et le service de pointe ne sont pas nécessaires pour le moment.

Frais financiers relatifs aux paiements de couverture de déficit faits à Amoco

Westcoast a demandé d'inclure dans ses droits les frais financiers relatifs aux paiements de couverture de déficit faits à Amoco.

L'Office est d'avis que ces frais ne se rapportent pas au transport du gaz, mais plutôt au fait que Westcoast n'a pas pris les quantités contractuelles de gaz, ni ne se rapportent aux obligations contractuelles résultantes des parties en jeu au sujet des ententes de vente/achat. L'Office rejette donc la demande de Westcoast.

Répartition des coûts dans la zone 3

L'Office estime que la zone 3, celle du transport au nord de la station de compression n° 2, assure essentiellement une fonction de transport et que pour cette fonction en général, les coûts devraient être répartis selon le volume en fonction de la distance. En conséquence, l'Office exige que la Westcoast répartisse les coûts dans la zone 3 selon la méthode volume/distance semblable à celle employée pour la zone 4.

Répartition des coûts dans la zone 4

En général, l'Office accepte la proposition de Westcoast de répartir les coûts dans la zone 4 selon la méthode volume/distance. En ce qui concerne la méthode de répartition de la DC entre les multiples points de livraison de la zone 4, l'Office accepte la méthode de Westcoast pour l'année d'essai, mais demande à la société d'étudier d'autres approches. En outre, l'Office a été convaincu que les zones de concession de B.C. Hydro, d'Inland et de PNG devraient être considérées comme des zones de vente et que tout le service dans une zone de concession, qu'il s'agisse de ventes ou de service de transport, devrait être calculé en fonction des mêmes facteurs de répartition selon la distance moyenne.

Méthode de calcul

L'Office est en général d'accord avec la proposition de Westcoast relative à la méthode de calcul, des droits. Cela comprend notamment l'inscription à titre de crédit des recettes DA et SI au coût du service de l'année d'essai alloué aux clients garantis; l'identification selon la fonction des droits relatifs au service canadien; et l'exigence que les clients recevant un service fournissent leur propre carburant. L'Office accepte aussi la position de Westcoast de distribuer aux producteurs les recettes tirées du service SI fourni en 1985. L'Office rejette la proposition que Westcoast conserve 5 % des recettes tirées de ses droits relatifs au service SI et rejette aussi le crédit DC proposé à l'usine de LGN.

Conception des droits relatifs au DA et au SI

L'Office n'accepte pas la proposition de Westcoast relative à sa conception des droits DA et SI par laquelle le DA aurait priorité sur d'autres formes de service interruptible mais serait facturé à meilleur marché. L'Office exige que le droit relatif au SI pour le marché canadien soit un droit à une seule composante relative au produit calculé en rajustant tout d'abord la composante-demande du droit applicable aux volumes garantis selon un facteur de charge de 85 % puis en rajoutant les coûts variables appropriés, étant donné que cela assurera l'équilibre entre l'équité et la nécessité, pour la catégorie interruptible, de faire une contribution appropriée aux coûts fixes. En reconnaissance de la qualité supérieure du service DA, en raison de sa priorité de service par rapport à toute catégorie interruptible, l'Office estime approprié que ce service apporte une contribution plus importante aux coûts fixes. En conséquence, les droits DA seront établis sur une base semblable selon un facteur de charge de 75 %.

En reconnaissance des caractéristiques spéciales relatives au marché d'exportation, les droits SI applicables au marché d'exportation seront calculés en fonction d'un facteur de charge de 75 %.

Autres questions tarifaires

Pour éviter la situation où une vente interruptible faite par Westcoast, comme celle faite à Northwest Natural, n'est pas assujettie à un droit SI repérable, l'Office exige que cette vente soit assujettie aux droits applicables relatifs à une vente SI à l'exportation. Westcoast est tenue de déposer ce droit auprès de l'Office dans son tarif final.

2.2 Questions tarifaires

Au cours de l'audience, Westcoast a demandé à l'Office d'approuver dans ses tarifs les modalités générales d'exécution des ventes et du service. L'Office a décidé qu'à partir du 1^{er} novembre 1986, le client à l'exportation de Westcoast, soit Northwest, sera assujéti aux Modalités générales d'exécution des ventes. Westcoast est tenue de présenter toute modification nécessaire au règlement des caractéristiques propres à l'exportation. En outre, l'Office exigera de Westcoast qu'elle lui présente pour approbation, d'ici le 1^{er} décembre 1986, les Modalités générales d'exécution des ventes limitrophes.

Priorité de service

À compter du 1^{er} novembre 1986, la priorité de service sera la suivante: a) service garanti, b) DA jusqu'à 15 de la DC d'un client et c) service interruptible intérieur et à l'exportation.

Après le 1^{er} avril 1987, le DA deviendra le service interruptible intérieur de Niveau Un avec priorité sur le service interruptible intérieur de Niveau Deux et le service interruptible à l'exportation aura la même priorité que le service interruptible de Niveau Un. Dans ces catégories, Westcoast est tenue d'effectuer des restrictions au prorata.

Clause de supplantation

Étant donné la capacité existante du réseau de Westcoast, y compris le désir exprès de Northwest de réduire les obligations de sa demande contractuelle, l'Office rejette la clause de supplantation proposée par Westcoast, par laquelle les ententes garanties à court terme seraient sujettes à réduction au cas où la capacité serait nécessaire pour une nouvelle entente à long terme.

Duplication des frais liés à la demande

L'Office ne juge pas nécessaire d'étudier cette question pour le moment étant donné que, au cours de l'audience, il n'a été présenté aucun fait indiquant que des passages de la catégorie des ventes à celle du service, entraînant une duplication des frais liés à la demande, auraient lieu au cours de l'année d'essai.

Obligations de rendre compte et équilibrage

L'Office estime raisonnable l'exigence que les clients-service rendent compte avant 16 h (HNP) de la quantité de gaz livré dans le réseau, le jour précédent. L'Office accepte aussi les pénalités relatives aux obligations de rendre compte et relatives au dépassement non autorisé telles que proposées par Westcoast. L'Office accepte la solution expéditive de Westcoast par laquelle les premiers volumes livrés dans le réseau d'un distributeur sont réputés être des volumes de vente directe, mais autorisera les parties à faire d'autres arrangements d'équilibrage s'ils sont acceptables pour Westcoast. L'Office exige de Westcoast qu'elle modifie les modalités générales d'exécution des ventes et du service pour spécifier clairement que les pénalités relatives au dépassement non autorisé ne s'appliqueront qu'en cas de restriction. L'Office a rejeté les demandes de certains intervenants relatives à une contribution obligatoire au remplissage de la conduite.

Questions financières

L'Office accepte la clause relative à la lettre de crédit modifiée dans le cas du service, et exige de Westcoast qu'elle inclue une disposition analogue dans le cas des ventes. L'Office accepte aussi les périodes de paiement des factures proposées par Westcoast mais exige de cette dernière qu'elle modifie les articles relatifs aux ventes et au service en ce qui concerne les comptes en souffrance et qu'elle les rende semblables à ceux qui s'appliquent aux clients-service et aux clients-ventes.

Autres questions tarifaires

L'Office rejette les demandes de certains intervenants relatives à une clause d'arbitrage, à la réinstauration de certaines marches à suivre pour déterminer les volumes de gaz brut et résiduel, et à certains changements aux ententes de service pro forma. Cependant, l'Office est d'accord sur le fait que Westcoast n'a pas le droit de recevoir de documents contenant des renseignements confidentiels d'ordre commercial; il ordonne que le taux de livraison horaire maximal soit établi à 5 % pour les ventes et le service; et il ordonne aussi que l'article relatif au cas de force majeure soit modifié de façon à décharger Westcoast ou un expéditeur invoquant la force majeure, de ses obligations contractuelles pour la durée de l'événement.

2.3 Questions relatives à l'ordonnance TG-5-79

L'Office autorise l'inclusion du montant de 249 000 \$ pour dépassement du coût en capital dans la moyenne de la base mensuelle des taux et le recouvrement des dépassements du budget E&E de 1985 qui s'élèvent à 2 480 000 \$.

2.4 Base des taux

Projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley

Dans ses Motifs de décision relative à Westcoast d'août 1983, l'Office a ordonné à Westcoast de laisser le coût original du gazoduc Grizzly Valley dans les installations de gazoduc en service et de transférer le coût du projet de remplacement dans un compte de report en attendant la résolution du litige intenté devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Le 30 octobre 1985, Westcoast a conclu un règlement de 20 250 000 \$ avec les parties au litige et a demandé l'approbation par l'Office du traitement qu'elle proposait en matière de comptabilité et d'établissement de droits. L'Office a refusé d'approuver la proposition de Westcoast et a reporté la question à la prochaine audience relative aux droits. Même si les intervenants ne s'opposaient pas à la proposition de la société, ils ont exprimé leurs préoccupations au sujet des impôts sur le revenu associés.

L'Office approuve le traitement comptable proposé par Westcoast et est d'accord avec le traitement de la base des taux proposé par Westcoast à compter de la date de règlement du litige jusqu'à la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance TGI-10-85. L'Office refuse le traitement proposé par la société en matière d'impôt sur le revenu et exige de Westcoast qu'elle crédite le coût du service de 14 302 000 \$ amorti sur une période de trois ans et qu'elle déduise de la base le solde non amorti de ce crédit.

Le projet de l'île de Vancouver

L'Office approuve le recouvrement sur trois ans, à compter de 1986, de tous les coûts de levés préliminaires (1 585 000 \$) et la moitié des coûts d'audience (767 000 \$). Cependant, l'Office rejette tous les frais financiers (884 000 \$) et refuse l'inclusion du solde non amorti dans la base des taux.

Fonds de roulement d'encaisse

L'Office approuve, pour le fonds de roulement d'encaisse, un montant de 7 195 000 \$ qui est fondé sur les dépenses E&E et sur les retenues salariales des employés, pour l'année d'essai, et comprend un délai d'expédition par la poste de deux jours et demi pour les dépenses E&E nettes des salaires, traitements et avantages sociaux des employés.

Gaz dans les conduites

L'Office approuve un montant de 5 320 000 \$ pour le gaz dans les conduites et ordonne à Westcoast d'élaborer une autre méthode d'évaluation du gaz dans les conduites.

2.5 Rendement

L'Office approuve un rendement de la base des taux de 12,10 %. Ce taux reflète, entre autres, un rendement de 13,75 % pour les actions ordinaires et un ratio présumé de 35 % pour les actions ordinaires. L'Office approuve aussi la méthode proposée par Westcoast de répartition de la dette et des actions privilégiées entre les activités de service public et les autres activités.

2.6 Besoins en recettes

Dépenses d'exploitation et d'entretien

L'Office approuve des dépenses totales E&E de 79 495 000 \$, soit 35 021 000 \$ pour les salaires, traitements et avantages sociaux et 44 474 000 \$ pour les autres dépenses d'exploitation et d'entretien. L'Office a limité à 4 % les augmentations de salaires et de traitements.

Dépréciation

L'Office approuve les taux de dépréciation tels que précisés à l'annexe V des présents motifs de décision. Pour déterminer les taux appropriés, l'Office a inclus, dans le calcul du débit de production des réserves, une provision pour les réserves de gaz non raccordées et les réserves de gaz prévues, conformément à sa décision prise lors de l'audience relative à la méthode de réglementation. L'Office rejette l'inclusion des futurs rajouts aux immobilisations dans la détermination de l'assiette de l'amortissement.

Franchises

L'Office approuve la somme de 481 000 \$ au titre des franchises.

Coût du gaz utilisé aux fins d'exploitation et gaz dans les conduites

L'Office approuve une somme de 10 795 000 \$ pour le gaz utilisé aux fins d'exploitation après déduction de 491 000 \$ pour le gaz non comptabilisé en fonction des antécédents de Westcoast en matière de perte de gaz.

Comptes de report

L'Office approuve des comptes de report pour:

- a) les changements liés à la législation et à la réévaluation touchant divers impôts;
- b) le change;
- c) les échanges entre services publics; et
- d) le gaz utilisé aux fins d'exploitation, avec quelques modifications.

Les demandes d'approbation de comptes de report sont refusées pour:

- a) le gaz perdu et non comptabilisé; et
- b) les installations de collecte et de traitement demandées par des tiers qui sont construites avec un bref préavis.

Écarts entre les droits approuvés et les droits provisoires

Westcoast est tenue de rembourser pour la période du 1^{er} janvier au 1^{er} novembre 1986, date de mise en vigueur des nouveaux droits, les écarts entre les droits approuvés et les droits provisoires, ainsi que des frais financiers sur le solde de fin de mois calculé chaque mois à 1/12 du rendement approuvé de la base des taux.

Division de commercialisation

Westcoast est tenue, dans sa demande future, de séparer et d'indiquer séparément du coût du service des activités de service public, tous les coûts associés aux activités de commercialisation. L'Office a aussi décidé qu'à l'avenir les coûts des activités de commercialisation ne seront plus recouverts dans les droits exigés pour les ventes ou pour le service.

Surveillance

Westcoast sera tenue de déposer, aux fins de surveillance, des rapports dont la présentation et le contenu restent à déterminer.

Chapitre 1

Demande

1.1 La demande

L'Office national de l'énergie (l'Office) a, dans ses Motifs de décision relative à la méthode de réglementation des droits de Westcoast Transmission Company Limited (Westcoast), datée d'avril 1985 (Décision relative à la méthode de réglementation), ordonné que Westcoast change la manière dont la société calcule ses droits en passant de la méthode du coût du service variable à une méthode des droits fixes, à compter du 1^{er} janvier 1986. À cet effet, Westcoast a été priée de déposer une demande en vertu de la Partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ).

Dans une demande du 1^{er} décembre 1985, dans sa version modifiée, Westcoast a demandé à l'Office, en vertu des articles 16, 50, 51 et 52 de la Loi sur l'ONÉ, des ordonnances provisoires et définitives approuvant, à compter du 1^{er} janvier 1986, le barème des droits contenu dans sa demande.

Westcoast a aussi demandé, en vertu de l'article 53 de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance rejetant, à compter du 1^{er} janvier 1986, tout tarif existant ainsi que les droits prescrits dans ceux-ci, qui ne sont pas compatibles avec les ordonnances demandées ci-dessus.

En outre, Westcoast a demandé, en vertu de l'article 53 de la Loi sur l'administration de l'énergie (LAE), des ordonnances de l'Office autorisant Westcoast, à compter du 1^{er} janvier 1986, à déduire du prix que doit payer Westcoast pour acheter ou acquérir autrement du gaz de Colombie-Britannique, de l'Alberta, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, pour exportation aux États-Unis (É.U.), le montant des droits approuvés relatifs aux ventes à l'exportation.

Les droits proposés dans la demande étaient fondés sur un coût du service utilisant une année de référence allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 1985 et une année d'essai allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 1986.

Westcoast a aussi demandé en vertu du paragraphe 3(2) des Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ (Partie I, article 5 de l'ébauche des Règles de pratique et de procédure), une exemption de l'exigence relative au dépôt de renseignements pour une année de référence en ce qui concerne l'année pour l'exercice réel disponible le plus récent, tel qu'énoncé dans la définition de l'année de base contenue dans la Partie V de l'Annexe aux Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, dans la mesure où l'année de référence mentionnée dans la demande utilisait des données estimatives et non réelles pour la période du 1^{er} octobre au 31 décembre 1985. L'Association pétrolière du Canada (APC), dans une lettre adressée à l'Office le 17 décembre 1985, a exprimé sa préoccupation quant au choix de Westcoast relatif à l'année civile 1985 comme année de référence et a demandé que Westcoast soit tenue de déposer une nouvelle demande en utilisant comme année de référence la période de douze mois se terminant le 30 septembre 1985. L'Office, dans une lettre datée du 15 janvier 1986, a exempté Westcoast des exigences de la Partie V de l'Annexe à l'ébauche des Règles de pratique et de procédure et a accepté la demande telle que déposée. Westcoast était

cependant priée de déposer, avant le 14 février 1986, les résultats réels correspondant à l'année de référence toute entière.

Westcoast a aussi demandé une ordonnance de l'Office l'autorisant à maintenir, pour fins de comptabilité et d'établissement de droits, des comptes de report en ce qui concerne les comptes suivants, dans la mesure où il existe une différence entre les montants réels et prévus de ces comptes pour l'année d'essai:

- a) changements liés à la législation et à la réévaluation touchant les taxes foncières, les taxes relatives à la consommation de carburant, la taxe sur le gaz utilisé comme carburant; l'impôt sur le capital des sociétés, les surtaxes fédérales et provinciales et les impôts fédéraux et provinciaux sur le revenu;
- b) change;
- c) échanges entre services publics;
- d) gaz utilisé dans les opérations; et
- e) recettes tirées des droits des ventes et du service interruptibles (SI), des ventes et du service de dépassement autorisé (DA), du service interruptible de remplacement et des ventes limitrophes, y compris celles faites à l'usine de liquides de gaz naturel (LGN);

ainsi que les frais financiers relatifs à ces montants, au rendement autorisé de la base des taux. En outre, Westcoast a demandé l'approbation d'un compte de report afin d'enregistrer les montants relatifs aux coûts de dépréciation, de rendement et d'impôt sur le revenu pour toute installation de collecte et de traitement construite conformément aux demandes de tiers relatives à des rajouts d'immobilisations faits durant une année d'essai.

Pour la conception de ses droits, Westcoast a divisé son réseau pipelinier en cinq zones de tarification; elles sont décrites sur la carte qui se trouve à l'annexe VI.

Les droits tels que proposés par Westcoast comprennent des barèmes distincts de droits pour les ventes canadiennes, pour le service canadien et pour les ventes à l'exportation. Les droits relatifs aux ventes canadiennes et aux ventes à l'exportation sont fondés sur le coût du service de l'année d'essai de Westcoast, lequel coût a été réparti entre les catégories de droits fixes et variables. Westcoast a conçu ses droits canadiens de telle façon que 100 % des coûts fixes soient inclus dans la composante-demande des droits. À l'exception des distributeurs "limitrophes", c'est-à-dire les distributeurs qui réalisent des ventes de faible volume et dont les points d'approvisionnement sont situés au nord de la station de compression n^o 2, les coûts fixes de l'année d'essai ont été répartis sur la base des volumes de demande contractuelle (DC) contenus dans les contrats de vente de gaz des clients.

Dans ses Directives sur la procédure RH-6-85 (ordonnance d'audience RH-6-85), l'Office a fixé une audience publique pour la demande de Westcoast. L'audience a commencé à Vancouver le 4 mars 1986 et s'est poursuivie pendant 44 jours au cours des mois de mars, avril, mai et juin 1986 pour se terminer le 20 juin 1986.

1.2 Modalités générales

Au cours de l'audience, de longues discussions ont eu lieu au sujet des modalités de transport qui devraient être approuvées par l'Office. Westcoast a déclaré qu'elle était activement engagée dans la renégociation de contrats avec les distributeurs canadiens et, par conséquent, elle ne proposait pas de présenter des conditions visant ses clients-ventes avant que ces négociations soient terminées.

Westcoast a maintenu qu'en l'absence de nouveaux dépôts, l'Office devrait considérer les modalités qui font partie de ses contrats existants de vente de gaz, à certaines exceptions près, comme faisant partie de la demande de Westcoast. Il était donc difficile pour l'Office et les parties intéressées de comparer les modalités proposées de services de transport avec celles applicables aux ventes. Plus tard pendant l'audience, Westcoast a demandé que l'Office approuve les modalités générales modifiées qui s'appliquent aux ventes (pièce B-102) et au service (pièce B-103) comme faisant partie de ses tarifs.

1.3 Projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley

Dans une lettre du 8 novembre 1985, Westcoast a demandé un certain traitement de comptabilité et d'établissement de droits relativement au coût du projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley. L'Office a déclaré qu'il était souhaitable de considérer cette question au cours de l'audience sur les droits et par l'ordonnance TGI-10-85, du 12 décembre 1985, il a ordonné que Westcoast fasse provisoirement certaines écritures comptables en ce qui concerne ses coûts et qu'elle inscrive des frais financiers chaque mois au solde du compte de report déjà établi conformément à l'ordonnance AO-20-TG-5-79.

1.4 Révision de l'ordonnance TGI-10-85

Par suite de la délivrance de l'ordonnance TGI-10-85 à l'égard du projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley, Westcoast a cherché des éclaircissements quant à la date d'entrée en vigueur de cette ordonnance. Une fois avisée que la date était fixée au 12 décembre 1985, Westcoast a demandé que l'Office fournisse des motifs de décision étant donné que, par suite de cette décision, il y avait une période du 31 octobre 1985 au 11 décembre 1985 pour laquelle aucune ordonnance existante n'autorisait l'inscription de frais financiers. Enfin, dans une lettre du 9 avril 1986, Westcoast a déposé une demande de révision de l'ordonnance TGI-10-85. Dans une lettre du 21 avril 1986, l'Office a averti les parties intéressées de sa décision de mener une révision de cette question dans le cadre de l'audience relative aux droits.

1.5 Frais financiers relatifs aux paiements de couverture de déficit faits à Amoco

Dans une demande du 10 février 1986, Westcoast a demandé à l'Office:

- a) une ordonnance en vertu des articles 50, 51 et 53 de la Loi sur l'ONÉ autorisant Westcoast à inclure dans les droits exigés chaque mois à l'égard du gaz produit dans les Territoires du Nord-Ouest par la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Amoco) et vendu à Westcoast aux termes de l'Entente d'achat de gaz du 1^{er} novembre 1985, dans sa version modifiée, un montant égal aux frais financiers engagés chaque mois relativement au montant impayé des paiements de couverture de déficit faits par Westcoast à Amoco en vertu des

conditions de l'entente d'achat de gaz susmentionnée, à un taux mensuel égal au 1/12 du total du taux préférentiel de la Banque Royale du Canada en vigueur à chacun de ces mois plus 1/2 %, et

- b) une ordonnance en vertu de l'article 53 de la LAE, modifiant l'Ordonnance sur le prix du gaz naturel (Yukon et Territoires du Nord-Ouest), DORS/78-99, dans sa version modifiée, afin d'autoriser Westcoast à recouvrer, en plus des frais mensuels liés à la demande de gaz produit par Amoco dans les Territoires du Nord-Ouest, les coûts financiers engagés chaque mois à l'égard du montant impayé des paiements de couverture de déficit ainsi faits à Amoco, au taux mensuel spécifié ci-dessus.

L'Office, dans une lettre du 25 février 1986, a ordonné que cette question soit traitée au cours de l'audience relative aux droits de Westcoast.

1.6 Droits provisoires

L'Office, par l'ordonnance TGI-11-85 du 18 décembre 1985, a approuvé provisoirement les droits que peut exiger Westcoast pour le gaz qui est collecté, traité et transporté par elle à compter du 1^{er} janvier 1986. Cette ordonnance a approuvé les droits contenus dans la demande de Westcoast, à l'exception des droits relatifs à tous les services interruptibles de remplacement. Ces derniers droits ont été fixés à des taux égaux aux droits équivalents en cas de nonremplacement pour le service interruptible tel que contenu dans la demande de Westcoast.

Par suite de la délivrance de cette ordonnance, l'Office a reçu des distributeurs limitrophes canadiens ainsi que du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la province de la Colombie-Britannique, des demandes de révision de cette ordonnance. En fonction des renseignements contenus dans cette demande, l'Office a décidé de réviser l'ordonnance TGI-11-85 et a ordonné, par l'ordonnance AO-1-RH-6-85 du 9 janvier 1986, que la révision soit entendue à titre de question préliminaire au commencement de l'audience publique sur la demande relative aux droits de Westcoast, le 4 mars 1986.

Dans une lettre du 30 janvier 1986, Westcoast a avisé l'Office que la société, la province de la Colombie-Britannique et les distributeurs limitrophes canadiens qui avaient demandé la révision de l'ordonnance de l'Office sur les droits provisoires étaient parvenus à une entente sur le prix du gaz que devraient payer ces distributeurs jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue par l'Office en ce qui concerne l'audience sur les droits. Par suite de cette entente, Westcoast a déduit les droits provisoires approuvés par l'Office du prix du gaz payé par les distributeurs, lequel prix demeurait au niveau auquel il se trouvait avant le 1^{er} janvier 1986. En conséquence, les parties qui avaient demandé une révision ont retiré leur demande et l'Office par l'ordonnance AO-2-RH-6-85, a abrogé sa précédente ordonnance et a annoncé sa décision de ne pas réviser son ordonnance sur les droits provisoires.

Chapitre 2

Rétrospective

2.1 La société

Westcoast est une société constituée au niveau fédéral qui possède et exploite des installations de collecte, de traitement et de transport de gaz naturel. La société achète non seulement du gaz de gisements situés en Colombie-Britannique, en Alberta et dans les territoires, mais encore fournit à contrat des services de collecte, de traitement et de transport de gaz appartenant à des tiers. Le gaz que vend Westcoast est acheté par trois grandes sociétés de distribution et par un certain nombre de petits distributeurs limitrophes de Colombie-Britannique et par une grande société américaine de gazoduc. Westcoast fournit des services de collecte, de traitement et de transport à des expéditeurs qui font livrer par contrat leur gaz à des utilisateurs ultimes situés sur les marchés intérieur et d'exportation.

Les installations de collecte et de traitement de gaz de la société sont situées dans les régions de Fort Nelson et de Fort St. John, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Son principal réseau de transport relie ces régions à un point situé sur la frontière internationale près de Huntingdon (C.-B.) où il se raccorde aux installations de transport de Northwest Pipeline Corporation (Northwest).

2.2 La réglementation des droits de Westcoast par l'ONÉ

2.2.1 l'Audience sur les droits

En septembre 1977, Westcoast a demandé à l'Office une ordonnance ou des ordonnances conformément aux articles 50 et 53 de la Loi sur l'ONÉ relativement aux droits que la société se proposait d'exiger pour ses services de collecte, de traitement et de transport de gaz.

L'audience qui a résulté de cette demande a été tenue en plusieurs phases qui ont commencé en 1978 et se sont terminées en 1979 avec la délivrance de l'ordonnance TG-5-79. Par cette ordonnance, l'Office établissait la méthode du coût du service variable par laquelle Westcoast devait être réglementée. Cette ordonnance, qui est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 1979, spécifiait les catégories de coûts et les quantités maximales qui pouvaient être automatiquement recouvrées dans les droits relatifs au coût du service, les principes comptables à suivre, le rendement de la base des taux, les taux d'amortissement et d'autres paramètres nécessaires pour déterminer les droits relatifs au coût du service mensuel.

Au cours de la période pendant laquelle Westcoast était réglementée en fonction du coût du service variable, elle a, à deux occasions, demandé à l'Office certains changements dans les droits qu'elle pouvait exiger. En 1980, Westcoast a demandé des changements dans la manière de calculer ses droits et elle a aussi demandé une augmentation du rendement de la base des taux. En décembre 1982, la société a encore demandé une augmentation de son rendement ainsi que de ses droits provisoires à compter du 1^{er} janvier 1983.

Cette dernière demande a été entendue au printemps de 1983. Au cours de cette audience, l'APC et l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada (ASPIC) ont déposé une demande conjointe pour que la méthode de réglementation soit débattue au cours de l'audience. Elles

s'opposaient à la méthode de réglementation existante et préconisaient la réglementation de Westcoast en vertu d'un régime de droits fixes fondé sur une année d'essai avancée.

Après avoir examiné les points de vue de toutes les parties à l'audience, l'Office a conclu qu'il serait souhaitable de réexaminer la méthode de réglementation et a ordonné que ce réexamen fasse l'objet d'une audience publique distincte.

2.2.2 Audience relative à la méthode de réglementation

L'audience relative à la méthode de réglementation des droits de Westcoast a été tenue à la fin de 1984.

Son objectif était double:

- a) examiner si les circonstances touchant l'industrie avaient suffisamment changé pour justifier un changement dans la méthode de réglementation; et
- b) solliciter les points de vue de toutes les parties sur les principes qui devraient être incorporés dans la conception des droits au cas où il serait décidé d'adopter un régime de droits fixes.

L'Office, dans sa Décision relative à la méthode de réglementation, était d'avis que d'importants changements étaient survenus dans un certain nombre de circonstances touchant l'industrie du gaz naturel de la Colombie-Britannique par suite de l'adoption, par le gouvernement de la province, de la plupart des recommandations d'un rapport sur la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique en février 1983 (rapport Govier). L'Office a conclu qu'un régime de droits fixes tiendrait mieux compte de ces changements et des circonstances changeantes sur le marché d'exportation, comme la concurrence accrue et les ventes directes par les producteurs.

L'Office a ordonné à Westcoast de passer d'un régime de coût du service variable à une méthode de réglementation à droits fixes à compter du 1^{er} janvier 1986. L'Office a aussi ordonné que la conception des droits proposée inclue:

- a) des droits fixes fondés sur une année d'essai avancée et contenant une composante-demande et une composante-produit;
- b) 100 % des frais fixes de la société dans la composante-demande pour le 1^{er} novembre 1986;
- c) un droit pour la fonction de transport, fondé sur les quantités par rapport à la distance;
- d) un droit de transport, approuvé par l'Office, pour les ventes directes entre producteurs et consommateurs; et
- e) des droits dits timbre-poste distincts pour les fonctions de collecte et de traitement de gaz.

Outre les principes de conception des droits, Westcoast a aussi été tenue de présenter une étude de dépréciation révisée.

Cependant, l'Office a décidé qu'il vaudrait mieux attendre avant de prendre des décisions sur des questions telles que le nombre approprié de zones, l'établissement de droits justes et raisonnables pour

le service interruptible et le coût du carburant de compression, jusqu'à ce que soit entendue la preuve sur les propositions spécifiques de Westcoast.

Dans sa demande du 1^{er} décembre 1985, Westcoast s'est conformée à la directive de l'Office.

2.3 La réglementation - une période de transition

La tâche de l'Office dans l'établissement de droits justes et raisonnables est menée à un moment où l'industrie du gaz naturel connaît de profonds changements dans de nombreux aspects de ses activités suscitées essentiellement par des modifications fondamentales d'orientation des gouvernements, tant au Canada qu'aux États-Unis, et par une chute sans précédent et inattendue du prix du pétrole brut.

L'Office doit donc évaluer la gamme de services de transport proposés par la société à la lumière de ces développements actuels et prévus. En particulier, la réduction importante jusqu'à présent du rôle des gouvernements dans la tarification du gaz naturel et leur retrait complet de ce domaine prévu d'ici le 1^{er} novembre 1986, qui entraînent une tarification appelée généralement axée sur le marché, et le besoin complémentaire de transport avec libre accès y compris d'une gamme de services de transport, doivent être considérés.

2.3.1 La réglementation au Canada

Avant 1973, le prix auquel Westcoast achetait du gaz était négocié entre Westcoast et les producteurs. Le prix auquel Westcoast vendait le gaz était négocié entre Westcoast et ses clients-ventes. La différence entre le prix de vente négocié et le prix d'achat négocié était conservée par Westcoast.

En 1973, les provinces productrices et le gouvernement fédéral ont établi une série de mesures qui ont eu pour effet que le gouvernement fédéral a périodiquement fixé le prix du gaz naturel vendu sur le marché d'exportation de 1975 à 1984.

Le 1^{er} novembre 1984, le gouvernement du Canada a révisé sa politique de tarification à l'exportation pour permettre aux sociétés canadiennes d'exporter du gaz à des acheteurs américains à des prix négociés et il a aussi pris des dispositions relativement aux exportations à court terme assujetties à certaines limites de volumes.

En 1985, les gouvernements du Canada et des provinces productrices d'énergie de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique (les provinces productrices d'énergie) ont conclu deux accords, l'Accord de l'Ouest et l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel (l'Entente sur le gaz naturel), qui permettront au Canada de passer d'un régime de prix administrés par le gouvernement à un régime de tarification plus flexible et axé sur le marché pour le gaz vendu sur les marchés canadien et américain.

L'Accord de l'Ouest

En mars 1985, les gouvernements du Canada et des provinces productrices d'énergie ont conclu un accord global sur le pétrole et le gaz naturel. Cet accord, l'Accord de l'Ouest, prévoyait la déréglementation totale de la tarification et de la commercialisation du pétrole brut canadien, adoptait des mesures visant à axer davantage l'industrie du gaz naturel sur le marché et éliminait un certain nombre de taxes ou redevances fédérales sur le pétrole et le gaz. En matière de gaz naturel, les

mesures adoptées comprenaient le gel du prix à la frontière de l'Alberta au niveau en vigueur à ce moment-là et l'établissement d'un groupe d'étude chargé de mettre sur pied un mécanisme de tarification plus flexible et réagissant davantage aux conditions du marché.

L'Entente sur le gaz naturel

En octobre 1985, le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces productrices d'énergie ont conclu l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel. L'Entente sur le gaz naturel, qui est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 1985, avait pour but d'assurer une transition ordonnée d'un régime de prix administrés par le gouvernement à un régime de tarification axé sur le marché. La caractéristique essentielle est qu'à compter du 1^{er} novembre 1986, les prix de tout le gaz naturel destiné au commerce interprovincial seront déterminés par négociation entre acheteurs et vendeurs. Au cours de la période de transition d'une année, les prix repères de gros à la frontière de l'Alberta et à Toronto seront gelés aux niveaux actuels.

L'Entente sur le gaz naturel essaie aussi d'élargir le marché du gaz naturel au Canada en permettant des ventes directes entre consommateurs et producteurs à des prix négociés, aussi longtemps que les services de transport sont offerts sur les réseaux de distribution. Les distributeurs peuvent faire des arrangements semblables de vente directe à condition que les volumes complets de gaz engagés en vertu de contrats existants soient tout d'abord pris. L'Entente sur le gaz naturel prévoit que les prix du gaz naturel livré en vertu des contrats existants seront renégociés entre distributeurs, expéditeurs et producteurs avant le 1^{er} novembre 1986.

En ce qui concerne l'exportation, la politique fédérale de tarification de gaz naturel a été révisée par abolition de l'essai sur la demande supplémentaire et de l'essai sur les combustibles concurrents, et par utilisation de prix régionaux afin d'établir le plancher pour les exportations. La limitation des volumes de gaz naturel exportés à court terme a aussi été supprimée.

Les parties ont aussi convenu qu'un examen global du rôle et des activités des sociétés de pipeline de gaz naturel s'imposait le plus tôt possible et que cet examen serait mené par un comité impartial.

La Commission d'examen des sociétés pipelinières

La Commission d'examen des sociétés pipelinières a été créée en décembre 1985 pour examiner le rôle et les activités des pipelines interprovinciaux et internationaux se livrant à l'achat, à la vente et au transport du gaz. La Commission a jugé TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et Westcoast représentatives de ces sociétés pipelinières et a restreint son examen à ces deux sociétés. L'objectif de l'examen consistait à fournir des recommandations sur la façon dont les activités et pratiques commerciales futures des sociétés étudiées pourraient faciliter du mieux possible la transition à un régime de tarification du gaz naturel plus flexible et axé sur le marché.

Bien que les travaux de cette Commission aient été, dans une grande mesure, menés en même temps que l'audience de la demande de Westcoast, le rapport de la Commission n'a pas été publié avant le 10 juillet 1986, après la clôture de l'audience publique de la demande de Westcoast. Par conséquent, ce rapport ne faisait pas partie du procès-verbal des délibérations tenues devant l'Office et les parties intéressées n'ont donc pu, à l'audience, présenter de points de vue ou de preuves au sujet de quelque recommandation que ce soit de la Commission qui pourrait être pertinente à ces délibérations. L'Office prend note que le rapport n'a pas encore été adopté par les signataires de l'Entente sur le gaz naturel

en tant que politique officielle. Cependant, le rapport représente les opinions et recommandations d'un comité de personnes compétentes qui ont examiné en détail la transition à un régime de tarification axé sur le marché et le libre accès aux gazoducs.

Bien que ce rapport ne lie pas l'Office et qu'il ne restreigne pas les options offertes à l'Office pour débattre des questions qui lui sont soumises, l'Office estime qu'il vaut la peine de constater que bon nombre des décisions de l'Office, auxquelles on est arrivé de façon indépendante, sont conformes aux opinions exprimées par la Commission d'examen des sociétés pipelinières.

Il sera possible, au cas où toute partie le demanderait, d'examiner quelque aspect approprié pertinent que ce soit du rapport, lors d'une future audience relative aux droits.

2.3.2 Initiatives de la Colombie-Britannique

Contexte institutionnel

En 1973, le gouvernement de la Colombie-Britannique a commencé à intervenir sur le marché canadien pour fixer le prix auquel Westcoast vendrait du gaz à ses distributeurs canadiens.

Depuis le début de son exploitation en 1957 jusqu'à novembre 1973, Westcoast a acheté ou produit, puis vendu le gaz naturel de la Colombie-Britannique qu'elle acheminait. À compter du 1^{er} novembre 1973, Westcoast a conclu une entente (l'Entente avec BCPC) avec British Columbia Petroleum Corporation (BCPC), aux termes de laquelle elle attribuait à BCPC tous ses contrats pour l'achat de gaz naturel de la Colombie-Britannique. BCPC consentait à son tour à approvisionner Westcoast pour tous ses besoins en gaz naturel de la Colombie-Britannique dans la mesure où ce gaz était nécessaire pour satisfaire les engagements de Westcoast en matière de vente au Canada et à l'exportation.

Le prix d'achat du gaz payé par Westcoast à BCPC était déterminé en déduisant le coût du service mensuel de Westcoast des recettes tirées de ses ventes mensuelles. Cela permettait à BCPC directement, et au gouvernement de la Colombie-Britannique et aux producteurs, indirectement, de recevoir toutes les recettes tirées des ventes du gaz naturel de la Colombie-Britannique qui excédaient le coût du service de Westcoast.

Bien que le gouvernement de la Colombie-Britannique ne réglemente pas, par voie de législation, le prix du gaz payé par les distributeurs dans les contrats de vente entre Westcoast et les distributeurs de Colombie-Britannique, il existe depuis 1973 un processus officieux par lequel le prix du gaz spécifié dans ces contrats est périodiquement augmenté. Une fois par an, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) mène une enquête relative aux prix contants du gaz vendu en Colombie-Britannique et fait une recommandation au gouvernement provincial au sujet des prix de gros appropriés pour l'année suivante. Si le gouvernement provincial décidait qu'il devait y avoir une augmentation du prix du gaz naturel dans la province, il demandait aux distributeurs de modifier leurs contrats avec Westcoast de façon à augmenter la composante-produit du prix de gros du gaz. Une fois que les contrats des distributeurs étaient modifiés, Westcoast les déposait auprès de l'Office conformément au paragraphe 51 (2) de la Loi sur l'ONÉ.

Initiatives de politique

En 1982, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique chargeait un groupe d'étude, placé sous la présidence de M. G.W. Govier, d'enquêter et de faire un rapport sur une vaste gamme de questions relatives à la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britannique. Au début de 1983, le groupe d'étude déposé le rapport Govier auprès du gouvernement provincial qui, en septembre 1983, a diffusé un rapport sur la commercialisation du gaz naturel de la Colombie-Britanniques comportant décisions et commentaires. Dans ce document, le gouvernement provincial déclarait qu'il acceptait certaines des recommandations du groupe d'étude, qu'il en rejetait d'autres et qu'il sollicitait les observations écrites des parties intéressées avant de prendre une décision sur les autres recommandations.

En septembre 1983 et en juillet 1984, le gouvernement de la Colombie-Britannique approuvait en principe les mesures suivantes:

- a) une politique de tarification de gros qui lierait le prix du gaz au prix du pétrole aux raffineries de Vancouver;
- b) un système de rentrées nettes pour établir le prix au gisement du gaz naturel;
- c) BCPC ne serait plus l'acheteur unique du gaz dans la province;
- d) ventes directes entre producteurs et utilisateurs ultimes;
- e) Westcoast assurerait à contrat les fonctions de transport et de traitement du gaz contractuel futur; et
- f) les producteurs auraient la possibilité de construire leurs propres installations de collecte, de traitement et de transport.

Le 1^{er} juillet 1985, le gouvernement de la Colombie-Britannique, par l'entremise de sa Natural Gas Price Act, a mis en oeuvre un certain nombre des décisions annoncées en septembre 1983 et en juillet 1984 et a officiellement mis en oeuvre le nouveau système de commercialisation du gaz. Voici les éléments clés de cette loi:

- a) l'établissement du prix au gisement du gaz naturel payé aux producteurs en Colombie-Britannique en fonction de rentrées nettes en déduisant le coût du service pertinent du prix de gros moyen du réseau;
- b) l'établissement d'un nouveau régime de redevances explicites pour les producteurs de gaz naturel;
- c) l'établissement d'un régime de recettes nettes d'exportation qui permettra à tous les producteurs de participer aux bénéfices provenant du marché à l'exportation; et
- d) l'autorisation, pour les producteurs et les parties autres que BCPC, de procéder à des ventes directes.

Le régime de recettes nettes d'exportation a été supprimé à compter du 1^{er} mars 1986.

La déréglementation des prix du gaz naturel en Colombie-Britannique

Le 13 juin 1986, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé son intention de procéder à la déréglementation complète de la tarification du gaz dans la province d'ici le 1^{er} novembre 1986. Le gouvernement avait précédemment annoncé que le prix de gros moyen du gaz devait être fixé de façon à atteindre un niveau cible de 65 % du coût équivalent en énergie du pétrole aux raffineries de Vancouver d'ici 1990. Le gouvernement provincial a décidé que le Cabinet de la Colombie-Britannique n'établirait plus le prix de gros moyen exigé des distributeurs et acheteurs, que les vendeurs de gaz détermineraient le prix du marché par voie de négociation et que les redevances seraient évaluées en fonction de ce prix.

Le gouvernement provincial a reconnu qu'il existe certains obstacles, essentiellement des accords contractuels dans le secteur privé entre les producteurs, BCPC, Westcoast, les distributeurs et les utilisateurs ultimes, qui doivent être surmontés avant que la déréglementation complète puisse être mise en oeuvre.

2.3.3 La réglementation aux États-Unis

Comme cela se passe au Canada, l'industrie gazière américaine connaît de profonds changements tandis qu'elle essaie de s'accommoder avec la déréglementation, tout en essayant de maintenir sa part de l'ensemble du bilan énergétique américain total au moment où la concurrence entre combustibles de rechange s'intensifie et que persiste un excédent d'approvisionnements de gaz.

Bien que, pour le moment, l'industrie américaine du gaz traverse une phase de transition et que les événements futurs soient imprévisibles, il est évident que le climat de réglementation aux États-Unis obligera les services publics à prendre davantage de risques, tout en donnant en même temps l'occasion aux producteurs et aux acheteurs de gaz de disposer d'une batterie de nouvelles solutions de rechange au service public traditionnel. On reconnaît que dans ce nouveau climat, l'industrie devra être en mesure de réagir rapidement aux conditions changeantes du marché en faisant preuve d'innovation et de compétitivité, et en particulier, en achevant la transition vers des accords de tarification en fonction du marché.

En fait, l'industrie américaine du gaz a réagi à ce marché plus libre en adoptant des stratégies de commercialisation et de transport à court terme, y compris des ventes directes par les producteurs aux utilisateurs ultimes et sociétés de distribution locale (SDL), la société pipelinière fournissant des services de transport à contrat. La création de ce marché à court terme a occasionné des économies de coût en gaz et encouragé les fournisseurs à long terme à offrir des contrats qui tiennent davantage compte du marché.

En janvier 1985, les prix à la tête de puits d'une part importante (c'est-à-dire environ 60 %) du gaz américain ont été déréglementés. En 1984, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) publiait l'ordonnance n^o 380 et, en 1985, l'ordonnance n^o 436, dans sa version modifiée, qui ont toutes deux eu d'importantes répercussions sur la façon dont le gaz est transporté et commercialisé, y compris le gaz importé du Canada.

L'ordonnance n^o 380, dans sa version modifiée, de la FERC empêche les sociétés pipelinières de recourir à des dispositions contractuelles de "facturation minimale" pour recouvrer les coûts variables, comme les coûts d'achat du gaz, qui ne sont pas réellement engagés. Cela empêche effectivement les

sociétés pipelinières de répercuter sur leurs clients les frais des obligations de prendre ou de payer (sauf les frais financiers) engagés en vertu de leur contrats d'approvisionnement.

L'ordonnance n° 436, dans sa version modifiée, de la FERC, dépend de la bonne volonté des sociétés et est conçue pour encourager les pipelines d'un État à l'autre de concentrer leurs efforts sur le transport du gaz "sans restriction d'accès" et non plus sur l'achat et la commercialisation du gaz. En vertu de cette ordonnance, les utilisateurs ultimes et les sociétés de distribution locale seront en mesure de négocier directement avec les producteurs ou les courtiers, leurs propres approvisionnements en gaz, et ne paieront donc à la société pipelinière que des frais de transport. Pour aider les sociétés pipelinières à ne plus faire le commerce du gaz, la FERC autorisera celles qui optent pour le programme de transport à faire certains paiements aux producteurs pour s'acquitter des obligations en souffrance de prendre ou de payer dues aux producteurs. Le coût de ces paiements peut être inclus dans les taux des sociétés pipelinières. De même, les clients garantis existants des sociétés pipelinières peuvent réduire leur demande contractuelle par étapes échelonnées au cours d'une période maximale de cinq ans. En vertu de cette disposition plus libérale en matière d'accès, les sociétés pipelinières relevant de la compétence de la FERC doivent transporter du gaz pour des tiers sans discrimination. La plupart des sociétés pipelinières ont déposé auprès de la FERC des déclarations d'intention d'adopter volontairement les dispositions de l'ordonnance n° 436, mais avec certaines exceptions à cette ordonnance. Jusqu'à ce que toutes ces dépositions aient été traitées, l'ampleur et la disponibilité du transport sans restriction d'accès pour le gaz canadien exporté en vertu d'ordonnances à court terme demeurent incertaines.

La FERC élaborera des procédures rapides d'accréditation applicables aux nouvelles installations nécessaires pour fournir un nouveau service si le demandeur consent à supporter tous les risques de ces installations et si le demandeur consent à respecter l'exigence de libre accès contenue dans l'ordonnance n° 436.

Malgré les changements de réglementation intervenus des deux côtés de la frontière et malgré la récente recrudescence d'arrangements directs d'exportation de producteur à utilisateur ultime, on prévoit que les exportations effectuées en vertu de licences à long terme continueront de constituer la majeure partie des importations américaines, étant donné que ces exportations fournissent à longueur d'année le service à long terme et fiable que ces exportateurs offrent depuis longtemps.

En ce qui concerne les autres mesures américaines en matière de réglementation, les récentes conclusions des United States Administrative Law Judges autorisent les sociétés pipelinières américaines à répercuter sur leurs clients les coûts du gaz canadien importé tels que facturés. C'est-à-dire que les coûts fixes des producteurs canadiens pourront être inclus dans la composante-demande du prix du gaz imposé à l'importateur américain. Malgré ces récentes conclusions, la FERC ne devrait pas prendre de mesures définitives quant à la question des coûts tels que facturés avant d'avoir résolu les questions de tarification intérieure en souffrance relatives au gaz ancien et à la facturation par tranche.

De même, la FERC, dans une récente "règle d'abstraction de la chronologie", a voté en principe pour remplacer, au 1^{er} juillet 1986, la multitude de prix plafonds relatifs à l'ancien gaz par un seul prix plafond national de 2,57 \$ US le million de BTU, en estimant que cette mesure assurera aux consommateurs des prix plus concurrentiels, tout en amplifiant les approvisionnements canadiens, ce qui rendra les États-Unis moins dépendants des importations. L'ancien gaz est encore réglementé par la Natural Gas Policy Act de 1978.

Pendant la plaidoirie finale, l'avocat de Northwest a déclaré que Northwest déposerait auprès de la FERC, avant la fin de juin 1986, des tarifs de transport par lesquels Northwest chercherait à devenir un transporteur sans restriction d'accès en vertu de l'ordonnance n° 436. De l'approbation ou du traitement satisfaisant des conditions contenues dans les tarifs que Northwest a déposés auprès de la FERC dépendent la réalisation par Northwest de son intention déclarée et la rapidité avec laquelle elle la réalisera.

Chapitre 3

Conception des droits

3.1 Débit

3.1.1 Prévisions relatives au débit

Les volumes relatifs à la demande journalière pour l'année d'essai (c'est-à-dire l'approvisionnement garanti maximal que peut exiger un client n'importe quel jour) et le volume des ventes annuelles (c'est-à-dire les ventes réelles qu'on s'attend de réaliser dans l'année) par client, prévus par Westcoast sont résumés au tableau 3-1. La prévision relative à la demande journalière serait de quelque 42 056,8 milliers de mètres cubes et sauf pour les petits distributeurs limitrophes, elle est basée sur les demandes contractuelles spécifiées dans les contrats de vente de gaz. La demande journalière se répartit approximativement de la façon suivante: 46 % pour la demande canadienne et 54 % pour la demande d'exportation. Les ventes annuelles y compris les ventes interruptibles sont estimées à $7\,318,7 \times 10^6 \text{ m}^3$. Environ 66 % des ventes annuelles devraient être réalisées sur le marché canadien.

Tableau 3-1
Prévision de Westcoast relative aux livraisons canadiennes et à
l'exportation pour l'année d'essai 1986*

		Journalières (10 ³ /m ³)	Annuelles (10 ⁶ m ³)
LIVRAISONS CANADIENNES			
Livraisons garanties		4 833,3	1 244,8
Canalisation principale:	Inland		
	PNG	2 651,4	711,9
	B,C, Hydro	10 198,0	2 512,3
Limitrophes:	Peace River	219,5	35,1
	ICG (B,C,)	332,2	55,9
	B,C, Hydro (Fort Nelson)	153,0	37,0
	Northland	46,5	9,6
	Usine de LGN	700,0	196,0
Moins: Service interruptible canadien		-	(28,3)
Total, livraisons garanties		19 133,9	4 774,3
Ventes de dépassement autorisées		-	54,3
Service interruptible canadien		-	28,3
TOTAL, LIVRAISONS CANADIENNES		19 133,9	4 856,9
LIVRAISONS À L'EXPORTATION			
Livraisons garanties Northwest (GL-41)		22 922,9	2 320,2
Service interruptible à l'exportation		-	141,6
TOTAL, LIVRAISONS À L'EXPORTATION		22 922,9	2 461,8
TOTAL, LIVRAISONS CANADIENNES ET À L'EXPORTATION		42 056,8	7 318,7

* Source: Pièce B-18, pages 1.7 à 1.9.

Westcoast n'a pas essayé de prévoir les ventes interruptibles ni le service DA; elle a fait remarquer que ces ventes et ce service étaient trop difficiles à prévoir à ce moment-là en raison de l'incertitude causée par les changements intervenus dans la réglementation. La Westcoast n'a pas prévu de volumes de service garanti pour l'année d'essai.

Westcoast vend du gaz naturel à trois clients raccordés directement à la canalisation principale: British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro), Inland Natural Gas Co. Ltd. (Inland) et Pacific Northern Gas Ltd. (PNG), qui représentent quelque 95 % de ses ventes canadiennes. En outre, Westcoast vend du gaz naturel à quatre distributeurs limitrophes: Peace River Transmission Company Limited (Peace River), ICG Utilities (British Columbia) Ltd. (ICG(B.C.)), B.C. Hydro (Fort Nelson) et Northland Utilities (B.C.) Limited (Northland). Westcoast vend du gaz naturel aux distributeurs de la

Colombie-Britannique conformément à diverses ententes de vente de gaz actuellement en vigueur. De même, Westcoast expédie du gaz en vertu d'une entente de service garanti à l'usine de LGN. Cette usine, située dans le complexe de Taylor, appartient conjointement à Westcoast et à Petro-Canada Inc. (Petro-Canada).

Westcoast vend aussi du gaz naturel sur le marché du Nord-Ouest américain à Northwest, en vertu de la licence d'exportation n° GL-41 et conformément à une entente par lettre du 1^{er} octobre 1984, dans sa version modifiée. Westcoast est actuellement tenue par contrat de fournir à Northwest une quantité maximale de 22 922,9 milliers de mètres cubes par jour ($809 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{d}$). La licence d'exportation n° GL-41 arrive à expiration le 31 octobre 1989. Westcoast est la seule source importante d'approvisionnement en gaz naturel de Northwest.

Des négociations sont actuellement en cours entre Northwest et Westcoast afin de remplacer l'entente par lettre par un nouveau contrat de vente de gaz à long terme. Tout indique qu'au cours de ces négociations, elles réexamineront, entre autre, la nécessité de maintenir le niveau existant du volume de la DC journalière garantie à 22 922,9 milliers de mètres cubes par jour. Northwest a témoigné qu'un niveau plus approprié de demande journalière garantie pourrait être fixé à 16 997 milliers de mètres cubes par jour ($600 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{d}$) en fonction de l'avis de ses distributeurs selon lesquels ils connaissent une perte permanente de leur part du marché en raison des fermetures d'usine et de l'adoption d'autres combustibles. Westcoast a témoigné que si cette réduction était négociée, elle n'aurait pas lieu au cours de l'année d'essai de 1986.

Décision

L'Office prend note des tentatives actuelles visant à réduire la réglementation de l'industrie du gaz tant au Canada qu'aux États-Unis, comme cela est décrit plus en détail au chapitre 2. L'Office partage l'opinion que la phase de transition que connaît actuellement l'industrie du gaz, et les incertitudes qui en résultent, rendent difficile la prévision de la demande de gaz. L'Office prend aussi note que, à l'exception de la prévision de Westcoast en ce qui concerne la demande limitrophe, les prévisions de Westcoast n'ont, pour la plupart, pas été contestées.

L'Office croit donc que les prévisions de Westcoast relatives à la demande journalière et aux ventes annuelles pour l'année d'essai de 1986 sont raisonnables, et les accepte donc pour la répartition des coûts et la conception des droits.

3.1.2 Réduction du pouvoir calorifique en raison de l'usine de LGN

Un certain nombre d'intervenants ont fait remarquer qu'il y a eu une réduction du pouvoir calorifique du gaz en raison de l'ajout de l'usine de LGN au réseau de Westcoast.

Ces intervenants ont indiqué qu'il y a une diminution de 2 à 3 % du pouvoir calorifique, qui entraîne une augmentation des volumes de gaz requis pour maintenir la même quantité d'énergie dans la canalisation, et a pour effet de réduire la capacité de la canalisation et d'obliger les clients de la canalisation principale à augmenter leur DC. De l'avis de ces intervenants, puisque l'usine de LGN

était la cause de l'augmentation des volumes dans la canalisation, elle devrait donc partager une partie des coûts du transport applicables à la zone 4.

Westcoast a estimé que le pouvoir calorifique moyen était de 38,26 mégajoules par mètres cubes (MJ/m³) après l'ajout de l'usine de LGN par rapport à une moyenne réelle de 39,04 MJ/m³ pour 1985. Les Modalités générales d'exécution des ventes de Westcoast stipulent que le gaz résiduel livré à l'acheteur doit se situer dans la fourchette de 36,00 MJ/m³ à 41,68 MJ/m³; Westcoast a donc conclu que ses clients n'ont aucun droit de demander quelque pouvoir calorifique particulier que ce soit dans leurs fournitures de gaz si le pouvoir calorifique se maintient dans la fourchette spécifiée.

Décision

L'Office prend note que le pouvoir calorifique du gaz livré aux clients au cours de l'année d'essai se maintiendra dans les fourchettes spécifiées dans les modalités générales. Cependant, l'Office est d'avis que le pouvoir calorifique du gaz n'est pas reliée aux conditions de transport mais qu'il s'agit a proprement parler davantage d'une question relative aux ventes de gaz sujette à négociation entre les parties. L'Office ordonne donc à Westcoast de supprimer cette disposition de ses modalités générales.

3.2 Accès aux services

Aux fins du présent rapport, les expressions "composante-demande" et "composante-produit" sont utilisées pour faire référence aux éléments d'un droit à deux composantes sujet à l'approbation de l'ONÉ. La composante-demande désigne la partie des droits qui est facturée chaque mois quelle que soit la quantité de gaz expédiée; la composante-produit désigne la partie des droits facturée pour chaque unité de gaz expédiée. Cette terminologie est employée afin d'éviter la confusion avec les expressions "frais liés à la demande" et "frais liés au produit" qui sont utilisées pour les frais exigés d'un acheteur de gaz dans un contrat de vente de gaz. Les frais liés à la demande désignent les obligations fixes ou mensuelles de l'acheteur de gaz et peuvent inclure une partie ou la totalité de la composante-demande des droits d'une société pipelinière. Les frais liés au produit se réfèrent aux coûts payables par l'acheteur de gaz pour chaque unité de gaz vendu. Les frais unitaires liés au produit comprennent généralement la composante-produit des droits et le coût du gaz. Ils peuvent comprendre une partie de la composante-demande des droits.

3.2.1 Droits relatifs aux ventes canadiennes

Ventes garanties

Westcoast a proposé la facturation de droits relatifs aux ventes garanties à ses clients-ventes garanties existants, notamment B.C. Hydro, Inland et PNG. Les droits comprendraient une composante-demande couvrant 100 % des coûts fixes répartis et une composante-produit couvrant tous les coûts variables répartis. Le pourcentage des coûts fixes réparti entre chaque client était fondé sur son volume DC journalière garantie contenu dans le contrat de vente de gaz de Westcoast. Les coûts répartis entre les clients-ventes garanties seraient réduits par les recettes prévues au cours de l'année d'essai pour les ventes de dépassement autorisé et pour le service interruptible. Les droits relatifs aux ventes seraient

facturés en fonction du gaz résiduel et impliqueraient que Westcoast donne un service intégral de transport, c'est-à-dire la collecte, le traitement, le transport au nord de la station de compression n° 2 et le transport au sud de la station de compression n° 2.

Décision

L'Office juge acceptable la méthode utilisée par Westcoast pour calculer les droits relatifs aux ventes canadiennes garanties.

Dépassement autorisé et service interruptible

Westcoast a proposé que du gaz de dépassement autorisé soit fourni aux clients-ventes existants. Cette proposition remplacerait l'offre existante de quantité illimitée de gaz de dépassement et consisterait en un droit à une quantité maximale journalière, sur une base interruptible égale à 15 % des volumes DC. Le droit relatif au service DA serait un droit avec seulement une composante produit équivalent, sur une base unitaire, au droit relatif aux ventes garanties à un client en particulier selon un facteur de charge de 100 %. Le service DA aurait priorité sur d'autres formes de service interruptible.

À l'appui de l'offre du service DA, Westcoast a fait valoir que les clients-ventes garantis paient pratiquement tous les coûts du réseau qui ont été alloués aux marchés canadiens et que le service DA donne à ces clients essentiels une autre priorité équivalant à un maximum de 15 % de leur DC.

Westcoast a aussi déclaré qu'elle considère l'octroi du service DA à un client-ventes garanties comme un tout, c'est-à-dire quelque chose auquel le client-ventes garanties aurait droit du fait qu'il est un client-ventes garanties. Westcoast croit que l'octroi de ce service est tout à fait courant dans l'industrie du gaz naturel. L'APC a reconnu que le service DA était un service normalement offert aux clients-ventes garanties.

Bien que le gaz de dépassement n'ait jamais été assujéti à une limite, Westcoast a jugé nécessaire de fixer un plafond afin de s'assurer que les clients-ventes garanties n'obtiennent pas une priorité illimitée par rapport à d'autres clients-ventes interruptibles. Le niveau de 15 % a été choisi en fonction de l'examen par Westcoast des achats traditionnels et en fonction de ce qu'elle croyait être juste. Westcoast a fait valoir que le contrat avec Northwest ne donne pas à cette société le droit de profiter du gaz de dépassement.

Inland et B.C. Hydro se sont déclarées en faveur de l'offre du service DA. B.C. Hydro a estimé que puisque tous les coûts fixes de Westcoast étaient incorporés dans la composante-demande des droits des clients DC, ces clients DC devraient avoir le droit de profiter de toute capacité devenue disponible. B.C. Hydro a reconnu qu'un client DC qui, un jour quelconque, recourrait au service DA, utiliserait en fait de la capacité laissée disponible par quelqu'un d'autre.

Un certain nombre de parties se sont opposées à ce que le service DA ait priorité sur d'autres services interruptibles et qu'il soit meilleur marché. Cette question a été étudiée plus en détail à la section 3.4.1. Dome Petroleum Limited (Dome) a proposé que, au cas où Northwest réduirait ses obligations contractuelles, le plafond relatif au service DA soit ramené à 10 % des volumes garantis journaliers afin d'encourager les parties à garantir leur DC.

Westcoast a aussi proposé que les clients-ventes existants bénéficient d'un service interruptible dans le cadre de leur contrat DC. Le droit relatif aux ventes interruptibles (VAI) serait un droit avec seulement une composante-produit semblable au droit relatif au service DA, à la différence près qu'il serait basé sur un facteur de charge de 75 %, ce qui le rendrait quelque 33 % plus cher, sur une base unitaire, que le droit comparable relatif au service DA.

Décision

L'Office estime que, étant donné que l'accès au dépassement autorisé est restreint aux expéditeurs qui détiennent des contrats fermes, ce service n'est pas compatible avec le principe du libre accès et qu'il donnerait aux clients-ventes garanties la priorité pour un service interruptible dont ne profiteraient pas ceux qui ne veulent que le service interruptible. Cette discrimination, bien qu'elle ne soit pas nécessairement injuste, ne devrait pas, de l'avis de l'Office, persister, étant donné les circonstances existantes du marché du gaz naturel. Cependant, reconnaissant les relations contractuelles existantes et particulièrement le fait que les parties ont pu conclure les ententes existantes en matière de ventes garanties en présumant qu'elles auraient accès au gaz de dépassement, l'Office ne supprimera pas immédiatement le service DA proposé, mais exigera qu'il le soit à la fin de la prochaine saison de chauffage, soit le 1^{er} avril 1987.

En outre, comme cela a été étudié plus à fond à la section 4.4.1, l'Office juge que la priorité donnée au service DA en fait un service de qualité supérieure à d'autres services interruptibles. Par conséquent, l'Office exigera qu'à compter du 1^{er} novembre 1986 les droits relatifs au service DA soient facturés plus cher que les autres services interruptibles. Les détails de la conception des droits approuvés relatifs au service DA et au service interruptible se trouvent à la section 3.4.1.

3.2.2 Droits relatifs au service canadien

Service garanti

Westcoast a proposé d'offrir un service de transport garanti à quiconque signerait une entente de service garanti. Ce service serait offert à court terme (un an au minimum) ou à long terme (quinze ans au minimum). Afin de tenir convenablement compte de la causalité des coûts, Westcoast a proposé des droits relatifs au service de transport distincts pour chaque fonction. Westcoast a indiqué qu'en vertu d'une entente de service, différentes parties pourraient obtenir par contrat différents services à l'égard des mêmes volumes de gaz. Par exemple, un producteur pourrait obtenir par contrat un service de collecte, BCPC pourrait obtenir un service de traitement et l'utilisateur ultime un service de transport.

Le Conseil des industries forestières de Colombie-Britannique (COFI) a proposé que Westcoast ajoute à sa gamme de services un service de transport "quasi garanti". En vertu de ce service de transport, un client consentirait à une certaine fréquence définie ou limitée d'interruption en contre partie d'une réduction de prix.

Westcoast a fait valoir que ce service est fourni de façon plus appropriée par un distributeur qui est en meilleure position pour gérer les charges en raison de la diversité des charges des clients.

Décision

Sauf pour la discussion des différences entre le service à long terme et le service à court terme qui se trouve à la section 4.5, l'Office juge acceptable la méthode utilisée par Westcoast pour calculer les droits relatifs au service canadien garanti. L'Office prend note que le service quasi garanti proposé n'est généralement pas fourni par les sociétés de transport et il n'est pas persuadé que ce service soit approprié pour le moment.

Dépassement autorisé et service interruptible

Comme dans le cas des clients-ventes canadiens, Westcoast a proposé que tous les clients-service garanti canadiens puissent bénéficier du DA moyennant un droit équivalent, par unité, au service garanti de ce client à un facteur de charge de 100 %.

Par ailleurs, Westcoast a proposé le service SI pour chacune des fonctions de collecte, de traitement et de transport de gaz au nord et au sud. Contrairement à ce qui se passe pour les ventes, ce service devrait être souscrit par les parties dans une entente distincte. Pour le marché à l'exportation le service interruptible serait offert en cas de remplacement et de non remplacement. En cas de non remplacement, le droit proposé consisterait en un droit, avec seulement une composante produit équivalent, par unité, au droit moyen du réseau relatif au service garanti en fonction d'un facteur de charge de 75 %. Les droits relatifs au remplacement sont étudiés à la section 3.2.3.

Décision

Sous réserve des décisions en matière de dépassement autorisé contenues à la section 3.2.1, l'Office juge généralement acceptable la méthode utilisée par Westcoast pour calculer les droits relatifs au service canadien de dépassement autorisé et les droits relatifs au service canadien interruptible. Les détails de la conception des droits SI approuvés se trouvent à la section 3.4.1.

3.2.3 Droits relatifs au remplacement

Droits relatifs au remplacement à l'exportation

Westcoast a proposé un droit distinct pour une vente de remplacement réalisée sur le marché d'exportation. Ce droit ne s'appliquerait qu'au service interruptible. Une vente de remplacement se définit comme étant une vente directe qui remplace une vente qui a été précédemment faite, soit par Northwest, soit par un distributeur qui a déjà acheté à Northwest du gaz provenant du réseau. La période pendant laquelle on déterminerait si une vente est une vente remplacement serait celle des douze mois qui précèdent le début d'une telle vente directe. Si, après consultation avec l'expéditeur,

Westcoast était convaincue qu'une vente de gaz ne se ferait pas autrement, la vente directe ne serait pas considérée comme une vente de remplacement.

Westcoast a proposé que les droits relatifs au remplacement soient équivalents au coût unitaire qu'une vente garantie faite à Northwest, c'est-à-dire à un facteur de charge d'environ 30 %. Les droits relatifs au remplacement seraient donc équivalents aux droits réellement payés à présent, en moyenne, pour une vente garantie. À l'aide de cette approche, les droits contenus dans la demande de Westcoast telle que déposée initialement étaient 2,3 fois plus élevés que celui relatif à une vente interruptible en cas de nonremplacement. Ce rapport passait à 2,7 par suite de la demande modifiée de Westcoast afin de refléter sa proposition de rechange en matière de droits applicables aux distributeurs limitrophes.

À l'appui de ce droit, Westcoast a fait valoir la protection des fournisseurs de son réseau. En contre-interrogatoire, Northwest qui était aussi en faveur de ce droit a reconnu que le droit relatif au déplacement pouvait être un mécanisme de protection de sa part du marché.

Considération d'équité

Un certain nombre d'intervenants se sont opposés au droit relatif au remplacement parce qu'il était discriminatoire. L'APC a fait entendre qu'il y avait deux aspects discriminatoires dans la proposition de Westcoast. Premièrement, les droits relatifs au déplacement s'appliqueraient au service interruptible mais seraient fondés sur le coût moyen du service garanti, rendant ainsi identiques les frais applicables à différentes catégories de service. Deuxièmement, à deux services interruptibles correspondraient des droits sensiblement différents selon que la vente était ou non supplémentaire. L'APC a ajouté que pour évaluer s'il y avait ou non différenciation injuste, l'Office devrait considérer uniquement le service de transport fourni.

Westcoast a fait valoir que la facturation d'un droit autre qu'un droit relatif au remplacement constituerait une différenciation injuste envers les producteurs fournisseurs de Westcoast. Sans droit relatif au remplacement, il y aurait différenciation injuste entre divers fournisseurs de gaz sur le marché à l'exportation. Northwest était d'accord sur le fait que le droit n'était pas discriminatoire. Elle a fait valoir que la classification en tant que vente de remplacement signifiait, par définition, que l'utilisateur ultime était auparavant un client garanti; par conséquent, le service devrait être considéré équivalent à un service garanti.

Northwest a laissé entendre qu'un transporteur devrait assumer la responsabilité intégrale et justes des coûts. Elle a fait valoir que le droit relatif au remplacement proposé par Westcoast, du fait qu'on exigeait qu'une vente de remplacement contribue dans la même mesure aux coûts fixes de Westcoast que la vente qu'elle a remplacée, garantirait que la vente de remplacement supporte la responsabilité appropriée des coûts. Northwest a fait valoir que le fait que le droit relatif au remplacement était quelque 2,7 fois plus élevé que le droit applicable à la catégorie interruptible ordinaire indiquait qu'il faudrait modifier les coûts alloués au marché d'exportation.

BCPC a soutenu que le droit relatif au remplacement était nécessaire pour protéger la viabilité économique du pipeline. Elle a fait valoir que le droit tel que proposé par Westcoast n'était pas injustement discriminatoire en raison de la contribution économique différente faite par une vente supplémentaire par rapport à une vente de remplacement.

Considérations en matière de politique

L'APC, Poco Petroleum Ltd. (Poco) et la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta (CCPA) ont fait valoir que le droit relatif au remplacement qui reconnaît la distinction entre une vente supplémentaire et une vente de remplacement va à l'encontre de l'objectif de l'Entente sur le gaz naturel qui abolissait l'essai sur la demande supplémentaire dans le cas des exportations de gaz.

Westcoast a exprimé son désaccord: pour elle, il n'y avait aucun conflit entre le droit relatif au remplacement et l'Entente sur le gaz naturel. Westcoast a déclaré qu'en introduisant le droit relatif au remplacement, elle n'essayait pas de faire obstacle aux ventes sur le marché d'exportation, mais elle ouvrait plutôt la voie à une répartition juste et non discriminatoire du coût du service, sur ce marché d'exportation.

Les intervenants ont fait valoir que l'effet d'un droit relatif au remplacement serait sérieux. Czar Resources Ltd. et Wainoco Oil & Gas Limited (Czar/Wainoco) et l'APC ont soutenu que le droit proposé empêcherait toute nouvelle vente interruptible dans le Nord-Ouest américain et qu'il interromprait les ventes existantes qui pourraient être considérées comme un remplacement, en ramenant à un niveau inacceptable les rentrées nettes des producteurs. L'ASPIC a fait valoir que le droit relatif au remplacement à l'exportation pourrait avoir pour effet d'éloigner les expéditeurs au moment où ils devraient consolider le marché.

Considérations pratiques

L'ASPIC, entre autres, a signalé que la faille de la proposition de droit relatif au remplacement est qu'elle présume que le Nord-Ouest américain est un marché captif pour le gaz canadien seulement.

Un témoin de l'ASPIC a déclaré que si l'on devait imposer une structure de droit qui rendrait non rentable, pour les producteurs canadiens, l'accès aux utilisateurs ultimes qui recherchent des sources d'approvisionnement de rechange, mis à part Northwest, ces clients se tourneraient vers les fournisseurs de gaz américains; les producteurs canadiens perdraient ainsi cette vente de toute façon et le problème du remplacement propre au réseau de Northwest ne serait qu'amplifié.

Des intervenants qui s'opposaient au droit relatif au remplacement à l'exportation ont exprimé leur inquiétude au sujet de la capacité d'élaborer une définition appropriée du remplacement. Ils s'opposaient à ce qu'on laisse à Westcoast le soin de décider si une vente était ou non un remplacement. À leur avis, étant donné que Westcoast ne pouvait se remplacer elle-même, elle aurait un avantage injuste dans la commercialisation du gaz. Cela arriverait en partie parce que la fonction vente n'est pas distincte de la fonction transport. En outre, les intervenants ont fait valoir qu'il était inapproprié d'utiliser le facteur de charge de Northwest comme base d'établissement du droit. Northwest a indiqué qu'elle a un droit relatif au remplacement en vigueur depuis le 1^{er} mai 1985 et que ce système fonctionne bien.

BCPC ne pensait pas que la difficulté apparente de définir le remplacement devrait être un facteur déterminant de l'approbation éventuelle par l'Office d'un droit relatif au remplacement.

Caractéristiques propres au marché du Nord-Ouest

En évaluant le droit relatif au remplacement à l'exportation, l'Office juge approprié d'évaluer les circonstances existantes sur le marché d'exportation pour lesquelles est conçu le droit et les conséquences probables de ces circonstances pour Westcoast.

La justification donnée par Westcoast pour le droit relatif au remplacement est qu'il y a un risque qu'une partie importante du marché des ventes garanties puisse opter pour le service interruptible, particulièrement sur le marché d'exportation. La société croyait que cela menacerait le marché des ventes garanties en rendant prohibitifs, par unité, les taux relatifs aux ventes garanties.

Dome partageait les préoccupations de Westcoast au sujet de la nécessité de décourager le marché d'opter pour des achats interruptibles directs, mais a jugé trop élevé le droit relatif au remplacement. Dome a laissé entendre qu'une autre raison pour laquelle Northwest ne pouvait rivaliser était due aux restrictions imposées aux États-Unis sur sa conception des droits. L'ASPIC était d'accord avec Dome sur le fait que Northwest ferait face à une concurrence acharnée. L'ASPIC a déclaré que, étant donné le passage, aux États-Unis, à un accès plus libre aux approvisionnements en gaz et à une concurrence ouverte, il était très probable que les utilisateurs ultimes américains recherchaient d'autres sources de gaz à des prix différents de ceux offerts par Northwest.

Conséquences pour Westcoast

Afin d'évaluer les conséquences possibles, pour Westcoast, de l'amenuisement de la part du marché de Northwest, l'Office a jugé utile de passer en revue l'entente existante relative aux ventes. Voici les principales caractéristiques de l'entente relative aux ventes entre Westcoast et Northwest:

- a) Northwest a le droit d'acheter de Westcoast un maximum de 22 922,9 milliers de mètres cubes ($809 \times 10^6 \text{ pi}^3$), par jour, de gaz.
- b) Northwest paie des frais-fixes de 72 millions de dollars (US) chaque année, ce qui représente environ 65 % des coûts fixes alloués au marché d'exportation.
- c) Northwest et Westcoast ont une entente relative à la part du marché par laquelle Northwest achète de Westcoast 42,5 % de ses besoins en gaz.
- d) L'entente actuelle arrivera à expiration en 1989.

L'Office prend note qu'une raison pour laquelle des ventes garanties pourraient devenir des ventes interruptibles sur le marché d'exportation est que, récemment, Northwest n'a pas demandé son plein niveau actuel de demande de $809 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{d}$. Northwest a indiqué qu'un niveau de demande de $600 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{d}$ serait suffisant pour ses besoins. Cela laisse entendre que quelque $200 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{d}$ de capacité sont actuellement disponibles la plupart des jours, ce qui donne un faible risque d'interruptibilité à tout le service interruptible. Cela laisse aussi entendre qu'une raison pour laquelle le gaz de Northwest ne peut rivaliser est que les coûts fixes actuellement alloués aux ventes à l'exportation (fondées sur le volume DC journalière garantie de $809 \times 10^6 \text{ pi}^3$) sont peut-être trop élevés.

À la lumière des preuves, il semble que Westcoast ne serait directement touchée par la perte d'une part du marché de Northwest que si les ventes se détérioraient au point où le recouvrement du coût du service de Westcoast serait menacé.

En ce qui concerne l'approvisionnement, Westcoast a indiqué qu'elle n'avait en souffrance aucune obligation de prendre ou de payer. L'Office prend note que ce ne serait le cas que si l'Office devait accepter la résolution par Westcoast en ce qui concerne la question des obligations d'Amoco de prendre ou de payer étudiée à la section 3.5.2. Westcoast a aussi indiqué qu'elle n'avait aucun engagement de prendre ou payer avec BCPC ou avec les producteurs de la Colombie-Britannique et qu'elle n'était pas en mesure d'indiquer quel pourcentage de ventes de remplacement l'obligerait à contracter des obligations de prendre ou de payer à l'égard des producteurs des Territoires du Nord-Ouest ou de l'Alberta.

Décision

L'Office est conscient des particularités actuelles du marché de Nord-Ouest et compatit à la fâcheuse position de Northwest qui doit faire face à une concurrence acharnée tant des combustibles de rechange que du gaz provenant de ventes directes. L'Office constate, cependant, que le droit relatif au remplacement, tel que proposé par Westcoast, serait une contrainte à la liberté du marché de trouver d'autres approvisionnements meilleur marché. De même, le droit relatif au remplacement présume que le marché du gaz de Westcoast est un marché captif. L'Office estime que le droit irait nettement à l'encontre du désir d'ouvrir l'accès aux marchés du gaz, et qu'il n'est donc pas approprié. L'Office rejette donc ce droit et ordonne que tous les expéditeurs qui payent actuellement un droit relatif au remplacement soient facturés selon le droit SI approuvé par l'Office.

L'Office reconnaît que Westcoast est exposée à certains risques au cours de la période actuelle de transition au libre accès et aux ventes directes. Au cas où Northwest négocierait une réduction de ses obligations relatives à la demande journalière, une capacité excédentaire serait disponible. Si cette capacité n'était pas absorbée par de nouveaux clients garantis, Westcoast et ses clients garantis restants devraient supporter d'importantes répercussions en matière de recouvrement de coûts.

L'Office est d'avis, cependant, que les contrats actuels de vente de gaz avec Northwest et avec les distributeurs canadiens donnent à Westcoast une protection considérable. De même, l'Office prend note que la facturation minimale de 72 millions de dollars (US) existante dans le contrat de Northwest ne couvre actuellement que quelque 65 % des coûts fixes alloués aux exportations tandis que la composante-demande des droits exigés des clients canadiens couvrira 100 % des coûts fixes alloués. Pour le moment, l'Office n'est pas convaincu qu'une répartition des coûts fixes de Westcoast sur une base autre que celle des volumes DC contenus dans les ententes de vente de gaz de Westcoast soit appropriée.

Bien que l'Office rejette le droit relatif au remplacement proposé par Westcoast, il croit que tous les expéditeurs devraient payer une part équitable des coûts. Reconnaissant le fait qu'une partie importante des installations de Westcoast a été construite pour approvisionner le marché à l'exportation, et reconnaissant la haute qualité du service interruptible du réseau de Westcoast en raison du recours peu fréquent de Northwest à la totalité de ses volumes DC, l'Office estime que le service interruptible au marché à l'exportation devrait faire une contribution appropriée aux coûts fixes du réseau. Les détails de la conception approuvée des droits relatifs au service interruptible pour le marché d'exportation se trouvent à la section 3.4.1.

Droit relatif au remplacement sur le marché canadien

Inland et B.C. Hydro étaient en faveur d'un droit relatif au remplacement pour le marché canadien, semblable à celui proposé pour le marché d'exportation. Inland considérait que le droit relatif au remplacement sur le marché canadien est semblable au problème TOPGAS sur le réseau de la TransCanada et a jugé les positions de l'APC et de l'ASPIC, qui s'opposaient à ce droit relatif au remplacement sur le marché canadien, quelque peu incohérentes. Dans le cas de TransCanada, les mêmes parties ont fait valoir que les utilisateurs du réseau devraient assumer les coûts du réseau et Inland a laissé entendre que le droit relatif au remplacement sur le marché canadien aurait exactement le même effet. B.C. Hydro a jugé que le droit relatif au remplacement sur le marché canadien était un moyen possible d'indemniser les clients-ventes canadiens.

Westcoast était d'avis que les droits relatifs au remplacement sur le marché canadien n'étaient pas nécessaires pour le moment. Bien que théoriquement, les répercussions des ventes directes soient les mêmes sur le marché canadien que sur le marché d'exportation, Westcoast croyait que les circonstances étaient fondamentalement différentes en ce sens que les producteurs et distributeurs canadiens ont suffisamment de force pour se protéger. Westcoast a laissé entendre que les services publics canadiens pourraient parvenir à des ententes qui donneraient essentiellement les mêmes résultats qu'une vente de Westcoast, comme accorder des crédits aux frais liés à la demande. Des ententes appropriées faisaient l'objet de discussions lors des négociations entre Westcoast et les services publics canadiens. Westcoast a laissé entendre que la question de l'indemnisation et de la protection des services publics canadiens relevait davantage de l'organisme provincial de réglementation.

Les intervenants qui s'opposaient au droit relatif au remplacement sur le marché canadien ont soulevé en grande partie les mêmes arguments étudiés à la section précédente qui portait sur le droit relatif au remplacement sur le marché d'exportation. En outre, ils ont soulevé les préoccupations suivantes particulières au droit relatif au remplacement sur le marché canadien.

L'APC a fait valoir que le droit relatif au remplacement sur le marché canadien serait discriminatoire envers les producteurs de la Colombie-Britannique qui désirent construire leurs propres installations de collecte et de traitement, envers les producteurs de l'Alberta dont le gaz a déjà été collecté et traité, et envers les parties à une vente directe en Colombie-Britannique dont le gaz est en moyenne légèrement moins acide. Le COFI et la CCPA ont présenté des arguments semblables.

La CCPA a fait valoir que, puisque le droit relatif au remplacement sur le marché canadien forcerait ceux qui expédient du gaz de l'Alberta à payer pour des services de traitement et de collecte dont ils n'ont pas besoin, il pourrait restreindre l'accès du gaz de l'Alberta au marché de la Colombie-Britannique pour les ventes directes canadiennes. En conséquence, le droit relatif au remplacement sur le marché canadien constituerait une barrière commerciale interprovinciale.

Czar/Wainoco et le COFI ont fait valoir qu'il n'existait pas suffisamment de preuves pour déterminer si un droit relatif au remplacement sur le marché canadien devait ou non être mis en oeuvre.

Décision

L'Office prend note que cette question n'a pas été étudiée en détail pendant l'audience et n'est pas convaincu qu'un droit relatif au remplacement sur le marché canadien soit nécessaire. Ayant constaté qu'un droit relatif au remplacement pour le marché d'exportation n'est pas approprié, l'Office est d'avis qu'un droit relatif au remplacement pour le marché canadien serait tout aussi inapproprié.

3.2.4 Droits relatifs aux ventes à l'exportation garanties

Westcoast a proposé trois droits d'exportation forfaitaires distincts en fonction de la province ou du territoire d'origine du gaz exporté. Les coûts alloués à l'exportation l'ont tout d'abord été en ce qui concerne le gaz de l'Alberta, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest sur la base des obligations journalières maximales de livraison (OJML) contenues dans les contrats d'achat de gaz, le reste, des coûts ayant été alloué au gaz de la Colombie-Britannique.

Westcoast a indiqué que, en vertu de l'autorisation de la LAE, l'Office avait, dans le passé, fixé le prix d'achat du gaz payé par Westcoast à ses fournisseurs en vertu de ses contrats d'achat, à un prix égal au prix de vente du gaz sur le marché d'exportation moins les droits relatifs aux ventes à l'exportation de Westcoast.

Westcoast a fait valoir que, étant donné que les ordonnances actuelles de la LAE autorisaient la déduction d'un nombre total de dollars au cours d'une période donnée, et étant donné qu'il n'y avait aucune base contractuelle pour l'inclusion de frais liés à la demande et de frais liés au produit dans les contrats de Westcoast d'approvisionnement en gaz, il n'était pas nécessaire d'utiliser, pour les ventes à l'exportation, un droit à deux composantes, soit une composante-demande et une composante-produit.

Westcoast a demandé à l'Office d'approuver un droit annuel pour les ventes à l'exportation. La société a fait valoir qu'un droit mensuel n'était pas approprié en raison de la forte fluctuation des livraisons mensuelles. À cet égard, Westcoast a reçu l'appui de l'ASPIC. Westcoast a laissé entendre que si l'Office approuvait un droit annuel pour ses exportations, cela permettrait à la société de négocier avec chaque producteur une entente appropriée de collecte de droits.

Décision

L'Office est prêt à accepter, pour l'année d'essai, la mise en oeuvre d'un droit annuel pour les ventes à l'exportation tel que calculé par Westcoast. Cependant, l'Office ordonne à Westcoast de déposer, dans sa prochaine demande tarifaire, un droit applicable aux marchés d'exportation sur une base compatible avec la méthode utilisée pour calculer les droits garantis relatifs aux ventes et au service canadiens. (Voir à la section 8.12 la discussion de l'Office et l'exigence de l'Office relative à la séparation des activités de commercialisation de Westcoast de ses activités de service public.)

3.2.5 Droits applicables aux clients limitrophes

Les clients limitrophes de Westcoast ont fait valoir qu'en raison de leurs circonstances spéciales, la conception des droits proposés par Westcoast ne devraient pas leur être applicable, en raison de leur proximité avec les canalisations de transport de la zone 3 de Westcoast et en raison de leur charge sensible à la chaleur.

La proposition originale de Westcoast prévoyait que les clients limitrophes paieraient un droit à deux composantes fondé sur les coûts, qui peuvent être répartis, de collecte, de traitement et de transport au nord de la station n° 2. La composante-demande contenait un tiers seulement des coûts fixes alloués, tandis que la composante-produit contenait les deux tiers restants des coûts fixes et tous les coûts variables. Westcoast croyait que l'introduction progressive des coûts fixes dans la composante-demande au cours d'une période de trois ans était nécessaire pour éviter une hausse déraisonnable des taux. Même avec l'introduction progressive proposée, Westcoast était d'accord sur le fait qu'une augmentation proposée de 30 à 35 % du prix de gros du gaz serait une hausse assez importante à absorber. Dans sa proposition, Westcoast a demandé un compte de report pour les variations dans les prévisions relatives aux ventes limitrophes, étant donné qu'un tiers seulement des coûts fixes devait être recouvré dans la composante-demande.

Au cours des délibérations, par suite des préoccupations exprimées par les clients limitrophes, Westcoast a déposé une autre proposition qui limiterait à environ 10 % le taux moyen d'augmentation du prix de gros du gaz naturel payé par chaque client limitrophe. Les augmentations applicables aux clients variaient de 2,50 à 13 %. Westcoast a indiqué être arrivée arbitrairement à la limite de 10 %.

Au cours du contre-interrogatoire, Westcoast était d'accord sur le fait que le droit exigé par la Corporation albertaine NOVA (NOVA) pour le service de transport en Alberta fourni aux petites villes et aux clients limitrophes semblables était fondé sur le moindre des deux suivants: le concept du gisement le plus proche ou l'approche dite timbre-poste. Cependant, Westcoast a fait remarquer que ce concept ne s'applique pas à la collecte et au traitement étant donné que NOVA ne fournit pas de service de collecte ou de traitement.

Northland a proposé que les droits applicables aux clients limitrophes soient calculés en fonction du gisement le plus proche et que les recettes soient considérées comme crédit au coût du service.

En réponse à une demande de renseignements de l'Office, Westcoast a fourni les droits applicables aux distributeurs limitrophes sur cette base. Des frais distincts liés à la demande pour le transport dans la

zone 3 ont été établis pour B.C. Hydro (Fort Nelson), ICG(B.C.) et Peace River en fonction de l'usine de traitement adjacente la plus proche, tandis que la composante-produit relative à la collecte et au traitement demeurait la même que dans la proposition précédente. Westcoast a reconnu que toutes les parties à l'audience voulaient que les clients limitrophes bénéficient d'un traitement juste.

Westcoast a déclaré que ni la proposition de rechange ni le concept de source adjacente la plus proche n'est totalement fondé sur les coûts, et a ajouté que, étant donné l'importance de ces clients et leur contribution relativement faible au coût du service de Westcoast, elle préférerait la proposition de rechange parce qu'elle était plus simple.

ICG(B.C.) a fait valoir que la proposition originale et la proposition de rechange de Westcoast étaient toutes deux inappropriées en ce sens qu'elles ne reflétaient pas les coûts réels de la fourniture du service. ICG(B.C.) préférerait des droits applicables aux clients limitrophes fondés sur le gisement le plus proche par rapport à l'autre proposition de Westcoast, mais se préoccupait de sa capacité, dans les années à venir, de recalculer la partie des droits relative à la collecte et au traitement. Elle n'était donc pas prête à préconiser le recours à cette méthode dans les futures audiences tarifaires.

Décision

L'Office estime que les droits applicables aux clients limitrophes, fondés sur le concept de gisement le plus proche constituent l'option préférable étant donné qu'elle offre un équilibre entre les droits fondés sur les coûts véritables et ce qui est raisonnable et faisable dans les circonstances. L'Office estime que les droits applicables aux clients limitrophes originalement proposés par Westcoast, en vertu desquels les clients limitrophes devraient payer la totalité des droits dits timbre-poste pour la zone 3, sont inappropriés. Étant donné que la composante-demande des droits applicables aux clients limitrophes fondés sur le concept du gisement le plus proche est minime, et que les clients de la canalisation principale absorberont les coûts fixes originalement alloués aux clients limitrophes, l'Office ne juge pas nécessaire de mettre en oeuvre un compte de report pour les écarts du volume de ventes limitrophes. Par conséquent, la demande de Westcoast relative à un tel compte est rejetée.

3.2.6 Autres propositions relatives aux droits

Droits saisonniers

Un certain nombre d'intervenants qui représentaient généralement les intérêts des producteurs étaient en faveur de la mise en oeuvre de droits saisonniers, particulièrement pour le service interruptible. Ils ont généralement fait valoir que des droits moins élevés pour service hors-pointe permettraient de découvrir de nouveaux marchés pour le gaz et occasionneraient une hausse des ventes de gaz et une plus grande utilisation du réseau de Westcoast au cours des mois d'été.

Westcoast ne croyait pas que les droits saisonniers étaient nécessaires pour le moment et a déclaré que ces droits ne feraient que réduire les recettes et ne feraient pas augmenter les débits. Elle a en outre fait valoir que, en raison du manque de capacité de stockage en Colombie-Britannique, les clients

canadiens ne seraient pas en mesure d'augmenter leurs achats de gaz au cours des mois d'été afin de réduire ceux de la saison de pointe d'hiver.

B.C. Hydro et Inland étaient d'accord avec Westcoast sur le fait que les droits saisonniers ne sont pas nécessaires pour le moment.

Décision

L'Office prend note que le réseau de Westcoast ne fonctionne actuellement à pleine capacité que quelques jours de pointe au cours de la saison d'hiver et qu'il n'a été présentée aucune preuve que des droits moins élevés pour service hors pointe feraient augmenter les débits.

L'Office ne juge donc pas nécessaire, pour le moment, de mettre en oeuvre des droits saisonniers sur le réseau de Westcoast.

Service de pointe

Westcoast a déclaré que le service de pointe est un service garanti offert uniquement pendant un nombre limité de jours au cours de l'hiver. Il a pour but de fournir une capacité additionnelle pendant une période de pointe de courte durée. Le témoin de Westcoast cité à titre d'expert a déclaré que ce service reflétait normalement le coût du stockage et entraînait généralement un taux unitaire plus élevé que le service garanti. De l'avis de Westcoast, le service de pointe n'est pas approprié étant donné que ce service dépend de la capacité de la société de prévoir des installations de stockage satisfaisantes dans une région géographiquement propice, ce qui n'est pas le cas.

B.C. Hydro s'est dite déçue de ce que Westcoast n'avait pas essayé de fournir un service de pointe.

Décision

L'Office est d'accord avec Westcoast sur le fait que le service de pointe n'est pas nécessaire pour le moment.

3.3 Zonage et répartition des coûts

3.3.1 Répartition des coûts fixes

Au cours de la période pendant laquelle Westcoast était réglementée en vertu d'une méthode de droits variables relatifs au coût du service, il n'était pas nécessaire pour l'Office de répartir les coûts fixes entre les utilisateurs connus du réseau, étant donné que les coûts fixes totaux de Westcoast, tels qu'approuvés par l'Office, étaient déduits des recettes totales que Westcoast tirait des ventes de gaz. Cependant, avec le passage à un régime de droits fixes, cette répartition est nécessaire afin de déterminer les droits justes et raisonnables. Dans le cadre de sa demande, Westcoast a proposé que,

pour l'année d'essai, les coûts fixes soient répartis sur la base des volumes de la demande contractuelle journalière garantie contenus dans ses contrats de vente de gaz avec ses clients-ventes garanties.

Décision

Comme cela est étudié plus en détail dans la section sur les droits relatifs au remplacement, section 3.2.3, l'Office est d'avis que, pour l'année d'essai, la proposition de Westcoast permet une répartition raisonnable des coûts fixes et il accepte donc que la société utilise cette méthode pour établir des droits justes et raisonnables.

3.3.2 Nombre de zones et pertinence des limites de zones

Pour la conception de ses droits, Westcoast a proposé de diviser son réseau en cinq zones:

- Zone 1 Collecte
- Zone 2 Traitement
- Zone 3 Transport au nord de la station n° 2
- Zone 4 Transport au sud de la station n° 2
- Zone 5 Installations en Alberta

Westcoast a déclaré que, pour la plupart, ses zones étaient fondées sur la différenciation des fonctions soit: collecte, traitement, récupération de liquides et transport. La séparation de zones pour les installations en Alberta (zone 5) et le transport sur la canalisation principale au sud de la station n° 2 (zone 4) était une division évidente pour la société. En outre, conformément aux pratiques habituelles, la société n'a pas inclus dans la conception de ses droits les coûts et l'actif de la zone 5. La société a fait remarquer que les installations de collecte et de traitement auraient pu être séparées en zones en fonction des usines distinctes de traitement, mais la société a jugé plus juste de regrouper toutes les installations de collecte dans une seule zone et toutes celles de traitement dans une autre zone. La zone 2, traitement, a été subdivisée en deux fonctions: traitement et récupération de liquides, pour souligner le fait que les procédés sont différents et que le coût de chaque fonction de traitement varie avec la composition du gaz brut. La zone 3 aurait pu être subdivisée en deux zones distinctes, mais la société a estimé que, étant donné le développement jusqu'à présent du réseau et son caractère intégré, une seule zone s'imposait.

La plupart des parties était en faveur des cinq zones proposées par Westcoast. Parmi ceux qui s'y opposaient, Cominco Ltée. (Cominco) a proposé que la collecte, le traitement et la récupération de liquides ne soient pas différenciés, tandis qu'ICG(B.C.) pensait qu'une approche plus détaillée était appropriée et a proposé le retour aux treize sections utilisées en vertu de l'ordonnance TG-5-79.

Décision

L'Office approuve les cinq zones telles que proposées par Westcoast pour la conception de ses droits.

3.3.3 Méthode de répartition des coûts à l'intérieur des zones

Zones 1 et 2

Dans sa Décision relative à la méthode de réglementation, l'Office a décidé qu'il vaudrait mieux répartir les coûts de collecte et de traitement uniquement en fonction des volumes. C'est ce qu'on appelle généralement l'approche dite timbre-poste. Dans sa demande, Westcoast a réparti de cette façon les coûts à l'intérieur des zones 1 et 2 (collecte et traitement, respectivement). ICG(B.C.), le seul intervenant qui s'est opposé à l'utilisation de l'approche dite timbre-poste pour les zones 1 et 2, a proposé que les coûts de collecte et de traitement soient répartis selon le volume en fonction de distance.

Décision

L'Office estime toujours qu'il est plus approprié de répartir les coûts de collecte et de traitement selon l'approche dite timbre-poste.

Zone 3: Approche dite timbre-poste contre approche volume/distance

Dans sa Décision relative à la méthode de réglementation, l'Office a décidé que pour la fonction de transport en général, les coûts fixes devraient être répartis selon le volume en fonction de la distance. Pour la zone 3, transport au nord de la station de compression n° 2, Westcoast a proposé de répartir les coûts seulement selon les volumes.

Westcoast a présenté trois arguments fondamentaux en faveur de l'approche dite timbre-poste. Premièrement, elle a proposé que puisque 98 % des volumes transportés dans la zone 3 étaient acheminés en-dehors de la zone, la méthode volume/distance n'était pas requise. Deuxièmement, elle a fait valoir que lorsqu'un réseau de pipeline existait, et que du gaz provenait de trois ou quatre sources, il était plus courant d'utiliser l'approche dite "timbre-poste". Troisièmement, Westcoast a déclaré que cette approche était appropriée en raison du mélange du débit de gaz, c'est-à-dire que chaque source de gaz contribue proportionnellement à la charge totale du réseau. Westcoast a en effet reconnu que pour la répartition des coûts, le gaz provenant de l'extérieur de la province était différencié et qu'on estimait actuellement qu'il était vendu sur le marché d'exportation. Elle a cependant fait remarquer que cela n'avait pas toujours été le cas et qu'à l'avenir, il pourrait bien ne pas en être ainsi.

Un témoin de Westcoast à qui on avait demandé d'expliquer les différences entre les zones 3 et 4, a comparé la zone 3 à un réseau de collecte de gaz non acide qui achemine jusqu'à un seul point tout l'approvisionnement en gaz. Il croyait que la zone 4 était différente en ce sens qu'elle a de nombreux points de d'approvisionnement et que les volumes à chacun de ces points varient considérablement.

L'APC a initialement déclaré que cette question la laissait indifférente mais, dans sa plaidoirie, elle s'est déclarée en faveur de l'approche dite "timbre-poste" en raison de sa simplicité et de sa facilité d'administration. B.C. Hydro était en faveur du recours à cette approche dans le cas de la zone 3 pour les deux raisons suivantes: premièrement, la situation était analogue à celle constatée sur le réseau de Nova en Alberta et deuxièmement, elle était compatible avec la politique du gouvernement de la Colombie-Britannique. Inland a tout d'abord appuyé le recours à la méthode volume/distance mais a

par la suite déclaré qu'elle pourrait s'accommoder d'une approche dite "timbre- poste" pour la zone 3 si les clients limitrophes recevaient un traitement spécial.

La CCPA, l'ASPIC, Dome et Czar/Wainoco se sont opposées au recours à l'approche dite "timbre-poste" pour répartir les coûts dans la zone 3 et se sont déclarées en revanche en faveur de la méthode volume/distance.

La CCPA a allégué que l'argument de Westcoast selon lequel 98 % des volumes étaient acheminés à l'extérieur de la zone 3 était inapproprié et que l'argument de Westcoast relatif au mélange du débit de gaz n'était applicable ni en cas de vente directe ni dans le cas du gaz provenant de l'extérieur de la province. La CCPA croyait aussi que la proposition de Westcoast était injuste pour ceux qui n'utilisaient qu'une partie de la zone 3. Les utilisateurs de la canalisation principale de Fort Nelson ou de Fort St. John ne devraient pas payer pour l'autre canalisation principale.

L'ASPIC n'était pas d'accord avec l'appellation, utilisée par Westcoast, de la zone 3 comme réseau de collecte et jugeait que la zone était un réseau de transport. Dome a déclaré que la répartition des coûts selon la méthode volume/distance permettrait de mieux déterminer la distance de transport pour le gaz provenant de l'extérieur de la province.

Décision

L'Office juge que la zone 3 assure essentiellement une fonction de transport et que, pour cette fonction en général, les coûts devraient être répartis selon le volume en fonction de la distance. L'Office n'a pas été convaincu par les arguments de Westcoast selon lesquels il y avait des différences matérielles entre les fonctions des zones 3 et 4 qui justifiaient une différente répartition des coûts. En conséquence, l'Office exigera de Westcoast qu'elle répartisse les coûts dans la zone 3 selon la méthode volume/distance, semblable à celle employée pour la zone 4. En vertu de cette méthode de répartition des coûts, Westcoast calculera tout d'abord les unités de répartition appropriées fondées sur la DC et les ventes en fonction de la distance, et les coûts totaux alloués à la zone 3 seront alors calculés proportionnellement sur la base de ces unités de répartition. Comme cela a été expliqué à la section 3. 2. 5, les clients limitrophes seront exclus de cette répartition et paieront des droits en fonction du concept de gisement le plus proche.

Zone 4: Répartition de la demande contractuelle entre les divers points de livraison

Afin de déterminer les droits appropriés selon la méthode volume/distance pour la zone 4, chaque volume DC d'un client qui sert à la répartition des coûts, doit être réparti entre les divers points de livraison de ce client. Étant donné que les clients ordinaires de Westcoast avec multiples points de livraison dans la zone 4 ne sont pas tenus de désigner leur DC par point de livraison, Westcoast a été tenue d'élaborer une méthode de répartition de la DC entre les divers points de livraison. Westcoast s'est fondée sur une formule basée sur la demande maximale non coïncidente, c'est-à-dire la moyenne des trois jours de pointe du mois de janvier 1985 à chaque point de livraison, pour répartir les DC totales entre les différents points de livraison d'Inland et de B.C. Hydro dans la zone 4.

Inland s'est opposée à l'approche de Westcoast et a proposé en revanche une formule basée sur la demande maximale coïncidente, soit les trois jours les plus froids sur le réseau d'Inland. Inland a fait valoir que la sélection par Westcoast de trois jours en janvier 1985 n'était pas appropriée, étant donné que janvier n'avait pas été, ces dernières années, le mois le plus froid. Elle a aussi laissé entendre que le recours à une moyenne mobile pourrait égaliser les fluctuations possibles. Inland est plus sensible au choix d'une méthode de répartition des coûts parce qu'elle dispose de quelque quarante points de livraison dans la zone 4. En revanche, B.C. Hydro prélève plus de 90 % de ses volumes à un seul point de livraison, soit Huntingdon, ce qui la rend relativement insensible au choix d'une méthode de répartition. La méthode de Westcoast attribue à Inland un facteur de distance moyenne considérablement plus élevé (507,5 kilomètres) que la méthode d'Inland (477,4 kilomètres), la principale cause de la différence étant la capacité d'Inland de contrôler ses achats d'un point de livraison à un autre lors des jours de pointe. Inland a expliqué que lors d'un jour de pointe, donc lorsqu'elle était dans l'obligation de limiter ses demandes d'approvisionnement, elle ne prélèverait pratiquement pas de gaz de Kingsvale, l'un de ses points de livraison situés le plus au sud.

Westcoast a jugé que le recours à la demande maximale noncoïncidente était plus approprié que le recours à la demande coïncidente intégrale parce que la première demande tenait davantage compte de l'obligation de Westcoast de livrer la DC en entier à n'importe lequel des points de livraison d'Inland. Inland était d'accord sur le fait qu'elle pouvait exiger sa DC en entier à n'importe quel point de livraison à condition que le point de livraison dispose des installations nécessaires.

Dans sa preuve, B.C. Hydro a indiqué qu'elle avait prévu les problèmes de répartition des coûts sur la base des jours de pointe et qu'elle avait élaboré une répartition fondée sur les ventes annuelles. Elle trouvait que la répartition des coûts fondée sur cette approche donnait des résultats pratiquement identiques à ceux qu'avait obtenus Westcoast.

Décision

L'Office estime que, en répartissant la DC entre les divers points de livraison, une méthode qui attribuerait au point de livraison de Kingsvale des volumes bas ou minimales serait inappropriée. Le recours à une demande maximale coïncidente, tel que proposé par Inland, est donc rejeté. L'Office accepte la méthode de Westcoast pour l'année d'essai, mais demande à la société d'étudier, lors de sa prochaine audience tarifaire, d'autres approches, comme celle fondée sur les ventes annuelles ou sur les ventes pendant la saison de chauffage.

Zone 4: zones de ventes

Comme cela a déjà été étudié, la conception des zones de service de B.C. Hydro et d'Inland des zones distinctes pour la répartition des coûts dans la zone 4 et pour la détermination des droits applicables aux ventes de gaz par Westcoast.

Cominco et Inland ont demandé qu'un traitement semblable soit accordé au service de transport dans la zone 4, c'est-à-dire que la distance, qu'elle quelle soit, jugée appropriée pour calculer les droits relatifs aux ventes à Inland, devrait aussi être utilisée pour calculer les droits relatifs au service de transport, dans la zone 4, pour les clients se trouvant dans la zone de service d'Inland. Elles ont fait

valoir que cela placerait les droits relatifs aux ventes et au service sur une même base, supprimant ainsi tout avantage en matière de distance qui serait autrement offert à un expéditeur direct dont l'utilisateur ultime se trouvait au nord du point médian du réseau de livraison d'un distributeur. Inland et Cominco ont reçu l'appui de B.C. Hydro et de Czar/Wainoco.

Décision

L'Office aimerait éliminer toute différence inutile entre les droits relatifs aux ventes et les droits relatifs au service de transport. En conséquence, l'Office est convaincu que les zones de service de B.C. Hydro, d'Inland et de PNG devraient être considérées comme des zones de vente et que tout le service fourni dans une zone de concession, qu'il s'agisse de ventes ou de service de transport, devrait être calculé en fonction de facteurs de répartition basés sur la même distance moyenne. Les limites des zones de vente pour l'année d'essai seront déterminées par les points d'approvisionnement existants situés au sud de la station de compression n° 2 sur le réseau de Westcoast. Pour B.C. Hydro, la zone de vente s'étendra de la borne kilométrique 835,9 à la borne kilométrique 916,6; pour Inland, de la borne kilométrique 58,9 à la borne kilométrique 747,9; et pour PNG la zone sera la borne kilométrique 207,6.

3.3.4 Autres questions de répartition des coûts

Introduction progressive des coûts fixes dans la composante-demande

Dans sa Décision relative à la méthode de réglementation, l'Office a décidé que 100 % des coûts fixes devraient, d'ici le 1^{er} novembre 1986, être intégrés dans la composante-demande du droit applicable aux clients ordinaires de Westcoast. Dans sa demande, Westcoast a intégré 100 % des coûts fixes dans la composante-demande à compter du 1^{er} janvier 1986, présumant ainsi que les clients ordinaires de Westcoast ne subiraient pas une hausse déraisonnable du niveau des taux et qu'en conséquence aucune introduction progressive n'était nécessaire.

Seule Inland a proposé une introduction progressive, laissant entendre que 75 % des coûts fixes devraient être intégrés dans la composante-demande à compter du 1^{er} novembre 1986 et 100 % d'ici le 1^{er} novembre 1987.

Décision

L'Office accepte la proposition de Westcoast que 100 % des coûts fixes soient intégrés dans la composante-demande à compter du 1^{er} janvier 1986.

Surcharge de Dome

Dome a proposé que tout service de transport et toute vente de gaz par Westcoast au marché d'exportation soient assujettis à une prime fondée sur la répartition d'une surcharge de 50 % des coûts fixes. Dome a fait valoir que les ventes autres que celles faites par Westcoast, en tant que nouveaux

services, utiliseraient des installations plus récentes et donc plus coûteuses que le coût moyen des installations. En ce qui concerne les exportations, Dome a déclaré que ces ventes constituent un risque plus élevé parce que leur durée est limitée par la licence qui arrivera à expiration en 1989. Dome a considéré que sa proposition était une solution de rechange au droit relatif au remplacement.

Décision

L'Office ne juge pas raisonnable d'augmenter arbitrairement les coûts fixes alloués au service de transport et aux ventes sur le marché d'exportation. La proposition de Dome est donc rejetée.

Paiement des installations additionnelles

Un certain nombre de parties ont déclaré que, en principe, les coûts supplémentaires de toute nouvelle installation devraient être répartis sur les clients qui desservent de nouveaux marchés.

Westcoast a déclaré qu'elle était en train d'établir une politique relative à la construction des installations requises pour les ventes directes. La société a indiqué qu'elle n'aurait pas pour politique de construire des installations pour des contrats à court terme à moins de trouver un moyen évident de recouvrer ces coûts sans menacer tous les autres utilisateurs du réseau, et qu'elle ne construirait pas d'installations qui serviraient uniquement à assurer le service interruptible.

Décision

L'Office estime que, puisque Westcoast n'avait pas demandé de nouvelles installations pour les ventes directes, aucune décision n'est requise pour le moment quant au traitement approprié des droits relatifs à ces installations. Cependant, l'Office s'attend à ce que Westcoast formule une politique à l'égard du traitement des droits relatifs aux expansions du réseau pour la faire examiner lors de sa prochaine demande tarifaire.

Paiement par les producteurs pour les services de collecte et de traitement

Northland, Inland et ICG(B.C.) ont laissé entendre que les producteurs devraient payer eux-mêmes le droit approprié relatif aux services de collecte et de traitement.

En ce qui concerne les ventes, Westcoast a fait remarquer que la question comportait deux aspects. D'un point de vue pratique, Westcoast est liée par les ententes contractuelles actuelles relatives aux ventes de gaz par Westcoast en vertu desquelles elle achète du gaz brut au point d'entrée dans le réseau de collecte de la société et elle doit le traiter pour fournir du gaz transportable par pipeline. Le second aspect se réfère à la question de savoir si les sous-produits constituent en eux-mêmes un produit rentable ou si le traitement est surtout nécessaire pour rendre le gaz brut commercialisable. Westcoast a indiqué qu'elle était prête à s'accommoder de la solution qui serait jugée la meilleure, quelle qu'elle soit.

Comme cela a déjà été mentionné, Westcoast a indiqué qu'elle n'aurait aucune objection, en vertu d'une entente de service, à ce que, pour les mêmes volumes de gaz, un producteur paie pour les services de collecte et de traitement et un utilisateur ultime, pour le service de transport.

Décision

L'Office est d'accord avec la position de Westcoast à savoir que, pour les ventes de gaz par Westcoast, celle-ci soit tenue par entente contractuelle de collecter et de traiter le gaz pour fournir du gaz transportable par pipeline. Étant donné que Westcoast est propriétaire du gaz dès qu'il pénètre dans le pipeline, il n'est pas possible de séparer, dans les droits relatifs aux ventes, les parties relatives à la collecte et au traitement et de les faire payer par les producteurs. L'Office prend note que pour le service de transport, l'expéditeur/propriétaire du gaz (qui peut être le producteur) paiera le droit en question.

Traitement des recettes tirées des sous-produits

Dans l'ordonnance d'audience RH-6-65, les parties ont été invitées à se prononcer sur le traitement pertinent des recettes tirées des sous-produits, si elles étaient dévolues à Westcoast.

D'après les preuves présentées, les recettes tirées des sous-produits sont, en vertu de contrats existants avec BCPC, dévolues à BCPC, pour répartition entre les producteurs. Les sous-produits de ventes par des tiers pourraient être commercialisés soit par l'entremise de BCPC soit par l'entremise du producteur. Par conséquent, Westcoast ne tire aucune recette des sous-produits.

Décision

L'Office estime que, étant donné que Westcoast ne tire aucune recette des sous-produits, aucune décision n'est requise.

Coûts de comptage, coûts du département de Vancouver, frais généraux d'administration et autres frais

L'APC a proposé que les coûts de comptage dans la zone 4 soient répartis en fonction du nombre de compteurs, plutôt qu'en fonction des volumes comme le proposait Westcoast. Au cours du contre-interrogatoire, l'APC était d'accord sur le fait que les coûts de comptage de 500 000 \$ n'étaient pas suffisamment élevés pour justifier un traitement spécial. B.C. Hydro a proposé que les coûts relatifs au département de Vancouver et autres frais, qui se montaient à quelque 4,3 millions de dollars, soient répartis en fonction des volumes de la zone 4 plutôt qu'en fonction de la méthode volume/distance comme le proposait Westcoast. Le témoin de Westcoast cité à titre d'expert a fait valoir que, selon des études effectuées sur des pipelines américains, les volumes et la distance étaient des facteurs pertinents.

Décision

L'Office n'estime pas que les coûts de comptage de la zone 4 sont suffisamment élevés pour justifier un changement de la base de répartition selon le volume et la distance telle qu'utilisée par Westcoast. L'Office accepte aussi la répartition par Westcoast en fonction du volume/distance des coûts relatifs au département de Vancouver ainsi que les frais annexes.

3.4 Méthode de calcul des droits

3.4.1 Conception des droits relatifs à la catégorie interruptible

Objectifs de la conception des droits relatifs à la catégorie interruptible

En offrant le service interruptible, l'objectif de Westcoast est de maximaliser l'utilisation de son réseau et de fournir une solution de rechange aux clients qui n'ont pas besoin d'un service garanti. Les ventes et le service interruptibles devraient servir à améliorer le facteur de charge et donc à améliorer l'efficacité globale du réseau. Le témoin de Westcoast cité à titre d'expert a déclaré que la conception des droits relatifs aux ventes et au service interruptibles consiste à trouver un équilibre entre les objectifs contradictoires de la rentabilité économique et de l'équité. La rentabilité économique consisterait en une tarification selon le coût marginal, soit le coût supplémentaire de fourniture du service, ce qui ne serait pas équitable envers les clients garantis. Le témoin croyait que les droits relatifs aux ventes et au service interruptibles devraient être fixés entre le coût marginal et la valeur du service, c'est-à-dire le niveau le plus élevé qu'un client serait prêt à payer. Il a cependant signalé qu'il n'y avait aucune théorie économique précise indiquant comment établir un prix entre ces deux niveaux. Il était donc nécessaire de faire preuve de jugement.

En faisant preuve de jugement pour calculer un niveau approprié de droits relatifs aux ventes et au service interruptibles, Westcoast croyait que la qualité du service interruptible de Westcoast devrait entrer en ligne de compte. Étant donné que le réseau de Westcoast a une très forte capacité disponible, la probabilité d'interruption pendant la majeure partie de l'année est assez faible. La qualité relativement élevée du service interruptible était un argument en faveur de la tarification du service interruptible, sur une base unitaire, à un niveau proche de celui du service garanti. Westcoast était en effet d'accord sur le fait que, en vertu de sa proposition, un client-ventes directes avec facteur de charge élevé paierait davantage, sur une base unitaire, pour le service interruptible que pour le service garanti. Westcoast a ajouté qu'en évaluant les différences entre les droits relatifs aux ventes et au service interruptibles et les droits relatifs aux ventes et au service garantis, il ne faudrait pas seulement tenir compte du prix unitaire du produit. Il faudrait aussi considérer les ententes contractuelles et la nécessité, pour les clients garantis, de payer régulièrement.

Westcoast a aussi averti que si le service interruptible était fourni à un très faible coût et qu'une large part du marché de Westcoast passait du service garanti au service interruptible, la situation financière des clients garantis restants de Westcoast pourrait en souffrir. À cet égard, Westcoast a reçu l'appui d'Inland et de l'APC.

La plupart des intervenants étaient en général d'accord sur le fait que, en principe, les droits relatifs à la catégorie interruptible devraient se situer entre un prix plancher du coût marginal et un prix plafond fondé sur la valeur du service ou sur les coûts évités (manque à gagner).

En particulier, la COFI a présenté des preuves que les droits relatifs à la catégorie interruptible devraient être fondés sur une approche de partage des bénéfices et établis au point médian entre un prix plafond, équivalent au service garanti calculé selon un facteur de charge de 85 %, et un prix plancher du coût marginal. Le prix plafond était fondé sur la solution la moins coûteuse qui s'offrait à un client type de l'industrie des pâtes et papier. Le partage des bénéfices a été jugé approprié parce que le service public et le client en tireraient plus d'avantages. Le témoin du COFI a déclaré que pour tarifier convenablement les ventes et le service interruptibles, il faudrait étudier les caractéristiques et les facteurs de charge des clients qui demanderaient vraisemblablement le service interruptible. L'analyse du COFI a indiqué que le type de client qui serait vraisemblablement intéressé par le service interruptible a un facteur de charge d'au moins 85 %.

Westcoast a considéré la proposition du COFI comme un autre moyen d'appliquer le principe d'équité dans la conception des droits applicable à la catégorie interruptible. Westcoast n'était pas d'accord avec la position du COFI selon laquelle les droits applicables au service garanti auxquels faisait face un client éventuel, c'est-à-dire le coût évité, constituaient la limite supérieure appropriée de tarification du service interruptible. Elle croyait que la valeur du service interruptible pourrait être plus élevée que le montant absolu du droit. Inland était d'accord avec Westcoast sur le fait que le plafond approprié était la valeur du service et non pas le droit relatif au service garanti équivalent.

Examen des propositions de conception de droits relatifs à la catégorie interruptible

Comme cela a déjà été mentionné, les intervenants n'ont pu se mettre d'accord sur ce qui constituait le plafond approprié d'un droit relatif à la catégorie interruptible. Il en est résulté une assez vaste gamme de propositions de conception de droits.

Westcoast a proposé que les droits relatifs à la catégorie interruptible soient conçus sur une base équivalente au service garanti en fonction d'un facteur de charge de 75 %. À l'aide de cette approche, un droit avec seulement une composante-produit est calculé en rajustant tout d'abord la composante-demande du droit relatif au service garanti selon un facteur de charge de 75 %, puis en ajoutant les coûts variables pertinents. Les droits DA seraient conçus de la même façon mais en fonction d'un facteur de charge de 100 %.

Westcoast a défendu son choix du facteur de charge de 75 % essentiellement sur la base de l'équité, en déclarant que cette approche permet un traitement équitable des clients de la catégorie interruptible et ceux de la catégorie garantie. L'approche de Westcoast donne un droit de 26,85 \$ par millier de mètres cubes pour le service d'exportation interruptible. À titre de comparaison, l'approche du COFI, dite du partage des bénéfices, entraîne un droit de 11,92 \$ par millier de mètres cubes pour un client hypothétique dans la zone 4. L'APC pensait qu'un facteur de charge de 100 % était approprié tant pour le DA que pour le service SI.

Northwest a proposé une méthode entièrement différente. Elle a proposé que les droits applicables à la catégorie interruptible soient fondés sur le facteur moyen de charge du réseau, parce que le client bénéficiant du transport interruptible devrait supporter le même niveau de coût que les clients-ventes

de Westcoast. Étant donné que le facteur moyen de charge du réseau est d'environ 50 %, les droits applicables à la catégorie interruptible seraient calculés sur cette base.

B.C. Hydro était en faveur du maintien de la méthode actuelle relative aux droits applicables à la catégorie interruptible par laquelle les clients doivent payer sur une base unitaire 75 % des coûts fixes. B.C. Hydro a fait valoir que ce droit serait bien au-dessus du coût marginal de livraison et que toute contribution au-dessus des coûts serait appréciée. Czar/Wainoco a aussi utilisé une approche fondée sur une contribution par rapport aux coûts fixes. Elle croyait qu'une méthode raisonnable pour calculer un droit approprié applicable à la catégorie interruptible consisterait à prendre 50 % de la composante coûts fixes d'un droit applicable à la catégorie garantie, selon un facteur de charge de 100 %, et à ajouter les coûts variables.

Westcoast était d'accord sur le fait qu'il existait un certain nombre de façons dont on pourrait caractériser le droit applicable à la catégorie. Il pourrait s'agir d'un pourcentage des coûts moyens du réseau, soit la façon dont le droit avait été établi précédemment; ce pourrait être un droit équivalent à un droit applicable à la catégorie garantie selon un certain facteur de charge; ou ce pourrait être simplement un certain nombre, qui ne serait pas lié particulièrement à tout autre droit ou coût associé au réseau.

Westcoast a indiqué que la méthode qu'elle avait choisie donnait à peu près les mêmes résultats que la méthode qu'elle avait utilisée auparavant l'Office et que le droit en vertu de la méthode proposée par la société était plus facile à calculer. Une autre raison pour laquelle elle avait choisi de ne pas caractériser le droit applicable à la catégorie interruptible comme un pourcentage de contribution aux coûts fixes, était qu'à mesure que croît l'utilisation du réseau, le coût moyen diminue, et en conséquence, le droit applicable à la catégorie interruptible diminue. Westcoast a soutenu que, si elle était moins à même d'assurer le service interruptible en raison de la recrudescence de l'utilisation la valeur du service devrait augmenter. Dans ces conditions, la société ne jugeait pas approprié de réduire le taux.

Dépassement autorisé et service interruptible

Les arguments de Westcoast vis-à-vis du DA et le bien fondé de sa priorité et de sa facturation à un niveau plus élevé que d'autres types de service interruptible ont été présentés à la section 3.2.1. Un certain nombre de parties représentant les intérêts des producteurs se sont opposées à ces propositions de Westcoast.

L'ASPIC et l'APC ont proposé qu'il n'y ait aucune différence entre le droit relatif au DA et le droit relatif à la catégorie interruptible. Dome est allée plus loin en proposant que le droit applicable au DA soit tarifé plus cher que celui applicable à la catégorie interruptible. Même si B.C. Hydro se disait prête à payer davantage pour les ventes DA et interruptibles, par rapport au service de transport interruptible, Inland s'opposait à payer cette prime.

Décision

L'Office reconnaît la nécessité d'équilibrer les objectifs de la rentabilité économique et de l'équité dans l'établissement d'un droit approprié applicable à la catégorie interruptible. L'Office accepte le coût marginal comme la limite inférieure d'un droit applicable à cette catégorie et la valeur du service comme le

plafond, pour la tarification. Cependant, l'Office a quelques difficultés à accepter la valeur du service comme plafond pour le droit applicable à la catégorie interruptible, étant donné que cela implique des droits autres que ceux fondés sur les coûts. L'Office est aussi d'avis que le droit applicable à la catégorie interruptible devrait refléter la qualité du service lorsque la qualité se mesure en termes de probabilité d'interruption, et que ce droit devrait apporter une contribution raisonnable aux coûts fixes. À la lumière de la qualité élevée du service interruptible sur le réseau de Westcoast, l'Office ne croit pas que la proposition du COFI d'établir le droit au point médian entre le coût marginal et le coût équivalent du service garanti selon un facteur de charge de 85 % serait appropriée.

De même, il reste la question de savoir comment caractériser le mieux possible le droit applicable à la catégorie interruptible. L'Office préfère l'approche selon laquelle ce droit apporterait une contribution particulière aux coûts fixes. Cependant, il reconnaît qu'il y a un certain avantage à exprimer ce droit par rapport à un droit applicable à la catégorie garantie, selon un certain facteur de charge, en raison de sa simplicité. L'Office estime que les droits applicables à la catégorie interruptible pour le marché canadien devraient apporter une contribution aux coûts fixes équivalente à celle faite par le service garanti selon un facteur de charge de 85 %, étant donné que cela assurera l'équilibre entre la nécessité de faire une contribution appropriée aux coûts et l'équité. En conséquence, le droit applicable à la catégorie interruptible sera établi en rajustant la composante-demande du droit applicable à la catégorie garantie selon un facteur de charge de 85 % et en ajoutant les coûts variables appropriés. Les droits relatifs au dépassement autorisé, compte tenu de leur qualité supérieure, seront calculés selon un facteur de charge de 75 %, leur contribution aux coûts fixes passant ainsi à un niveau plus élevé.

Comme cela a déjà été étudié à la section 3.2.1, l'Office éliminera progressivement le DA à compter du 1^{er} avril 1987. Il sera remplacé par un service interruptible canadien de niveau plus élevé, qui sera appelé service SI de Niveau Un, le droit unitaire étant établi selon un facteur de charge de 75 %. En raison de son coût plus élevé, le service de niveau Un aura priorité sur le second niveau de service interruptible, qui sera appelé service SI de niveau Deux et sera accessible aux expéditeurs canadiens qui auront signé l'entente appropriée de vente ou de service interruptible. La nécessité de maintenir deux niveaux de droits applicables à la catégorie interruptible pourra être examinée compte tenu de l'expérience, à un moment approprié dans l'avenir.

Comme cela a été étudié à la section 3.2.3, l'Office juge approprié de reconnaître certaines caractéristiques spéciales relatives au marché d'exportation. En

conséquence, le droit applicable à la catégorie interruptible pour le marché d'exportation sera établi à un seul niveau, calculé selon un facteur de charge de 75 %. L'Office reconnaît qu'en autorisant un service interruptible à un seul niveau pour le marché d'exportation, il fait preuve d'une certaine différenciation entre les droits relatifs au service sur le marché d'exportation et sur le marché canadien. Compte tenu des preuves présentées et particulièrement des circonstances actuelles qui règnent sur le marché d'exportation, l'Office juge appropriée cette différenciation.

3.4.2 Disposition des recettes tirées de la catégorie interruptible

Compte de report existant pour le service SI

Le produit du service interruptible fourni par Westcoast en 1985, sur les instructions de l'Office, a été perçu dans le compte 279 de L'ONÉ, Autres crédits reportés. Westcoast a proposé que le solde accumulé dans le compte existant, qui se montait à quelque 7,1 millions de dollars au 31 décembre 1985, soit distribué entre BCPC et les producteurs de l'extérieur de la province.

Westcoast a fait valoir que, en vertu de l'ordonnance TG-5-79, les coûts étaient répartis sur une base mensuelle entre les divers producteurs et que, du fait qu'en 1985 le prix de gros du gaz était établi par le gouvernement de la Colombie-Britannique, tout changement dans les droits ne touchait pas directement le prix payé par les sociétés distributrices. En ce qui concerne les exportations, Westcoast a fait valoir que, parce qu'elle présume que le prix exigé en vertu de son contrat avec Northwest est un prix fondé sur le marché, il ne semble pas logique d'avoir un crédit par rapport à un prix fondé sur le marché.

À un moment donné au cours de l'audience, Westcoast a déclaré que les producteurs devraient recevoir le produit du compte de report parce qu'ils payaient effectivement le droit exigé par Westcoast. Dans sa plaidoirie finale, Westcoast a déclaré que la question pertinente dans la détermination de la disposition du compte de report n'était pas de savoir qui avait payé le droit en 1985, mais qui aurait été touché par les changements apportés aux droits.

B.C. Hydro et Inland se sont déclarées en désaccord avec Westcoast sur le fait que les producteurs ont effectivement payé le droit en vertu du régime de rentrées nettes et qu'ils avaient donc droit aux recettes tirées du service interruptible. Elles considéraient l'utilisateur ultime comme étant celui qui finalement paie le droit et elles ont proposé en conséquence que les distributeurs canadiens et Northwest reçoivent la plus grande partie des recettes, en fonction de leur contribution aux coûts fixes de Westcoast. B.C. Hydro a proposé que les producteurs reçoivent un montant résiduel après détermination des parts des distributeurs, en fonction des contributions aux coûts fixes d'après la composante-demande des droits en 1985.

L'APC, Dome, l'ASPIC et Czar/Wainoco étaient d'accord avec Westcoast sur le fait que les producteurs devraient recevoir les recettes accumulées dans le compte de report. Cependant, la plupart d'entre elles préféreraient que les recettes soient portées au crédit du coût du service de l'année d'essai. Cela aurait pour effet de réduire davantage les droits pour l'année d'essai et donc d'augmenter le prix au gisement perçu par le producteur.

Amoco, un fournisseur de gaz pour les ventes de Westcoast, voulait recouvrer les montants qu'elle avait versés dans le compte de report pour le service de transport en 1985, moins les coûts marginaux de Westcoast. Le solde serait réparti entre les autres producteurs. Amoco a fait valoir qu'en vertu de l'ordonnance TG-5-79, certains des coûts fixes de Westcoast avaient été alloués au gaz fourni par Amoco. Étant donné que ces coûts avaient été déduits des recettes des ventes reçues autrement pour le gaz vendu à Westcoast, Amoco considérait qu'elle payait les frais fixes associés à ces installations. En conséquence, lorsqu'elle procédait à une vente directe, Amoco croyait qu'elle ne devrait pas être tenue de payer à Westcoast quoi que ce soit de plus que le coût marginal de fourniture du service.

Au cours du contre-interrogatoire, Amoco s'est dite d'accord sur le fait que dans la mesure où une partie ne paie aucun des coûts fixes du réseau de Westcoast, mais ne paie qu'un droit applicable à la catégorie interruptible, la partie des coûts fixes du droit devrait être portée au crédit du coût général du service, comme le proposait Westcoast.

Décision

Pour déterminer la disposition appropriée des recettes de la catégorie interruptible perçues en 1985, l'Office juge approprié de considérer comment ces recettes auraient été traitées si elles avaient été prévues lorsque le coût du service a été initialement approuvé par l'Office. Il est évident que si ces recettes avaient été prévues, elles auraient été utilisées pour réduire le coût du service autrement payé. L'Office est d'accord sur le fait qu'il n'est pas nécessaire de déterminer qui a payé les droits en 1985, mais plutôt qui aurait été touché par une réduction du coût du service. L'Office accepte la proposition de Westcoast de distribuer le montant accumulé dans le compte de report entre les producteurs en fonction de leur OJML.

En ce qui concerne les arguments d'Amoco, l'Office estime que, bien qu'Amoco ait conclu un contrat d'approvisionnement de gaz avec Westcoast, l'existence de ce contrat ne lui donne aucun droit vis-à-vis du service de transport sur le réseau de Westcoast.

Futures recettes tirées des volumes de dépassement autorisé et des volumes interruptibles

Westcoast a proposé de créditer les recettes tirées de tous les volumes de dépassement autorisé et de tous les volumes interruptibles qui sont prévus pour l'année d'essai (à l'exception de 5 % des recettes tirées du service de transport SI), au coût du service attribuable autrement aux clients garantis. La question de la retenue, proposée par Westcoast, de 5 % des recettes SI fait l'objet de la section suivante. Les écarts par rapport aux recettes prévues seraient inscrits dans un compte de report pour qu'une décision soit prise ultérieurement. Un compte de report a été jugé nécessaire en raison de la difficulté de Westcoast de prévoir quel niveau de volumes de dépassement autorisé et de volumes interruptibles serait expédié étant donné les circonstances actuelles sujettes à de rapides changements.

Les positions des intervenants, à l'exception d'Amoco, étaient sensiblement les mêmes que celles mentionnées dans la précédente section. Northwest a appuyé la proposition de B.C. Hydro et d'Inland que toutes les recettes tirées des volumes de dépassement autorisé et des volumes interruptibles ne soient pas portées au crédit du coût du service mais soient partagées entre les services publics intérieurs et américains par un crédit de facturation.

Décision

L'Office estime approprié que toutes les recettes tirées des volumes de dépassement autorisé et des volumes interruptibles qui devraient être expédiés au cours de l'année d'essai soient déduites des besoins en recettes établis avant la détermination des droits applicables à la catégorie garantie, ce qui permettrait de réduire les droits relatifs au service garanti. En conséquence, l'Office accepte la proposition de Westcoast de porter ces recettes au crédit du coût du service et d'établir un compte de report pour les écarts par rapport aux recettes prévues.

Retenue par Westcoast de 5 % des recettes tirées du service SI

Westcoast a proposé de retenir 5 % des recettes tirées des droits applicables au service SI, sous prétexte que ces recettes seraient une récompense pour avoir exploité le réseau de manière à maximaliser les recettes découlant de ce service et qu'elle indemniserait Westcoast de tout frais imprévu en matière d'administration et d'activités.

Le témoin de Westcoast expert en la matière a laissé entendre qu'il était courant qu'une partie des recettes soit conservée par un service public et a cité le cas dans l'industrie de l'électricité où les commissions de service public autorisent la retenue d'un pourcentage absolu des recettes. Westcoast a admis que, bien qu'elle n'ait pas déterminé précisément le chiffre de 5 il représente ce que la société jugeait approprié. Westcoast ne considérait pas que le taux de 5 % avait un lien quel qu'il soit avec la commercialisation, préférant le qualifier de stimulant pour faciliter les transactions relatives au service SI.

Westcoast était d'accord sur le fait que si elle réalisait son rendement admissible et qu'elle recevait les 5% des recettes tirées du service SI qu'elle demandait, elle dépasserait légèrement son rendement admissible.

La plupart des intervenants se sont opposés à la proposition de Westcoast. En général, ils faisaient valoir que dans la mesure où il y avait des coûts additionnels associés à la fourniture d'un service de transport, ceux-ci étaient déjà inclus dans les recettes requises de la société. En outre, ils ont jugé inutile de fournir à Westcoast un stimulant additionnel au rendement admissible du capital-actions.

B.C. Hydro était d'accord en général avec la retenue par Westcoast d'une partie des recettes du service SI, déclarant qu'elle demandait que le même principe soit appliqué à son propre service SI. Elle considérait le chiffre de 5 % quelque peu élevé et a proposé un chiffre situé entre les coûts marginaux associés à la fourniture du service de transport et 5 %.

Inland était d'accord pour que Westcoast conserve les 5 %, mais considérait cette mesure comme dépassant quelque peu les activités régulières d'un service public. Inland estimait que les recettes ne devraient couvrir que les coûts marginaux et les coûts d'administration.

Décision

L'Office croit inapproprié de donner à Westcoast 5 % des recettes du service SI comme stimulant à la fourniture du service de transport. L'Office rejette donc la requête de Westcoast visant à conserver 5 % des recettes tirées du service SI. L'Office s'attend que tous les coûts relatifs à la fourniture du service de transport ont déjà été inclus par Westcoast dans son coût du service pour l'année d'essai.

3.4.3 Différences entre les droits relatifs aux ventes et les droits relatifs au service

Westcoast a indiqué qu'il y avait quatre différences fondamentales entre les droits proposés pour l'année d'essai relativement aux clients-ventes et les droits relatifs aux clients-service. Les voici:

- a) les droits relatifs aux ventes étaient fondés sur la qualité moyenne du gaz tandis que les droits relatifs au service seraient fondés sur la qualité particulière;
- b) les clients-service fourniraient leur propre carburant;
- c) les droits relatifs au service ne recevraient pas le crédit DA et applicable au service interruptible; et
- d) les droits relatifs au service dans la zone 4 étaient fondés sur la distance effectivement parcourue. (La décision de l'Office sur les zones de vente énoncée à la section 3.3.3 a supprimé cette différence entre les droits relatifs aux ventes et les droits relatifs au service.)

Unités de mesure

Westcoast a proposé d'utiliser des unités de mesure exprimées en quantité équivalente de gaz résiduel et typiques du gaz vendu par Westcoast afin de répartir les coûts entre les clients-ventes, ce qui a permis de déterminer les droits relatifs aux ventes de gaz par Westcoast en fonction de la qualité typique du gaz vendu par Westcoast. Les droits relatifs au service seraient cependant décomposés par fonction et calculés selon la qualité particulière du gaz en utilisant les volumes pertinents de gaz brut, de gaz acide, d'équivalent en liquides associés au gaz résiduel et de gaz résiduel.

La société a déclaré que cela permettrait de mieux tenir compte des coûts exacts du service de transport, étant donné que les coûts peuvent largement varier selon la qualité du gaz. Personne ne s'est opposé à la proposition de Westcoast.

Décision

L'office juge appropriée la proposition de Westcoast d'établir les droits relatifs au service par fonction sur la base des volumes pertinents de gaz brut, de gaz acide, d'équivalent en liquides associés au gaz résiduel et de gaz résiduel

Exclusion du carburant des droits relatifs au service

En ce qui concerne les droits relatifs à ses ventes de gaz, Westcoast a proposé d'y inclure le coût du carburant. En ce qui concerne les droits relatifs au service, le coût du carburant en serait exclu et l'expéditeur serait tenu de fournir son propre carburant. Westcoast a jugé cette mesure appropriée parce que, dans de nombreux cas, un expéditeur pourrait être en mesure d'obtenir du gaz à meilleur marché que le gaz du réseau de Westcoast.

L'ASPIC et l'APC se sont opposées à la proposition de Westcoast et ont proposé que Westcoast fournisse tout le carburant étant donné que cette mesure serait cohérente avec l'approche utilisée par TransCanada. Dome pensait qu'il serait plus commode que Westcoast fournisse tout le carburant mais a déclaré qu'elle ne voyait aucun inconvénient à fournir le sien.

L'office est d'accord que dans le cas du service de transport l'expéditeur devrait fournir son propre carburant.

Crédit pour recettes tirées des volumes de dépassement autorisé et des volumes interruptibles

Comme cela a déjà été étudié, Westcoast a employé une méthode de conception de droits par laquelle les droits relatifs au service garanti étaient fondés sur le coût net du service, c'est-à-dire un coût qui avait été réduit par les recettes tirées des volumes de dépassement autorisé et des volumes interruptibles prévus pour l'année d'essai. Étant donné que les droits DA et les droits VAI imposés à ces clients garantis étaient à leur tour fondés sur le droit garanti de chaque client selon un facteur de charge de 100 % ou de 75 %, cela signifie que les clients-ventes utilisant le service DA ou le service VAI bénéficieraient de ce crédit dans le coût global du service. Cependant, les droits d'un client-service de transport ne demandant que le service interruptible ne bénéficieraient pas de ce crédit. Westcoast a fait valoir que la différence entre les droits relatifs aux ventes et les droits relatifs au service était mineure et qu'elle n'existait que parce qu'aucun client-service garanti n'avait été identifié pour l'année d'essai.

Westcoast a indiqué qu'à la longue, à mesure que des clients-service garanti se présenteraient, cette différence disparaîtrait étant donné que les futurs clients-service garanti auraient droit au crédit pour dépassement autorisé et pour volumes interruptibles.

Décision

L'office est d'accord sur le fait que la différence entre les droits relatifs aux ventes et les droits relatifs au service tant pour les volumes DA que pour les volumes interruptibles est mineure et qu'elle disparaîtra partiellement à la longue, à mesure que des clients-service garanti se joindront au réseau. Cependant, l'office n'est pas convaincu que, en vertu de la méthode proposée par Westcoast, un client-service ne cherchant à obtenir que le service interruptible serait sur un pied d'égalité avec les clients-ventes. L'office ordonne donc à Westcoast de calculer ses droits DA et ses droits applicables à la catégorie interruptible en fonction d'un coût du service qui ne tienne pas compte des recettes tirées des volumes DA et interruptibles prévus pour l'année d'essai. Cela aura pour effet

d'augmenter légèrement le niveau des droits relatifs aux ventes DA et interruptibles.

3.4.4 Crédit de demande contractuelle pour l'usine de LGN

L'usine de LGN (parfois appelée l'usine de chevauchement) est une exploitation sans caractère de service public appartenant conjointement à Westcoast et à Petro-Canada Inc. (Petro-Canada). L'usine retire les liquides de gaz naturel du gaz traité par l'usine de traitement de McMahon et est conçue pour fonctionner à environ 80 % de la capacité de l'usine de McMahon. Du fait du retrait des liquides, le pouvoir calorifique du gaz d'alimentation est réduit et les propriétaires de l'usine de LGN sont tenus de fournir des volumes d'appoint afin de restituer le pouvoir calorifique prélevé à l'usine. Étant donné que l'usine de LGN existe à cause de l'usine de traitement de McMahon et qu'elle est conçue pour recevoir du gaz d'alimentation exclusivement de cette usine, elle ne peut pas fonctionner à capacité lorsque la quantité de gaz traité par l'usine de McMahon est réduite. Par conséquent, lorsque la quantité de gaz d'alimentation de l'usine de LGN est réduite, les exploitants de l'usine n'exigeront pas de Westcoast qu'elle livre la totalité des volumes de gaz d'appoint.

Pour calculer le coût du service pour l'année d'essai, Westcoast a tenu compte d'un crédit DC de quelque 750 000 \$ pour l'usine de LGN. Le crédit à la composante-demande des droits a pour effet de réduire les coûts fixes autrement alloués à l'usine de LGN.

Westcoast a fait valoir que le crédit DC est une disposition courante à laquelle ont droit tous les clients garantis lorsque Westcoast est incapable de livrer le volume de gaz demandé. Cette incapacité de livrer ce produit en raison de la nécessité d'équilibrer au prorata les divers approvisionnements de gaz dans tout le réseau de Westcoast en Colombie-Britannique, conformément aux instructions reçues de BCPC. Parce qu'elle n'était pas en mesure d'estimer avec certitude à quelle fréquence se produirait cette interruption, Westcoast a aussi proposé qu'un compte de report soit établi pour l'usine de LGN pour percevoir les recettes supérieures ou inférieures à ses recettes prévues.

L'APC et B.C. Hydro se sont opposées à la création d'un crédit DC pour l'usine de LGN. L'APC a fait valoir qu'elle ne mettait pas en question l'incapacité de Westcoast de livrer du gaz à l'usine étant donné que Westcoast demeurerait en mesure de livrer du gaz d'appoint même si l'usine de McMahon ne fournissait pas de gaz d'alimentation. Si Westcoast ne transportait pas le gaz d'appoint, c'était parce que l'usine de LGN ne l'avait pas demandé en raison d'un manque de gaz d'alimentation. Un crédit DC n'était donc pas approprié. B.C. Hydro a fait valoir que le crédit DC ne devrait être autorisé que lorsque l'usine de McMahon serait complètement fermée.

Décision

L'Office est d'accord avec les arguments de l'APC et de B.C. Hydro et juge donc que Westcoast ne devrait prévoir un crédit à la composante-demande du droit que si elle n'est pas capable de livrer les volumes d'appoint. Le crédit DC ne devrait pas être fondé sur le niveau de gaz d'alimentation fourni par l'usine de McMahon. L'office ordonne à Westcoast de supprimer le crédit DC proposé du calcul des coûts de l'année d'essai alloués aux clients garantis. Par conséquent, la

requête de Westcoast relative à un compte de report pour les recettes supérieures ou inférieures aux recettes tirées de l'usine de LGN est rejetée.

3.5 Autres questions tarifaires

3.5.1 Paiement de droits par Westcoast

Au cours des discussions sur le droit proposé relatif au remplacement, Westcoast a indiqué qu'une vente directe faite par la société ne serait pas assujettie au droit relatif au remplacement sous prétexte que Westcoast ne pouvait pas se remplacer elle-même. En outre, en ce qui concerne une vente qu'elle faisait à Northwest Natural Gas Company (Northwest Natural) aux États-Unis, la société a indiqué que, même si la vente contribuait aux recettes d'exportation de Westcoast, il n'y avait pas de droit repérable.

L'APC a fait objection en déclarant que ce cas plaçait Westcoast dans une position très avantageuse vis-à-vis d'autres vendeurs éventuels.

Décision

En ce qui concerne la perception des droits applicables au marché d'exportation, l'Office estime qu'il est de plus en plus important de distinguer entre les fonctions de vente de Westcoast et les fonctions réglementées de service public. Dans le passé, en vertu de l'autorisation de la LAE, le gouverneur en conseil fixait le prix d'achat du gaz payé par Westcoast à ses fournisseurs en vertu de ses contrats d'achat à un prix égal au prix de vente du gaz sur le marché d'exportation moins le droit de Westcoast relatif à l'exportation. Westcoast expédiait en effet elle-même le gaz et percevait le droit en retenant le montant approprié des recettes tirées de la vente à l'exportation. Ce droit n'était applicable qu'aux volumes expédiés et vendus par Westcoast à son client garanti à l'exportation. Tout autre volume expédié au marché d'exportation qu'il le soit par Westcoast en cas de vente interruptible de gaz ou par un expéditeur en vertu d'une entente de service de transport interruptible, n'était pas assujetti à ce droit. Par conséquent, l'Office estime que le gaz expédié en vertu de toute vente interruptible faite par Westcoast, comme la vente à Northwest Natural, doit être assujetti au droit applicable à une vente interruptible d'exportation, de la même façon que toute autre expédition au marché d'exportation faite par un client, qui utilise le service de transport interruptible. Westcoast est tenue de déposer ce droit auprès de l'Office dans son tarif final et aussi d'inclure toutes les recettes découlant de sa demande dans le compte de report établi pour les recettes du service interruptible en vue d'une décision finale lors de la prochaine audience tarifaire.

3.5.2 Frais financiers relatifs aux paiements de couverture de déficit faits à Amoco

Dans une demande du 10 février 1986, Westcoast a demandé à l'Office d'inclure dans ses droits les frais financiers relatifs aux obligations de prendre ou de payer qu'elles ont encourues envers Amoco. Cette question a été incluse dans les questions à étudier dans le cadre de l'audience tarifaire de Westcoast et a été discutée par les parties dans la plaidoirie finale. Les arguments étaient axés sur la question de savoir si ces paiements étaient ou non visés par la définition de "droit" tel que défini dans la Loi sur l'ONÉ et plus précisément dans l'alinéa c) de cette définition. Voici cette définition:

“Droit comprend tout droit, taux, prix ou frais exigé ou établi... c) relativement à l'achat et à la vente de gaz appartenant à une compagnie qui l'achemine au moyen de son pipe-line, à l'exclusion du coût du gaz pour la compagnie au point où il pénètre dans le pipe-line.”

Décision

L'Office est d'avis que ces frais financiers se rapportent au fait que Westcoast n'a pas pris les quantités contractuelles de gaz et aux obligations contractuelles résultantes des parties en jeu au sujet des ententes de vente/achat, y compris le prix du gaz; ces frais ne se rapportent pas au transport du gaz via le pipeline de la société et, comme tels, ils ne peuvent être considérés à proprement parler comme relevant de la définition d'un droit. Par conséquent, la demande de Westcoast du 10 février 1986 est rejetée. Compte tenu de ce qui précède, l'Office juge inutile de se prononcer sur la question de savoir qui devrait supporter le fardeau de ces frais financiers, au cas où ils seraient inclus dans les droits de Westcoast, et de savoir à quel moment ils devraient l'être.

3.5.3 Nécessité d'autres comptes de report de recettes

Comme cela a déjà été étudié, Westcoast a proposé un compte de report pour les écarts de recettes supérieurs ou inférieurs à celles prévues au cours de l'année d'essai pour les volumes de dépassement autorisé et les volumes interruptibles. Des intervenants ont proposé qu'un compte de report semblable soit établi pour le service de transport garanti afin de s'assurer que les actionnaires de Westcoast n'en bénéficient pas si un contrat de service garanti était conclu au cours de l'année d'essai.

Westcoast s'est opposée à un compte de report pour le service de transport garanti en déclarant qu'aucun service de ce genre n'était prévu pour l'année d'essai. Elle a en outre fait valoir que, puisque l'élaboration de tels arrangements demandait beaucoup de temps, des modalités appropriées pourraient être prévues si une entente garantie était signée.

Décision

L'Office prend note qu'à l'exception de l'usine de LGN, Westcoast n'a pas prévu qu'une entente de service de transport garanti serait en place pour l'année d'essai. Cependant, les mouvements de gaz en vertu de telles ententes pourraient débuter dès le 1^{er} novembre 1986. L'Office reconnaît que de telles ententes relatives à de nouveaux mouvements supplémentaires de gaz demandent un important délai d'établissement et que Westcoast s'est engagée à demander

rapidement un compte de report approprié au cas où une entente de service garanti serait signée. Par conséquent, sauf dans le cas mentionné à la section 4.6, l'Office n'établira pas, pour le moment, de compte de report pour le service de transport garanti.

3.5.4 Crédit pour frais liés à la demande en faveur de Northwest

Northwest a proposé de recevoir un tel crédit pour frais liés à la demande comme cela est offert à d'autres clients DC garantie de Westcoast, au cas où Westcoast ne pourrait livrer la quantité DC comme elle s'y est engagée. L'Office désire préciser que ce qui était envisagés dans cette disposition est un crédit à la composante-demande du droit du client.

Décision

L'Office ne voit aucune justification pour l'exclusion de Northwest de l'application de cette clause et ordonne que cette question soit examinée dans le cadre de la prochaine audience tarifaire de Westcoast, y compris la manière dont cette clause serait offerte à Northwest.

Chapitre 4

Questions tarifaires

4.1 Compétence de l'Office pour statuer sur les contrats des distributeurs canadiens avec Westcoast

Le mandat de l'Office, conformément à l'article 50 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, consiste à rendre des ordonnances sur tous les sujets relatifs au mouvement et aux droits ou tarifs. Ce pouvoir fait que l'Office a la compétence, entre autres, d'établir les modalités relatives au transport des produits acheminés par le pipeline de Westcoast. L'Office est d'avis que les modalités relatives au transport sont distinctes des obligations contractuelles relatives à la vente de gaz et qu'elles peuvent en être séparées. L'Office désire établir clairement que le tarif approuvé par l'Office comprendra les droits que Westcoast est autorisée à demander ainsi que les modalités relatives au transport. Dans les cas où une modalité d'un contrat de vente de gaz entre Westcoast et un client distributeur ne correspond pas au tarif établi par l'Office, le tarif prévaut.

En ce qui a trait aux contrats des distributeurs canadiens, l'Office est d'avis que les questions relatives aux quantités DC, à l'obligation de payer en prenant ou en ne prenant pas livraison, aux clauses de facturation minimale et aux clauses d'exclusivité sont liées à l'achat et à la vente de gaz et qu'elles ne relèvent pas de la compétence de l'Office. Par conséquent, l'Office a conclu qu'il est inapte à délivrer des ordonnances relatives à ces questions.

4.2 Applicabilité des modalités générales

4.2.1 Modalités générales d'exécution des ventes à l'exportation

Dans sa demande, Westcoast n'a pas proposé de modalités générales d'exécution des ventes à l'exportation. La société était d'avis que les modalités régissant les ventes de Westcoast à Northwest devraient continuer à être conformes au contrat du 10 octobre 1969 entre Westcoast et Northwest (Fourth Service Agreement).

Décision

L'Office n'est pas d'accord avec cette proposition. L'Office est d'avis que les expéditeurs-ventes, comme les clients-services, qu'ils soient canadiens ou étrangers, devraient être régis par les mêmes modalités de transport. Par conséquent, l'Office a décidé qu'à compter du 1^{er} novembre 1986, Northwest sera assujettie aux mêmes modalités générales d'exécution des ventes que le sont les expéditeurs canadiens de Westcoast. L'Office reconnaît que certaines modalités devront être modifiés ou élargies afin de refléter les différences, comme le début de la journée de livraison de gaz, et ordonne à Westcoast d'apporter les changements nécessaires lorsqu'elle déposera ses tarifs révisés.

4.2.2 Modalités générales relatives aux distributeurs limitrophes

Au cours de la plaidoirie, ICG(B.C.) a déclaré que les modalités générales relatives aux distributeurs limitrophes faisaient toujours l'objet de négociations avec Westcoast et que, par conséquent, ICG(B.C.) ne pouvait prendre position à ce sujet pour le moment. Les sociétés Peace River et Fort Nelson Gas Ltd. ont ajouté qu'elles s'opposaient à ce que les modalités générales d'exécution des ventes soient superposées aux contrats actuels de ventes limitrophes. Ces sociétés étaient d'avis qu'il ne serait pas approprié de négocier des modalités d'exécution des ventes limitrophes avant de savoir quelle méthode de réglementation des droits applicables à ces ventes serait acceptable à l'Office. Ces intervenants ont fait remarquer que la référence à la DC telle qu'elle existe dans les modalités générales d'exécution des ventes ne conviendrait peut-être pas aux distributeurs limitrophes. Plus précisément, il est à noter que Westcoast ne livre pas le gaz à Peace River à la pression précisée à l'article 4.01 - Ventes.

Décision

L'Office reconnaît que certaines modalités contenues dans les Modalités générales d'exécution des ventes ne seraient peut-être pas applicables aux distributeurs limitrophes. L'Office reconnaît également que les modalités relatives aux distributeurs limitrophes font actuellement l'objet de négociations. Par conséquent, l'Office demande à Westcoast de présenter, aux fins d'approbation par l'Office, le plus tôt possible mais au plus tard le 1^{er} décembre 1986, des modalités générales concernant les distributeurs limitrophes. Dans la mesure du possible, l'Office s'attend à ce que ces modalités soient semblables à celles relatives aux ventes.

4.3 Décisions de l'Office

Sauf indication contraire dans les présents motifs de décision, l'Office accepte comme faisant partie du tarif les articles relatifs aux modalités générales d'exécution des ventes et du service présentés par Westcoast ainsi que les ententes de service pro forma.

4.4 Priorité de service

4.4.1 Priorité entre catégories

À l'article 2.01 de ses Modalités générales d'exécution des ventes et du service, Westcoast a proposé que la priorité soit accordée aux clients DC garantis car ils paient pour un service ininterrompu.

Westcoast a proposé que la catégorie DA ait priorité sur la catégorie interruptible afin de tenir compte du fait que les clients DC garantis se sont engagés à payer la majeure partie des coûts liés au réseau de Westcoast. Westcoast a également souligné que, par le passé, les ententes relatives aux ventes de gaz avec les clients-distributeurs prévoyaient des ventes de dépassement et qu'auparavant, seule la disponibilité du gaz et la capacité limitaient de telles ventes. Comme cela a été discuté plus en détail au paragraphe 3.2.1, Westcoast a proposé de maintenir le DA et de l'étendre aux clients DC garantis.

Westcoast a proposé de placer en fin de liste de priorité tous les clients de la catégorie interruptible parce que ces clients n'ont pas le droit d'utiliser les installations de Westcoast de façon permanente et qu'ils ne sont par conséquent nullement obligés de faire des paiements en échange d'un tel service sauf lorsqu'ils l'utilisent.

Tous les intervenants étaient en faveur de donner la priorité absolue aux clients DC garantis, et plusieurs d'entre eux ont appuyé la proposition de Westcoast de donner priorité absolue de livraison au DA plutôt qu'à la catégorie interruptible. En général, on a fait valoir qu'étant donné que les clients DC paient tous les coûts fixes de Westcoast, ils devraient être les premiers à avoir accès à toute capacité devenue disponible en raison de la diversité de leur demande journalière. Inland a renchéri sur ce qu'il existe deux types de service interruptible: le DA qui découle des besoins maximaux quotidiens non coïncidents des clients DC et le service interruptible qui résulte de l'excédent de capacité des charges d'été.

Le COFI a déclaré que si l'on donne priorité aux livraisons DA par rapport aux livraisons interruptibles, les droits DA devraient alors être plus élevés que les droits applicables à la catégorie interruptible. B.C. Hydro a déclaré qu'elle serait prête à payer de tels droits majorés.

L'ASPIC n'était pas d'accord avec la proposition de Westcoast de donner priorité au DA. L'ASPIC était d'avis que même si les clients DC garantis s'engagent à payer les coûts fixes du réseau de Westcoast, cela ne devrait pas leur donner en outre la priorité sur les volumes de dépassement.

L'ASPIC a considéré que les droits relatifs au DA et au service interruptible devraient être établis au même niveau, et que ces deux catégories de service devraient avoir la même priorité de livraison. Enfin, l'ASPIC a noté que par le passé, les clients-distributeurs ont eu la priorité réelle en ce qui concerne le service de dépassement simplement parce qu'ils étaient les seuls clients du réseau. L'ASPIC est d'avis que les choses changent en raison de la présence des clients-services et qu'il est nécessaire de s'adapter aux circonstances.

Décision

L'Office estime que la priorité du service devrait être établie selon la possibilité relative que le service soit interrompu pendant une journée donnée, en accordant la priorité absolue aux ententes de service garanti. L'Office est également d'avis que les droits demandés devraient refléter le degré de garantie. Par conséquent, l'Office considère qu'il est clair que le service DA tel que proposé par Westcoast ne convient certainement pas, car le DA aurait un degré plus élevé de garantie alors que les droits demandés pour ce service seraient moins élevés que ceux demandés pour le SI. Si les expéditeurs désirent un SI de meilleure qualité, notamment avec priorité sur d'autres services de la catégorie interruptible en cas de restriction, l'Office croit qu'ils devraient être prêts à payer des droits plus élevés. Par conséquent, l'Office a décidé qu'à compter du 1^{er} novembre 1986, la priorité de service sera établie comme suit:

- a) **les volumes garantis auront la priorité absolue;**

- b) **le DA, jusqu'à 15 % de la DC d'un client garanti, aura priorité sur les autres services de la catégorie interruptible; et**

- c) **les services interruptibles intérieur et d'exportation viendront en fin de liste de priorité.**

Comme cela a été discuté au paragraphe 3.2.1, après le 1^{er} avril 1987, le DA deviendrait le SI - Niveau Un, tarifé plus cher (au même taux que le DA), qui aurait priorité sur le SI-Niveau Deux et qui serait accessible à tous les signataires d'une entente de service ou de vente intérieure. Après le 1^{er} avril 1987, le service interruptible à l'exportation aura la même priorité que le SI - Niveau Un. L'Office est conscient qu'il y aura certain degré d'inéquité au cours de la période d'élimination progressive du DA, dans la mesure où des droits plus élevés seront exigés pour le SI à l'exportation mais la même priorité que le SI canadien lui sera accordée, mais il estime que cela est justifié dans les circonstances.

4.4.2 Priorité à l'intérieur des catégories

Westcoast a proposé que la priorité de service à l'intérieur des catégories DA et interruptible soit établie selon le principe du premier arrivé, dernier exclu (PADE), déterminé selon la journée du premier débit de volumes garantis et interruptibles respectivement.

Westcoast a reconnu que le principe PADE de restriction des volumes DA et interruptibles n'est que l'une des deux méthodes acceptables, l'autre consistant à diminuer les besoins de chaque partie au prorata de sa part des quantités postulées du matin. Westcoast a choisi le principe PADE pour les raisons suivantes:

- a) Westcoast croit que l'on devrait tenir compte de l'engagement à long terme des clients les plus anciens du réseau envers leur marché;
- b) Westcoast croit que la disponibilité, par le passé, de gaz DA et de gaz VAI aux clients-ventes actuels de Westcoast devrait être reconnue. Elle s'inquiète également de ce que toute interférence avec le mélange de gaz DA et de gaz SI pourrait affecter le marché canadien du gaz;
- c) Westcoast croit que l'application du principe PADE permettrait d'éviter les difficultés opérationnelles que comporte une restriction au prorata. Westcoast a expliqué que ces difficultés étaient surtout liées aux changements des bons de commandes aux producteurs et liées à la nécessité d'accroître le personnel pour effectuer ces changements; et
- d) Westcoast croit que, si le gaz était attribué selon le principe du prorata, la plupart des utilisateurs ultimes qui peuvent se servir alternativement de deux combustibles seraient souvent obligés d'utiliser leur combustible de rechange, et que d'autres utilisateurs ultimes auraient

simplement besoin de tout leur gaz ou n'en auraient pas besoin du tout. Ainsi, le principe du prorata pourrait avoir pour conséquence une répétition sans fin de la disponibilité du service interruptible et des commandes d'approvisionnement de gaz.

Westcoast a également noté que, même selon le principe du PADE, il ne serait peut-être pas possible d'effectuer des restrictions conformément aux priorités établies étant donné les contraintes possibles d'approvisionnement. Elle a expliqué que la personne qui avait la priorité absolue n'aurait peut-être pas de gaz à sa disposition parce que, en grande partie, le gaz qui est actuellement livré aux termes de contrats de vente directe est du gaz que BCPC rend disponible et BCPC garde la priorité concernant ce gaz.

B.C. Hydro et Inland ont appuyé la proposition de Westcoast. B.C. Hydro a déclaré que le principe PADE est bien établi dans les précédents de réglementation. Inland a fait valoir que ce principe reflète les relations qui ont toujours prévalu par le passé. En outre, elles ont toutes deux souligné les problèmes perçus par Westcoast relativement au principe du prorata.

Les autres intervenants qui ont traité cette question ont tous préféré la méthode du prorata parce qu'elle traiterait toutes les parties de la même façon. Czar/Wainoco a fait valoir que la proposition du principe PADE a pour conséquence de donner un avantage économique discriminatoire aux expéditeurs de longue date. Les expéditeurs de plus récente date subiraient continuellement des interruptions durant l'hiver, tandis que les expéditeurs de longue date continueraient à obtenir leur pleine quantité contractuelle avec peu de restriction. Les intervenants ont également fait valoir que les expéditeurs de plus récente date recevraient un service de moindre qualité tout en ayant à payer les mêmes droits que les expéditeurs de longue date.

Certains intervenants ont reconnu que Westcoast pourrait avoir des problèmes si elle mettait en application la méthode du prorata. Cependant, l'un d'eux a dit qu'il incomberait à Westcoast de démontrer que la méthode du prorata est irréalisable.

Décision

L'Office reconnaît que la restriction des volumes au prorata pourrait causer des problèmes opérationnelles à Westcoast. Cependant, après avoir étudié le bien-fondé de chacune des méthodes, l'Office est d'avis que le principe du prorata est plus approprié dans les circonstances et qu'il est davantage conforme à la tendance de libre accès au transport que le principe PADE. Par conséquent, l'Office a décidé qu'à compter du 1^{er} novembre 1986, Westcoast devra effectuer des restrictions conformément au principe du prorata.

En ce qui concerne les difficultés réelles que Westcoast pourrait avoir en appliquant la méthode du prorata, Westcoast est invitée à documenter ces problèmes aux fins d'étude par l'Office.

4.4.3 Priorité aux Canadiens

Inland a proposé que les clients canadiens aient priorité sur les clients américains pour obtenir des approvisionnements de gaz en cas d'urgence. Inland a défini une urgence comme étant un bris du pipeline et a défendu sa proposition en disant que la sécurité d'approvisionnement est plus grande aux États-Unis qu'au Canada en raison des autres sources d'approvisionnement de gaz disponibles aux États-Unis.

Dans les modalités générales, Westcoast n'a pas proposé de faire une distinction entre les expéditions canadiennes et étrangères pour déterminer la priorité de service.

Westcoast a déclaré qu'en cas de force majeure exigeant une restriction, elle déterminerait les approvisionnements ou la capacité disponible ou les deux selon les besoins garantis exprimés au cours de la journée en question par chacun des clients-ventes et des expéditeurs-services.

B.C. Hydro était d'accord en principe avec la méthode du prorata proposée par Westcoast en cas d'urgence. Cependant, un témoin de B.C. Hydro a dit qu'il pouvait entrevoir la possibilité d'une situation d'urgence où toutes les parties seraient obligées de s'asseoir et de voir ce qu'elles pourraient faire pour résoudre le problème.

Northwest était d'avis qu'elle devrait recevoir le même traitement que ceux qui paient pour un service garanti. Dans une situation de restriction, Northwest a dit que le gaz disponible devrait être attribué au prorata aux clients qui ont des contrats garantis. Northwest a ajouté qu'en cas d'urgence, elle ne croyait pas que des clients de catégorie industrielle interruptible devraient être servis ni d'un côté, ni de l'autre de la frontière.

Décision

L'Office reconnaît qu'en cas d'urgence toutes les parties doivent coopérer pleinement afin d'atténuer toutes les conséquences négatives. Toutefois, l'Office ne croit pas qu'il serait pertinent d'établir la priorité de service parmi les expéditeurs qui ont un contrat garanti en se basant uniquement sur l'emplacement des marchés. Par conséquent l'Office n'accepte pas la proposition d'Inland.

4.5 Réduction de la demande contractuelle

Westcoast, dans l'article 12 - Ventas et l'article 16 Service, a proposé au cours de l'audience une disposition, que l'on a appelé clause de supplantation, en vertu de laquelle la DC des ententes garanties à court terme serait réduite au prorata si la capacité du pipeline était requise pour une entente garantie à long terme.

Westcoast a défini une entente à court terme comme étant une entente de service garanti ou de vente garantie, qui a une durée d'au moins un an et qui n'est pas une entente à long terme. Une entente à long terme a été définie comme une entente de service garanti ou de vente garantie, d'une durée initiale ou prolongée de 15 ans ou plus; ou, toute entente de service garanti ou de vente garantie qui

remplace ou qui prolonge en tout ou en partie une entente actuelle de vente de gaz entre Westcoast et l'un des clients-distributeurs.

Décision

L'Office est d'avis que l'objet de ces dispositions n'est pas de permettre à l'Office de changer les volumes de DC compris dans les ententes de service et de vente garantis entre Westcoast et ses expéditeurs, mais plutôt d'établir un système de répartition et de priorité d'accès en ce qui concerne la capacité garantie dans des circonstances où une expansion du réseau de Westcoast ne serait pas justifiée en raison de la nature à court terme de certains des contrats.

Étant donné la situation du réseau de Westcoast en matière de capacité et la volonté expresse de Northwest de réduire son volume de DC, l'Office n'entrevoit pas pour le moment de problème réel en matière de capacité et, par conséquent, estime que ces dispositions ne sont pas nécessaires. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast de biffer les articles 12 et 16 des modalités générales d'exécution des ventes et du service respectivement.

L'Office est au courant des préoccupations de Westcoast à cet égard et invite la société à surveiller la situation et à s'adresser à l'Office lors qu'il y aura un problème relatif à la capacité. Cependant, l'Office ne considère pas que la proposition faite par Westcoast soit une solution appropriée.

Étant donné que la décision de l'Office d'exiger que Westcoast élimine la clause de supplantation supprime la distinction entre les ententes à court terme et celles à long terme, l'Office remet en question le besoin de déterminer la durée convenable de telles ententes pour le moment. En raison de certains changements récents et proposés qui toucheront la commercialisation du gaz des changements au niveau des relations contractuelles actuelles et des risques accrus aux quels les sociétés pipelières pourraient avoir à faire face, l'Office est d'avis que la durée minimale de 15 ans dans le cas d'une entente à long terme ne convient peut-être pas. Par conséquent l'Office invite Westcoast à étudier davantage la question.

4.6 Passage des ventes au service

Dans sa demande, Westcoast n'a pas prévu au cours de l'année d'essai de recettes provenant du service de transport garanti. Plusieurs intervenants ont soulevé la possibilité que de telles dispositions relatives au service de transport soient prises sur le marché canadien, particulièrement après le 1^{er} novembre 1986, lorsque cette option sera offerte à plusieurs clients industriels importants. Vers la fin de la phase de l'audience sur la preuve, Westcoast a déclaré que l'usine de LNG est maintenant un client-service de transport garanti.

On ne connaît pas encore toutes les conséquences qu'aurait le passage d'un client-utilisateur ultime canadien actuel de la catégorie des ventes à celle du service de transport garanti.

Inland a fait savoir qu'elle avait inclus une disposition d'indemnisation dans son tarif afin de protéger ses autres clients contre une répartition plus élevée des coûts si l'un de ses clients passait au service de transport. L'inclusion d'une disposition analogue dans les tarifs des autres distributeurs canadiens et l'acceptation de cette disposition par la BCUC est incertaine pour le moment. La décision finale en ce qui a trait à ces questions aura des conséquences sur les possibilités de la duplication partielle ou complète du paiement de la composante-demande des droits de Westcoast.

Cette duplication du paiement de la composante-demande des droits de Westcoast par le client utilisateur ultime pourrait se produire si, en plus du droit de service garanti payé par l'expéditeur à Westcoast, cet expéditeur devait indemniser le distributeur qui opère dans la région de concession dans laquelle la livraison de gaz est effectuée. Ce paiement d'indemnisation serait équivalent à la composante-demande des droits de Westcoast associés au volume de gaz expédié auparavant par le distributeur à son client utilisateur ultime, en supposant que le distributeur soit toujours obligé de payer à Westcoast les droits initiaux de ventes garanties.

Dans les cas où 100 % des coûts fixes de l'année d'essai ont été alloués aux clients actuels ventes garanties de Westcoast, toute recette provenant d'un client service de transport garanti aurait pour conséquence une surperception des recettes par Westcoast. La disposition appropriée de ces recettes supplémentaires ou la réaffectation des coûts fixes provenant des clients-ventes dépendrait des circonstances précises entourant la transaction. Étant donné les choix qui s'offrent à un client utilisateur ultime, il est possible que le service de transport garanti n'utiliserait pas les mêmes services ou installations de Westcoast que ceux utilisés lorsque le client utilisateur ultime obtenait du gaz vendu par Westcoast. Par conséquent, il se peut que la duplication du paiement de la composante-demande des droits de Westcoast ne soit que partielle.

En outre, les droits que Westcoast propose d'exiger d'un client-distributeur actuel s'il voulait passer au service de transport garanti ne seraient pas compris dans le menu des droits proposés par Westcoast. Westcoast a indiqué qu'elle ne permettrait un tel changement que si le client-distributeur continuait à apporter la même contribution aux coûts fixes de Westcoast. Cela ne serait pas conforme aux droits proposés dans la demande si le service de transport garanti ne demandait pas certains des services offerts par Westcoast, comme la collecte et le traitement. De tels droits ne font pas actuellement partie de la demande de Westcoast et n'ont pas été étudiés par l'Office lorsqu'il a traité la présente demande.

Afin d'éviter toute perception en double de la composante-demande de ses droits, Westcoast a proposé de créditer les recettes provenant du service de transport garanti au distributeur qui avait revendu auparavant du gaz vendu par Westcoast à ce client utilisateur ultime. Cette proposition a été rejetée par bon nombre d'intervenants, et d'autres propositions ont été présentées.

Décision

L'Office ne juge pas nécessaire de traiter pour le moment les questions soulevées par le passage de la catégorie des ventes à celle du service, y compris le problème de la duplication des frais liés à la demande, étant donné qu'il n'y a eu aucun fait présenté au cours de l'audience qui ait indiqué que ces questions posent actuellement un problème. Si des recettes provenant du service de transport garanti revenaient à Westcoast par suite d'un passage de la catégorie des ventes à celle du service au cours de l'année d'essai, l'Office ordonne, à titre de mesure provisoire, que ces recettes soient créditées à un compte de report, et qu'en

attendant la prochaine audience de Westcoast sur les droits, des frais financiers calculés au taux de 1/12 du rendement de la base des taux s'accumulent chaque mois au solde du compte en fin de mois. À ce moment-là, les parties auront l'occasion de présenter leurs points de vue sur la manière dont il convient de traiter ces questions, au cas où elles conduiraient que l'Office plutôt que l'autorité provinciale de réglementation est l'organisme compétent pour traiter la question.

4.7 Répartition de la capacité disponible

Dans l'ordonnance d'audience RH-6-85, l'Office a déclaré qu'il avait l'intention d'étudier la procédure de répartition de la capacité de pipeline disponible, s'il arrivait que Westcoast n'ait pas la capacité suffisante pour répondre à tous les besoins de services garantis.

Décision

L'Office note que certains intervenants ont fait des remarques sur cette question. Cependant, étant donné que Northwest désire réduire sa demande contractuelle journalière, libérant ainsi de la capacité, l'Office ne juge pas que la répartition de la capacité disponible pose de problème pour le moment.

4.8 Obligations de rendre compte

4.8.1 Rapports journaliers sur les livraisons amont

À l'article 3.02 - Service, Westcoast a proposé que les expéditeurs avisent Westcoast chaque jour avant 16 h, heure normale du Pacifique (HNP), des volumes de gaz résiduel qui ont été livrés à Westcoast au cours de la journée précédente. Étant donné que la journée de livraison de gaz se termine à 8 h (HNP), les expéditeurs auraient huit heures pour faire leur rapport. Cependant, Westcoast a déclaré que les fournisseurs de gaz subséquentement vendu par Westcoast ont jusqu'à 10 h (HNP), le deuxième jour suivant la fin de la journée de livraison de gaz, pour fournir des renseignements analogues, c'est-à-dire qu'ils disposent de 26 heures.

Westcoast a expliqué qu'il était essentiel d'avoir un délai plus court dans le cas des ententes de service afin de donner à Westcoast le temps de redresser les commandes quotidiennes de gaz passées aux fournisseurs de l'expéditeur, pour refléter non seulement la quantité à laquelle l'expéditeur a droit chaque jour tel que déterminé par Westcoast, mais également le déséquilibre des approvisionnements de l'expéditeur par rapport à Westcoast. Westcoast a précisé qu'un redressement rapide des commandes en cas de déséquilibre des approvisionnements devrait réduire le nombre de cas où l'expéditeur ne livrerait pas suffisamment de gaz, évitant ainsi d'avoir à compter sur le gaz de quelqu'un d'autre.

En ce qui concerne les ventes faites par Westcoast, Westcoast a expliqué que l'équilibrage se fait chaque année, selon les directives de BCPC. Westcoast peut commander du gaz de ses divers fournisseurs comme elle le juge nécessaire, pourvu que soit respecté le facteur de charge uniforme précisé dans les ententes d'approvisionnement avec BCPC. En raison de cette exigence annuelle

Westcoast a dit qu'il n'était pas nécessaire d'équilibrer les ventes à court terme. Si elle ne vend pas suffisamment de gaz d'un producteur au cours d'un mois donné, elle corrige la situation le mois suivant.

Westcoast a considéré que 16 h (HNP) est une heure raisonnable pour faire un rapport et a dit que, du point de vue opérationnel, il n'y a aucune différence entre un producteur de gaz vendu par Westcoast et un producteur de gaz destiné au service dans la marche à suivre pour faire leur rapport. Westcoast a déclaré que si les ententes d'approvisionnement avec les producteurs du gaz vendu par Westcoast relevaient directement de son autorité plutôt que de celle de BCPC, elle demanderait sans doute également aux producteurs de gaz vendu par la société de rendre compte plus tôt. Enfin, Westcoast a reconnu que si une partie ne pouvait respecter l'heure établie pour rendre compte en raison de l'inaccessibilité de ses puits, la disposition relative au cas de force majeure pourrait s'appliquer.

Les sociétés Czar/Wainoco, Dome et Ocelot Industries Ltd. (Ocelot) ont considéré que la disposition relative aux obligations de rendre compte est discriminatoire envers les expéditeurs de gaz destiné au service et que l'heure établie pour faire un rapport devrait être la même pour tous les fournisseurs. Des intervenants ont suggéré que cette heure soit fixée uniformément à 8 h, (HNP) le jour suivant la fin de la journée de livraison de gaz. Czar/Wainoco ont dit qu'elles ne seraient peut-être pas en mesure de satisfaire aux obligations de Westcoast de rendre compte étant donné que cela pouvait prendre de deux à trois jours pour atteindre un puits ou un point de livraison situé dans une région éloignée. Elles croient également que les renseignements donnés pourraient être plus précis si elles disposaient d'une journée complète et ont noté qu'il n'y avait aucune différence opérationnelle dans le processus de rapport pour le gaz vendu par Westcoast et celui associé à la catégorie du service.

Décision

L'Office convient avec Westcoast que la société, pour des raisons d'exploitation, doit connaître le plus rapidement possible les volumes de gaz livrés dans son réseau. Par conséquent, l'Office considère comme étant raisonnable l'heure proposée, soit 16 h (HNP), à laquelle les clients-services doivent avoir fait leur rapport. Comme l'Office estime que, dans la mesure du possible, les Modalités générales d'exécution des ventes et du service devraient être identiques, l'Office ordonne à Westcoast de prendre les mesures nécessaires afin que les obligations de rendre compte de ses fournisseurs-ventes soient les mêmes que celles des expéditeurs-service, c'est-à-dire 16 h (HNP).

4.8.2 Pénalités relatives aux obligations de rendre compte

Dans les articles 5.01 à 5.05 - Service, Westcoast a proposé que des pénalités relatives aux rapports quotidiens soient imposées à un expéditeur si l'écart entre les volumes livrés, tels que déterminés par Westcoast, et les volumes déclarés par l'expéditeur, excède certaines tolérances. Pour les volumes de livraison allant jusqu'à 700 000 m³ la tolérance serait de 25 %; pour les volumes de livraison entre 701 000 et 2 800 000 m³ elle serait de 10 %; et pour les volumes de livraison au-delà de 2 800 000 m³ la tolérance serait de 5 %. Dans le cas où les livraisons excèdent les volumes déclarés, les volumes au-delà de la tolérance seraient dévolus à Westcoast; et dans le cas où les livraisons sont inférieures aux volumes déclarés, ils seraient considérés comme ayant été achetés à 1,5 fois le coût moyen du gaz de

Westcoast. Westcoast a également proposé des pénalités mensuelles en cas de non-respect des obligations de rendre compte. Dans le cas où les livraisons globales sont de 5 % inférieures aux volumes globaux déclarés, le gaz serait considéré comme ayant été acheté au coût moyen du gaz de Westcoast. Dans le cas où les livraisons globales sont de 10 % supérieures aux volumes globaux déclarés, les volumes au-delà de la tolérance seraient dévolus à Westcoast.

Westcoast a expliqué que les pénalités sont nécessaires en cas de non-respect des obligations de rendre compte afin de garantir que les expéditeurs aient une bonne raison de fournir des renseignements raisonnablement précis. Westcoast estime que les tolérances proposées sont suffisamment généreuses pour garantir que les pénalités ne sont pas imposées en raison d'erreur de mesure, mais seulement lorsque les expéditeurs sont indifférents à leurs responsabilités de présenter un rapport précis. En ce qui concerne les pénalités mensuelles, Westcoast a expliqué qu'elles étaient nécessaires afin de veiller à ce que les expéditeurs ne déclarent pas systématiquement des volumes inférieurs aux niveaux de tolérance quotidiens.

Un certain nombre d'intervenants se sont opposés aux pénalités en cas de manquement aux obligations de rendre compte. Ils ont proposé d'établir pour Westcoast une clause relative à l'équilibrage analogue à celle utilisée par NOVA, évitant ainsi le besoin de pénalités en cas de non-respect des obligations de rendre compte. L'article 9.2 du tarif de NOVA stipule:

“En raison des variations des conditions d'exploitation, les volumes globaux journaliers et mensuels de gaz livré au client à tous les points de livraison du client, ajustés tel que prévu à l'article 9.1, seront différents des volumes globaux journaliers et mensuels de gaz correspondant reçus du client. Le client et la société devront coopérer afin de maintenir ces écarts au minimum permis par les conditions d'exploitation et d'équilibrer de tels écarts aussitôt que possible.” (Source: Pièce justificative C-94, page 16) (N.d.t.)

Pour appuyer l'adoption des clauses de NOVA relatives à l'équilibrage, la COFI/Cominco ont laissé entendre que les pénalités proposées par Westcoast en cas de non-respect des obligations de rendre compte pourraient empêcher des ventes directes. Czar/Wainoco ont laissé entendre que ces pénalités n'étaient ni nécessaires ni raisonnables et ont dit que les expéditeurs sont généralement à l'extérieur des niveaux de tolérance mensuels proposés par Westcoast.

En ce qui concerne la clause de NOVA relative à l'équilibrage, Westcoast a déclaré que NOVA avait des problèmes sur son réseau en raison des modalités de cette clause, et que les expéditeurs ne fournissent pas suffisamment de gaz au réseau de NOVA.

Les intervenants ont également déclaré que si les pénalités en cas de non-respect des obligations de rendre compte étaient considérées comme étant acceptables par l'Office, de cinq à dix jours de grâce, devraient être accordés dans des cas limite de force majeure. Ces cas pourraient comprendre les maladies mineures, les bris, les nouveaux employés et le mauvais temps, mais non les tempêtes.

Westcoast était cependant d'avis que les tolérances proposées relativement au rapport journalier devraient garantir que les exploitants compétents ne soient pas pénalisés et que la clause de force majeure couvre les événements indépendants de la volonté des exploitants. En outre, Westcoast a convenu que lors de l'application de ces tolérances, elle tiendrait compte de la production totale du

puits avant d'imposer une pénalité. À cette fin, elle a révisé l'article 5 afin d'y mentionner la production d'une entente de production ou de plusieurs ententes.

Des intervenants ont également proposé que les tolérances mensuelles soient établies uniformément à 10 %; que le niveau de pénalité soit réduit à 1 fois le coût moyen du gaz de Westcoast dans le cas d'un volume de livraison inférieur à la quantité commandée; et qu'une pénalité soit établie en fonction de la valeur du gaz dans le cas de livraison d'un volume inférieur ou supérieur à la quantité commandée. On a en outre proposé que Westcoast définisse l'expression "entente de production de gaz" mentionnée dans sa dernière révision de l'article 5.

Décision

L'Office a étudié toute la preuve sur cette question et accepte comme étant raisonnables les pénalités proposées par Westcoast en cas de non-respect des obligations de rendre compte étant donné la proposition de tolérances et étant donné que Westcoast est prête à considérer la production totale du puits lors de l'application de ces tolérances. Compte tenu de l'ampleur des tolérances, l'Office n'est pas convaincu qu'il soit nécessaire de prévoir des cours de grâce pour décharger un exploitant des obligations de rendre compte dans des situations autres que celles de force majeure. En outre, l'Office ordonne à Westcoast de définir l'expression "entente de production de gaz."

4.9 Équilibrage

4.9.1 Solution expéditive

Pour calculer les livraisons de ventes directes, Westcoast, à l'article 3.06 - Service, a proposé que, dans livraisons journalières à un distributeur, les premiers volumes indiqués sur le compteur du réseau du distributeur soient considérés comme étant les volumes relivrés à l'acheteur direct. Westcoast a qualifié cette hypothèse de "solution expéditive" qu'elle justifie par deux raisons. Premièrement, en vertu de l'entente de service, Westcoast est tenue de relivrer une quantité de gaz exactement équivalente en pouvoir calorifique au gaz livré par l'expéditeur. La solution expéditive permettrait de supposer que cette obligation est remplie automatiquement. Deuxièmement, Westcoast a laissé entendre que cette solution était conforme à celle qu'elle utilise actuellement dans le cas des livraisons de gaz arrivant de l'extérieur de la province sur le marché d'exportation.

Le COFI/Cominco et Czar/Wainoco ont critiqué la solution expéditive en disant qu'il était déraisonnable de présumer que l'expéditeur prendrait exactement le volume qu'il avait postulé cette journée là. Czar/Wainoco étaient d'avis que la solution expéditive n'est pas nécessaire en dehors des périodes de restriction et que Westcoast pourrait attendre le jour suivant pour être informée des volumes réellement achetés.

Les mêmes intervenants ont souligné que la solution expéditive transférerait aux distributeurs les problèmes d'équilibrage entre les volumes de gaz achetés par les expéditeurs et les volumes postulés. Cependant, Westcoast a indiqué qu'étant donné que le distributeur aurait la responsabilité du gaz au-

delà du point de relivraison sur le réseau de Westcoast, la question de l'équilibrage devrait être étudiée par le distributeur et l'expéditeur.

Comme solution de rechange, le COFI/Cominco ont proposé la méthode de relivraison exacte, selon laquelle le distributeur fournirait à Westcoast sa détermination du volume des relivraisons faites aux expéditeurs le jour précédent. En ce qui concerne Westcoast, ce volume de relivraison serait considéré comme étant définitif et tout équilibrage ultérieur se ferait entre le distributeur et l'utilisateur ultime. Czar/Wainoco et Petro-Canada ont appuyé la proposition, tandis que Westcoast n'était pas d'accord. Au début, Westcoast a indiqué que la proposition compliquerait inutilement son processus d'équilibrage. Plus tard, Westcoast a admis que la méthode de relivraison exacte n'occasionnerait pas de problème, ni d'équilibrage ni de facturation, mais elle doutait qu'Inland puisse fournir les renseignements requis.

Dans la plaidoirie finale, le COFI/Cominco on proposé un ajout à l'article 3 des Modalités générales d'exécution du service afin d'accepter la solution expéditive à moins que l'expéditeur, le distributeur et Westcoast ne concluent une autre entente. L'ajout, qui a été appuyé par Inland, serait le suivant:

“Le volume de relivraison sera le volume de gaz postulé aux termes de l'article 3.02, à moins que l'expéditeur ne conclue une entente, acceptable à Westcoast, avec le distributeur et en vertu de laquelle le distributeur s'engage à fournir à Westcoast le volume de relivraison.” (N.d.t.)

Westcoast s'est opposée au changement.

Décision

L'Office estime qu'il ne semble pas y avoir actuellement d'autres solutions viables que la solution expéditive. Néanmoins, l'Office voit un certain bien-fondé dans la solution de relivraison mesurée. Par conséquent, bien que l'Office accepte l'hypothèse de solution expéditive proposée par Westcoast, il ordonne à Westcoast d'ajouter à l'article 3 le libellé pertinent pour refléter l'ajout proposé par le COFI/Cominco.

4.9.2 Remplissage de la conduite

Certains intervenants ont proposé de permettre aux expéditeurs de garder dans les conduites de trois à quatre jours de livraison à titre de protection pour équilibrer les écarts journaliers entre les livraisons qui entrent dans le réseau de Westcoast et les relivraisons qui en sortent.

Westcoast s'est opposée à une contribution obligatoire du remplissage de la conduite telle que proposée par les intervenants. La position de Westcoast était que le but du remplissage de la conduite est de rajuster les écarts des taux horaires de livraison et de compenser les changements des conditions d'exploitation. Le remplissage de la conduite n'a pas pour but de garder un stock pour assurer à un producteur ou à un expéditeur des livraisons régulières.

Décision

L'Office convient avec Westcoast que le but premier du remplissage de la conduite n'est pas de servir de stock pour assurer à un producteur ou à un expéditeur des livraisons régulières. Par conséquent, la demande relative au droit a une contribution au remplissage de la conduite telle que décrite ci-dessus est refusée.

4.9.3 Équilibrage en nature

Tel qu'exposée à l'article 5.08 des Modalités générales d'exécution du service, Westcoast a proposé que tout déséquilibre d'approvisionnement à la fin du mois soit corrigé au cours du mois suivant.

Czar/Wainoco ont recommandé que l'expéditeur ait un mois complet suivant la réception des données mensuelles relatives à l'équilibrage du gaz de Westcoast pour corriger le déséquilibre du mois précédent. Czar/Wainoco ont souligné que les données d'équilibrage mensuel du gaz ne seraient pas fournies par Westcoast avant le 20^e jour du mois suivant, ne donnant ainsi à l'expéditeur que de 10 à 11 jours pour corriger le déséquilibre. Czar/Wainoco ont souligné qu'en fait, il se peut qu'un expéditeur ne produise ni ne transporte de gaz au cours de cette période.

Décision

L'Office reconnaît la possibilité de situations où le déséquilibre du mois précédent ne pourrait être corrigé dans les délais stipulés; cependant, l'Office s'attend à ce que les parties coopèrent le plus possible pour corriger ces déséquilibres. Par conséquent, la demande de Czar/Wainoco est refusée.

4.10 Marche à suivre en cas de restriction

4.10.1 Niveau de restriction

À l'article 3.01 des Modalités générales d'exécution des ventes, Westcoast a indiqué que dans une situation de restriction, elle restreindrait aux niveaux DC les volumes de gaz livrés aux clients et libérerait immédiatement des volumes additionnels de gaz selon le besoin. Inland a affirmé qu'une telle marche à suivre crée une incertitude relativement à la disponibilité des volumes de gaz libérés au-dessus des niveaux DC.

Inland a proposé une modification de l'article afin de permettre une restriction à des niveaux plus élevés que la DC des clients.

Westcoast n'a pas accepté le changement du libellé proposé par Inland et a déclaré qu'une certaine souplesse de la marche à suivre était nécessaire. Westcoast a également noté que les marches à suivre actuelles en cas de restriction existent depuis dix ans.

Décision

L'Office convient avec Westcoast que les marches à suivre de Westcoast relativement aux restrictions doivent avoir une certaine souplesse et que les marches à suivre actuelles fonctionnent bien depuis un certain temps. Par conséquent, la proposition d'Inland est refusée.

4.10.2 Pénalités relatives au dépassement non autorisé

Westcoast a proposé qu'il y ait des pénalités relatives au dépassement non autorisé (DNA) lorsque, au cours d'une journée où les livraisons ont été restreintes, un client prend des volumes de gaz qui excèdent ceux spécifiquement autorisés ou spécifiés par Westcoast. Pour une quantité allant jusqu'à 102,5 % du volume spécifié, les droits DA s'appliqueraient; pour le portion entre 102,5 % et 105 % la pénalité serait équivalente à 10 fois les droits relatifs à la demande journalière; pour le portion entre 105 et 110 % inclusivement, la pénalité serait équivalente à 20 fois les droits relatifs à la demande journalière; et pour la portion au-dessus de 110 %, la pénalité serait équivalente à 30 fois les droits relatifs à la demande journalière. Plus tard au cours de l'audience, afin de tenir compte des problèmes occasionnels d'exploitation auxquels ses clients auraient à faire face, Westcoast a présenté une clause de d'exonération des pénalités DNA la première journée d'une année où le client dépasse la limite. La clause s'appliquerait seulement dans les situations où Westcoast n'a pas été obligée de fournir un crédit DC de compensation.

Westcoast est d'avis que les pénalités DNA sont nécessaires afin de garantir que les clients garantis postulent une DC suffisante pour répondre à leurs besoins journaliers raisonnables et afin d'assurer une certaine discipline au cours des périodes de restriction, particulièrement étant donné que c'est le client qui contrôle en fin de compte le quantité de gaz achetée. Westcoast a fait allusion à une situation possible où, lorsque les charges sont lourdes, les clients pourraient prendre tellement de gaz DNA qu'ils abaisseraient indûment le niveau de remplissage de la conduite, empêchent ainsi Westcoast de faire des livraisons le jour suivant. En ce qui concerne le niveau des pénalités DNA, Westcoast a déclaré qu'elles devaient être assez élevées pour avoir l'effet désiré. Westcoast a également dit qu'elle ne s'attendait pas à ce que les parties s'attirent des pénalités DNA. Par conséquent, le société s'attend à ce que les recettes provenant des pénalités DNA soient négligeables.

Au cours de l'audience, les intervenants étaient généralement d'accord avec le principe que des pénalités DNA étaient nécessaires; cependant, ils n'étaient pas tous d'accord avec les niveaux proposés. Le COFI/Cominco, B.C. Hydro et Inland ont proposé des pénalités moins élevées, soit 10 fois les droits relatifs à la demande journalière pour les achats compris entre 102,5 et 107,5 % du volume spécifié, et 15 fois les droits relatifs à la demande journalière pour les achats au-delà de 107,5 %. En général, ils estimaient que ces niveaux moins élevés étaient suffisants, car, à leur avis, Westcoast n'a pas eu de problème grave par le passé relativement aux achats de gaz DNA.

Seule l'ASPIC estimait que les niveaux des pénalités proposées par Westcoast étaient raisonnables.

L'APC et l'ASPIC se sont toutes deux opposées à l'exonération d'un jour des pénalités DNA, déclarent que cela pourrait occasionner de graves problèmes si cette journée coïncidait pour plusieurs clients de Westcoast. B.C. Hydro et Inland ont appuyé le proposition d'exonération d'une journée.

Décision

L'Office estime que les pénalités DNA proposées par Westcoast sont raisonnables étant donné qu'elles ont pour objet d'assurer une discipline en période de restriction. L'Office accepte la proposition de Westcoast relativement à l'exonération d'une journée des pénalités DNA, en raison des problèmes d'exploitation auxquels ses clients doivent faire face à l'occasion.

4.10.3 Applicabilité des pénalités de dépassement non autorisé

Westcoast a expliqué que si, au cours des journées où il n'y a pas de restriction, un client-ventes garanties devait prendre plus que le volume interruptible autorisé par Westcoast, l'excédent serait considéré comme du gaz interruptible plutôt que du gaz DNA. Cependant, pour un client-service garanti, l'excédent serait considéré comme DNA, à moins que le client-service n'ait signé une entente distincte de service interruptible pour prévoir cette possibilité.

Westcoast a dit qu'elle avait décidé d'offrir le privilège de ventes interruptibles à ses clients-ventes garanties étant donné que les contrats de vente actuelles autorisent du gaz de dépassement en quantité illimitée et que Westcoast propose maintenant de limiter à 15 % de la DC le droit à cette quantité.

Ocelot a proposé que le libellé de l'article 7 des Modalités générales d'exécution du service devrait stipuler explicitement que les frais de service non autorisé ne s'appliquent qu'au cours des périodes de restriction.

Décision

L'Office est d'accord avec la proposition d'Ocelot et par conséquent ordonne à Westcoast de modifier l'article 7 des Modalités générales d'exécution du service et l'article 6 des Modalités générales d'exécution des ventes afin de préciser clairement que les pénalités DNA ne s'appliqueront que pendant les périodes de restriction.

4.11 Autres questions tarifaires

4.11.1 Livraisons horaires maximales

À l'article 3.05 - Service, Westcoast a proposé qu'elle ne devrait pas être obligée de livrer au cours d'une heure donnée plus de 5 % du volume de gaz auquel un expéditeur a droit pendant cette journée. Cependant, à l'article 3.05 - Ventes, la société a proposé que conformément à ses ententes de vente existantes, l'obligation horaire soit de 7 %.

Au cours du contre-interrogatoire, Westcoast a dit qu'il n'y avait pas de pénalité associée à cet article et que Westcoast n'avait aucun contrôle sur les achats de gaz eu cours d'une heure. Westcoast a expliqué que ces articles sont nécessaires car les obligations horaires ont des répercussions sur la dimension et la conception de son réseau.

Westcoast a indiqué que le niveau de 7 % était élevé par rapport aux niveaux utilisés par les autres sociétés pipelinières. Westcoast a précisé qu'elle avait essayé sans succès au cours de négociations récentes avec ses clients-ventes d'abaisser le niveau à 5 %. Westcoast a également signalé que, bien qu'elle aimerait abaisser le niveau, le société livre à des taux plus élevés que cinq ou sept pour cent au cours du démarrage d'usines et que, pour la plupart des utilisateurs ultimes, les livraisons horaires maximales devront dépendre du contrat que ces derniers peuvent négocier avec le distributeur local.

Enfin, Westcoast a déclaré qu'en se basant sur les profils actuels de charge, le société serait en mesure de livrer à un taux de 7 %, sauf à certains points de livraison où les caractéristiques du matériel de télémessure ne permettent pas de livraisons à un taux aussi élevé.

Les intervenants étaient d'avis que le taux de livraison horaire maximale devrait être établi à 7 % pour les clients-service et les clients-ventes. Ils ont affirmé que rien n'indique qu'il y aurait des problèmes d'exploitation, soit actuellement soit dans un avenir prévisible, si l'on adoptait un taux de 7 % pour le service et les ventes. Czar/Wainoco ont laissé entendre que la différence des livraisons horaires entre les ventes et le service est une forme de discrimination, et que l'Office ne devrait pas l'accepter.

Décision

L'Office estime que le taux horaire devrait être le même pour les ventes et le service. En outre, l'Office convient avec Westcoast que le taux de 7 % est élevé si on le compare aux taux utilisés par d'autres sociétés pipelinières, et que l'obligation de livraison à un taux de 5 % mènerait à long terme à des installations plus économiques. Par conséquent, l'Office a décidé que le taux de livraisons horaires maximales devrait être de 5 % pour les ventes et le service. Il ordonne à Westcoast de modifier en conséquence l'article 3.05 - Ventes.

4.11.2 Lettre de crédit

À l'article 9.01 - Service, tel que révisé, Westcoast a déclaré qu'elle peut demander à un expéditeur de fournir une lettre de crédit ou une autre forme de garantie acceptable à Westcoast. Au besoin, le montant de la lettre de crédit serait égal au montant maximum payable par l'expéditeur en vertu de l'entente de service pour un service de 55 jours. Westcoast n'a pas proposé d'exigences analogues dans ses ententes de vente car elle estimait que la solvabilité de ses clients-ventes actuels n'est pas mise en doute.

Westcoast a déclaré qu'elle demandait l'article relatif à la lettre de crédit afin de protéger l'intégrité financière du réseau et d'éviter de pénaliser d'autres utilisateurs en mettant indûment en danger la position financière de Westcoast.

En général, les intervenants ont estimé que l'article révisé par Westcoast était raisonnable à condition qu'un expéditeur puisse maintenir le droit de négocier avec Westcoast l'ampleur de la sécurité demandée. Certains intervenants ont proposé d'inclure une clause d'arbitrage afin de régler les litiges possibles, y compris la question des lettres de crédit.

Décision

L'Office accepte l'article 9 - Service, tel que révisé par Westcoast. Cependant, l'Office demande à Westcoast d'inclure une clause analogue relative à la lettre de crédit dans les Modalités générales d'exécution des ventes. Pour ce qui est de la clause d'arbitrage, la décision de l'Office se trouve à la section 4.11.5.

4.11.3 Relevés de compte et paiements

Période de paiement

À l'article 7.02 - Ventes, Westcoast a proposé que la facture du client-ventes pour les livraisons du mois précédent soit fournie à l'acheteur au plus tard le 10^e jour du mois suivant, et que le paiement de cette facture soit exigé dix jours plus tard, c'est-à-dire au plus tard le 20^e jour. À l'article 8.02 - Service, la facture serait fournie au plus tard le 20^e jour, et le paiement exigé cinq jours plus tard. Si la date de paiement tombe une fin de semaine ou un jour de congé, alors le paiement devra se faire le premier jour ouvrable suivant la date du paiement.

Westcoast a déclaré que la préparation des factures de service était plus longue que celle des transactions de vente, car il est nécessaire d'analyser les renseignements reçus des expéditeurs avant de calculer la facture. Westcoast a également déclaré qu'elle n'estimait pas la période de paiement de cinq jours comme étant déraisonnablement courte car elle croyait que l'expéditeur devrait déjà avoir une bonne idée du montant de la facture. Westcoast a également laissé entendre qu'une autre raison justifiant une courte période de paiement était de réduire au maximum le montant de garantie exigé au termes de la lettre de crédit. Enfin, Westcoast a noté que si des facturations uniformes étaient imposées de sorte que les clients-ventes et les clients-service recevaient tous une facture au plus tard le 10^e jour et que tous les clients devaient payer au plus tard le 20^e jour, les clients-service perdraient en fait l'avantage de pouvoir payer leur facture cinq jours plus tard que les clients-ventes.

Le COFI/Cominco ont signalé que la période de cinq jours pour le paiement des factures de service était trop courte. Ils ont proposé de la prolonger à dix jours.

Décision

L'Office accepte l'explication de Westcoast selon laquelle cette dernière a besoin d'un délai plus long pour préparer les factures des clients-service, comme étant un motif raisonnable justifiant l'écart entre la date de facturation des clients-ventes et celle des clients-service. En outre, la période de paiement plus courte à laquelle les clients-service sont soumis est compensée d'une certaine façon par rapport aux clients-ventes par les cinq jours de calendrier de plus qu'ils ont pour payer. Par conséquent, l'Office refuse la proposition du COFI/Cominco.

Comptes en souffrance

Dans le cas d'un paiement en retard, Westcoast a proposé d'imputer un taux d'intérêt égal au taux préférentiel plus 5 %, qu'il s'agisse d'un client-ventes ou client-service.

Pour les clients-ventes, Westcoast a souligné qu'en cas de défaut de paiement pendant trente jours, livraisons pourraient être suspendues et après quinze jours de plus, l'entente de vente pourrait être annulée pourvu que Westcoast ait donné 15 jours auparavant un préavis par écrit de son intention de suspendre les livraisons ou de mettre fin à l'entente ou les deux. Dans le cas des clients-service, Westcoast a proposé qu'il soit permis de suspendre les livraisons ou de mettre fin à une entente ou les deux si le défaut de paiement devait se poursuivre pendant plus de 48 heures, et ce sans qu'il soit nécessaire de donner un préavis par écrit.

Le COFI/Cominco ont contesté le taux d'intérêt proposé pour les comptes en souffrance. Ils considèrent ce taux comme étant excessif étant donné que les factures doivent être payées dans un délai de cinq ou de dix jours. Ils ont laissé entendre que le taux préférentiel plus 2 % serait davantage conforme à la pratique commerciale générale. Westcoast a répondu qu'il ne fallait pas confondre le taux d'intérêt sur les comptes en souffrance et un taux d'emprunt et a souligné que les clients distributeurs de Westcoast ne s'étaient pas opposés au taux préférentiel plus 5 %.

Le COFI/Cominco ont également contesté la proposition de suspendre les livraisons ou de mettre fin à une entente de service après un défaut de paiement de 48 heures. Ils ne voyaient aucune raison de traiter les clients-ventes et les clients-service différemment et ils n'acceptaient aucune différenciation basée sur les rapports passés. Ils ont proposé que les clients-ventes et les clients-service reçoivent le même traitement, et qu'il soit permis à Westcoast de suspendre les livraisons à un client-ventes ou à un client-service après sept jours de défaut de paiement, pourvu que Westcoast ait donné 48 heures auparavant un préavis par écrit à cet effet.

Westcoast a répondu que les clients-service sont traités plus sévèrement que les clients-ventes en raison de leur moins grande solvabilité. Westcoast a dit que si une période d'avis plus longue était adoptée dans le cas des clients-service, une plus grande garantie serait nécessaire.

Décision

En ce qui concerne le taux d'intérêt sur les comptes en souffrance, l'Office est d'avis que la proposition de Westcoast d'un taux préférentiel plus 5 % est trop sévère. Par conséquent, l'Office approuve le taux préférentiel plus 2 %, car considère ce taux comme étant plus raisonnable.

L'Office a été convaincu qu'une période raisonnable devait s'écouler avant que Westcoast puisse avoir le droit d'envisager des solutions pour garantir le paiement des comptes en souffrance et que 48 heures, comme le propose Westcoast, n'est pas une période raisonnable. En outre, comme il l'a déclaré auparavant, l'Office est d'avis que, dans la mesure du possible, il ne devrait y avoir aucune différence entre les modalités des clients-ventes et celles des clients-service. Par conséquent, l'Office a décidé que les mesures prises par Westcoast envers les clients qui ont des comptes en souffrance devraient être uniformes et

que, conformément à la suggestion du COFI/Cominco, Westcoast devra incorporer le libellé suivant dans les Modalités générales d'exécution des ventes et du service:

"En cas de défaut de paiement d'un acheteur expéditeur pendant sept jours, Westcoast peut suspendre les livraisons de gaz, en plus de toute autre mesure à laquelle Westcoast pourrait recourir. Si le défaut de paiement de l'acheteur expéditeur se poursuit pendant trente jours de plus, alors en plus de toute autre mesure à laquelle Westcoast pourrait recourir, Westcoast peut mettre fin à l'entente de vente ou de service avec l'acheteur ou l'expéditeur. Pour avoir le droit de suspendre les livraisons ou de mettre fin à une entente de vente ou de service aux termes de la présente section (numéro pertinent), Westcoast doit d'abord donner 48 heures auparavant à l'acheteur expéditeur un préavis par écrit de son intention d'exercer un de ces droits ou les deux et donner à l'acheteur expéditeur le droit de payer la somme due à Westcoast dans ce délai de trente jours." (N.d.t.)

4.11.4 Force majeure

Un certain nombre d'intervenants ont contesté le libellé proposé de la clause de force majeure contenue dans les modalités générales de Westcoast. Le COFI/Cominco et Ocelot ont proposé une modification de cet article afin que le client soit exempté de payer les droits de Westcoast lorsqu'un cas de force majeure se présente sur le réseau de Westcoast ou à l'extérieur de celui-ci. On a laissé entendre que l'application du libellé actuel dégagerait Westcoast de ses obligations contractuelles en cas de force majeure sur le réseau de Westcoast, mais que si le cas de force majeure se produisait à l'extérieur du réseau de Westcoast, l'expéditeur invoquant le cas de force majeure serait quand même obligé de faire les paiements mensuels conformément à l'entente de service avec Westcoast.

Westcoast a fait valoir que l'article relatif à la force majeure assure un partage équitable des responsabilités entre la société et l'expéditeur. Westcoast serait obligée de fournir un crédit à la composante-demande de ses droits si un cas de force majeure se produisait sur le réseau de Westcoast, tandis que l'expéditeur devrait toujours payer les droits de Westcoast si le cas de force majeure se produisait sur le réseau de l'expéditeur.

Décision

L'Office est d'avis que la clause de force majeure a pour objet de décharger une partie invoquant la force majeure, de ses obligations contractuelles pour la durée de l'événement, étant donné que la partie en question doit faire face à des événements indépendants de sa volonté. Par conséquent, l'Office ordonne que les Modalités générales d'exécution des ventes et du service respectivement soient modifiées comme suit:

(1) **Article 14.03 - Ventes (Article 18.03 - Service)**

- a) **Nonobstant l'article 5.01 - Ventes (article 6.01 - Service) dans le cas où soit Westcoast soit un expéditeur deviendrait incapable, totalement ou en partie, en raison d'une situation de force majeure, de respecter une condition ou une obligation de cette condition ou toute condition ou obligation en vertu de l'entente de vente ou de service entre les parties, ou de s'y conformer, il serait déchargé de ces conditions ou obligations, dans la mesure où elles sont affectées par une telle situation de force majeure, tant que se poursuivrait l'incapacité ainsi causée.**
- b) **Nonobstant l'article 14.03 (a) - Ventes (article 18.03 (a) - Service) une situation de force majeure ne pourra décharger une partie de ses obligations à moins que la partie en question n'ait donné à l'autre partie un avis écrit, dans un délai raisonnable, de la cause de la force majeure et un avis semblable lors qu'une telle cause prend fin, et une telle cause ne continuera pas à décharger la partie en question de cette autre obligation après qu'une période raisonnable se sera écoulée au cours de laquelle une telle partie aurait pu, grâce aux efforts voulus, s'acquitter de ses obligations. (N.d.t)**

4.11.5 Clause d'arbitrage

Czar/Wainoco et Ocelot ont recommandé l'ajout d'une clause d'arbitrage aux Modalités générales d'exécution du service. Czar/Wainoco ont proposé que la clause exige que les parties et les arbitres traitent toute question dans un délai raisonnable et précis. Czar/Wainoco étaient également d'avis que grâce à une telle clause, les parties ne seraient pas obligées de s'adresser à l'Office chaque fois qu'un problème survient.

Westcoast estimait qu'une telle clause n'était pas nécessaire ni même réalisable et que les parties devraient être capables de résoudre tout différend entre elles.

Décision

L'Office n'est pas convaincu qu'une clause d'arbitrage soit nécessaire pour l'instant. L'Office rejette par conséquent la demande des intervenants relativement à une clause d'arbitrage.

4.11.6 Suppression de renseignements confidentiels d'ordre commercial

L'article 17.02 des Modalités générales d'exécution du service précise que, sur demande, l'expéditeur doit fournir à Westcoast des copies de tous les documents suivants: autorisations, permis, licences, certificats et ententes nécessaires à la livraison et à la relivraison de gaz en vertu d'une entente de service.

Petro-Canada a fait valoir que, du point de vue d'un système de marché libre et étant donné que Westcoast projette de mettre sur pied une société distincte pour s'occuper de ses activités de commercialisation, un expéditeur devrait être en mesure de supprimer des contrats de vente de gaz toute clause d'ordre commercial qu'il considère comme étant confidentielle.

Westcoast et les autres intervenants n'ont fait aucune observation sur la question.

Décision

Bien que l'Office convienne que Westcoast devrait avoir le droit d'être raisonnablement assurée que tous les documents et autorisations nécessaires ont été obtenus afin d'exécuter des ententes de service, il ne considère pas que cette assurance devrait donner à Westcoast le droit d'obtenir des copies de certains documents qui pourraient contenir des renseignements confidentiels d'ordre commercial. L'Office ordonne par conséquent à Westcoast de biffer la dernière phrase de l'article 17.02 des Modalités générales d'exécution du service qui se lit comme suit:

"L'expéditeur devra sur demande fournir à Westcoast des copies de tous les documents suivants: autorisations, permis, licences, certificats et ententes." (N.d.t.)

4.11.7 Détermination des volumes de gaz brut et résiduel

Dans sa demande initiale, Westcoast précisait à l'article 10 des Modalités générales d'exécution du service, les marches à suivre pour déterminer la quantité de gaz résiduel obtenue par le traitement du gaz brut livré à l'expéditeur. Westcoast a proposé une série de marches à suivre à utiliser aux usines de traitement de Taylor et de Boundary Lake et une autre série pour les usines de traitement de Fort Nelson et de Pine River.

Dans sa version finale des Modalités générales d'exécution du service, Westcoast a entièrement biffé l'article. Westcoast a expliqué que les propositions de marches à suivre pour répartir le gaz résiduel pour les usines de traitement de Taylor et de Boundary Lake étaient inappropriées car elles supposeraient une contraction uniforme pour tout le gaz traité. Cela ne serait pas conforme à la clause de l'entente de service en vertu de laquelle les expéditeurs doivent payer le traitement et la collecte en fonction de la composition réelle de leur gaz. Westcoast a éliminé les marches à suivre pour les usines de traitement de Fort Nelson et de Pine River car à son avis, il est précisé ailleurs dans les Modalités

générales d'exécution du service que la répartition du gaz résiduel à l'expéditeur doit se faire en fonction de la composition de son gaz.

Czar/Wainoco et Ocelot ont fait valoir que la marche à suivre pour répartir le gaz résiduel n'est expliquée ni clairement ni convenablement dans les modalités générales révisées d'exécution du service. Elles ont proposé que la marche à suivre initiale proposée pour les usines de traitement de Fort Nelson et de Pine River (en fonction du contenu d'éthane et de méthane) soit mise en vigueur et qu'elle soit appliquée à toutes les usines de traitement de Westcoast.

Décision

En ce qui concerne cette question, l'Office est d'avis que l'article 13 de la version finale des Modalités générales d'exécution du service explique clairement la façon dont Westcoast doit déterminer l'équivalent en gaz résiduel du gaz brut d'un expéditeur. Par conséquent, l'Office rejette la demande des intervenants de remettre en vigueur ces marches à suivre.

4.11.8 Recettes provenant des pénalités

Westcoast a proposé qu'il lui soit permis de garder les recettes provenant des pénalités en cas de non-respect des obligations de rendre compte et en cas de DNA. Elle a justifié sa position en déclarant que le but de ces pénalités est d'assurer une discipline. En fait, Westcoast a dit qu'elle ne s'attend pas à faire de l'argent avec ces pénalités. Dans le cas des pénalités DNA, Westcoast a fait valoir qu'un crédit au coût de service semblerait annuler l'effet de la pénalité en ce sens que la partie en faute pourrait récupérer une partie de ces fonds.

L'ASPIC a fait valoir que les pénalités DNA devraient être utilisées pour compenser tout crédit DC que Westcoast pourrait devoir payer à Northwest à l'avenir. En outre, l'ASPIC a fait valoir que les pénalités devraient être créditées au coût du service si les crédits DC ne sont pas nécessaires ou si les pénalités excèdent le montant des crédits DC.

Un certain nombre d'intervenants étaient d'avis que Westcoast ne devrait pas avoir le droit de garder les recettes provenant des pénalités. Deux intervenants ont proposé que s'il y avait des recettes provenant des pénalités, elles devraient revenir aux producteurs fournissant du gaz à Westcoast, si ce gaz a renfloué les relivraisons à l'expéditeur, ou être débitées au coût de service applicable aux ventes faites par Westcoast si l'expéditeur a renfloué ces ventes.

Décision

L'Office considère que les clauses de Westcoast relativement aux pénalités sont assez sévères pour donner une bonne raison aux expéditeurs d'éviter de telles pénalités. L'Office a par conséquent décidé de permettre à Westcoast de garder les recettes provenant de ces pénalités et demandera à la société d'enregistrer séparément toute recette provenant de pénalités.

4.11.9 Changements aux ententes de service pro forma

Dans leur preuve directe supplémentaire, Czar/Wainoco ont fait part de leurs préoccupations concernant l'article 2.01 de l'Entente de service pro forma qui décrit le service devant être fourni par Westcoast et l'article 4 qui établit les points de livraison et de relivraison.

Czar/Wainoco ont proposé que l'article 2.01 soit modifié pour refléter les fonctions applicables (soit la collecte, le traitement et le transport); la conversion des volumes de gaz brut en volume de gaz résiduel; et les répercussions de l'équilibrage de l'énergie sur les volumes contractuels. Czar/Wainoco ont en outre recommandé d'inclure une clause à l'article 4 pour permettre de modifier l'annexe A, qui établit les points de livraison et l'annexe B, qui établit les points de relivraison.

Décision

L'Office note que ni Westcoast ni d'autres intervenants ont fait des observations sur les préoccupations mentionnées par Czar/Wainoco.

L'Office, après avoir étudié les ententes de service pro forma déposées par Westcoast, n'est pas convaincu qu'il soit nécessaire d'instituer les changements proposés par Czar/Wainoco. Par conséquent, l'Office a refusé les changements proposés par Czar/Wainoco.

Chapitre 5

Questions relatives à l'ordonnance TG-5-79

5.1 Dépassements

L'ordonnance TG-5-79, dans sa version modifiée, autorisait Westcoast à inclure automatiquement dans la moyenne de sa base mensuelle des taux ou dans ses droits relatifs au coût du service, les coûts qui avaient été précédemment approuvés par l'Office ou qui avaient été déterminés conformément aux méthodes ou paramètres déjà approuvés. Les coûts supérieurs aux montants déjà approuvés ne pouvaient pas être inclus dans la base des taux ni dans le coût du service avant approbation de l'Office fondée sur une demande fournissant les montants des dépassements et les raisons pour lesquelles ils avaient eu lieu.

Bien que l'audience actuelle ait été tenue pour déterminer les tarifs et droits appropriés qui devraient s'appliquer à Westcoast en vertu d'un régime de droits fixes, l'Office a décidé d'examiner les demandes de dépassement de coût de la société dans le cadre de ces délibérations. Les décisions de l'Office relatives à ces questions sont données aux sections 5.2 et 5.3.

5.2 Demande de rajouts à la base des taux

Dans une demande du 21 mars 1986, Westcoast a demandé l'autorisation d'inclure dans la moyenne de la base mensuelle des taux 225 000 \$ représentant les coûts du projet qui étaient supérieurs au montant le plus élevé des deux suivants: 25 000 \$ ou 105 % du coût estimatif des installations approuvé en vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONÉ. Le 11 avril 1986, Westcoast a présenté une demande supplémentaire d'approbation de rajouts complémentaires à la base des taux s'élevant à 24 000 \$. Les deux demandes ont été déposées conformément au paragraphe 16 de l'annexe A de l'ordonnance TG-5-79, dans sa version modifiée. Les intervenants n'ont pas mis en doute la prudence des dépassements et ne se sont pas opposés non plus à leur inclusion dans la moyenne de la base mensuelle des taux.

Décision

L'Office autorise l'inclusion du montant de 249 000 \$ dans la moyenne de la base mensuelle des taux.

5.3 Rapport d'écart dans le budget des dépenses d'exploitation et d'entretien de 1985

Conformément aux alinéas 14 b) de l'annexe A et au paragraphe 41 de l'ordonnance TG-5-79, dans sa version modifiée, Westcoast a, le 28 février 1986, déposé son rapport d'écarts budgétaires de 1985 et une demande. Dans celle-ci, Westcoast demandait à l'Office l'autorisation de recouvrer dans ses droits du coût du service mensuel, des dépassements d'E&E totalisant 2 579 000 \$ pour certains centres de

coût ainsi que des frais financiers calculés conformément au paragraphe 9.5 de l'ordonnance TG-5-79, dans sa version modifiée. Un témoin de la société a déclaré qu'une somme de 99 000 \$ pour coûts juridiques relatifs au réseau de Kingsgate dans le Sud de l'Alberta devrait être déduite de ce montant (voir tableau 5-1).

Tableau 5-1

**Demande de Westcoast relative à des dépassements par rapport
au budget d'E&E de 1985
(en milliers de dollars)**

Centre de coût	Salaires, traitements et avantages sociaux	Autres dépenses	Imprévus	Total
District du Nord	99	113	-	212
Distric du Sud	-	-	-	-
Usine de Ford Nelson	319	-	5	324
Usine de McMahon	-	734	-	734
Usine de soufre de Taylor	63	77	-	140
Usine de Pine River	-	16	-	16
Autres centres de coût	-	-	-	-
Département de Vancouver	-	30	-	30
Frais généraux d'admission	-	1 123	5	1 123
Total partiel	481	2 093	5	2 579
Rajustement pour dépassement	-	(99)	-	(99)
Total	481	1 994	5	2 480

Les intervenants ont questionné les témoins de la société à propos de diverses dépenses qui excédaient les budgets approuvés; cependant, aucun intervenant ne s'est opposé à leur recouvrement.

Décision

L'Office approuve le recouvrement de 2 480 000 \$, soit 2 579 000 \$ moins 99 000 \$, plus les frais financiers au 15 août 1986, calculés conformément au paragraphe 9.5 de l'ordonnance TG-5-79, dans sa version modifiée. Ce montant sera recouvré en tant que partie du coût du service de décembre 1985 conformément au paragraphe 41 de ladite ordonnance.

Chapitre 6

Base des taux

Le tableau 6-1 montre les rajustements de la base des taux apportés par l'Office pour l'année d'essai se terminant le 31 décembre 1986. Les détails relatifs aux rajustements sont expliqués dans les sections qui suivent.

6.1 Projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley

6.1.1 Traitement comptable proposé par Westcoast

En juillet 1981 un bris est survenu sur le gazoduc Grizzly Valley alors qu'il était en service de gaz acide.

Tableau 6-1
Base moyenne des taux Année d'essai se terminant le 31 décembre 1986
(en milliers de dollars)

	Demande ¹	Demande révisée ²	Rajustements de l'ONE	Autorisée par l'ONE
Installation de gazoduc en service	1 258 543	1 254 850	(132)	1 254 718
Dépréciation accumulée	(502 528)	(502 495)	5 860	(496 635)
Installation de gazoduc en service nettes	756 015	752 355	5 728	758 083
Perte extraordinaire d'installations - Grizzly Valley	3 391	3 391	-	3 391
Études et levés préliminaires - Projet de l'île de Vancouver	3 169	3 169	(3 169)	-
Rajustement de l'impôt sur le revenu - Grizzly Valley	-	-	(11 324)	(11 324)
Contributions pour aider à la construction	(3 780)	(3 780)	-	(3 780)
Investissement dans les installations	758 795	755 135	(8 765)	746 370
Matériaux et fournitures	15 829	15 829	-	15 829
Remplissage de la canalisation	5 881	5 320	-	5 320
Frais payés d'avance	2 376	2 376	(996)	1 380
Impôts sur le revenu reportés	(75 531)	(75 531)	-	(75 531)
	707 350	703 129	(9 761)	693 368
Fonds de roulement d'encaisse	16 020	16 016	(8 821)	7 195
Moyenne de la base des taux	723 370	719 145	(18 582)	700 563

1 Demande du 1er décembre 1985, modifiée le 26 février 1986 par Westcoast

2 Le 16 juin 1986, Westcoast a déposé la pièce justificative B-108 qui mettait à jour la demande en vue de traduire divers changements en raison des questions soulevées au cours de l'audience.

Westcoast a remplacé la partie du gazoduc qui était brisée et en décembre 1982 demandait l'autorisation de traiter certains coûts relatifs au gazoduc abandonné de Grizzly Valley à titre de réforme extraordinaire et d'inclure le coût du gazoduc de remplacement au compte d'installations de gazoduc en service (IGS).

Westcoast a en outre entamé une poursuite judiciaire pour récupérer les coûts de remplacement auprès des diverses sociétés que Westcoast tient responsables du bris. La somme demandée, 22 032 000 \$ plus les intérêts, a été établie à partir du coût estimatif du projet de remplacement.

La demande de Westcoast pour l'approbation du traitement comptable qu'elle proposait a été étudiée en 1983 au cours de l'audience publique relative aux droits de la société. Après avoir étudié les points de vue de toutes les parties, l'Office a délivré l'ordonnance AO-20-TG-5-79 qui ordonnait à Westcoast de laisser le coût original de la canalisation dans le compte IGS et, à compter du 1^{er} septembre 1983, d'inscrire dans un compte de report le coût du projet de remplacement, moins la dépréciation accumulée, ainsi que les frais financiers, en attendant la résolution de l'action en justice entamée par Westcoast à la Cour suprême de la Colombie-Britannique ou jusqu'au 31 décembre 1985, selon la plus courte de ces deux périodes.

Le 8 novembre 1985, Westcoast a informé l'Office qu'elle avait conclu un règlement avec les parties au litige le 30 octobre 1985. La société avait reçu la somme de 20 250 000 \$ à titre de règlement. En même temps, Westcoast a en outre demandé une ordonnance approuvant sa proposition en vue de considérer le gazoduc Grizzly Valley initial comme une réforme extraordinaire et d'inclure le coût net du projet de remplacement dans la base des taux. Cela aurait permis à Westcoast de récupérer le coût non déprécié de 4 135 396 \$ de la canalisation initiale dans le coût du service au cours des mois de novembre et décembre 1985 et de transférer le coût net du gazoduc de remplacement, soit 10 732 239 \$, du compte de report au compte IGS.

Les parties intéressées ne se sont pas opposées à la proposition de la société. Toutefois elles ont soulevé la possibilité qu'elle ait des répercussions sur l'impôt sur le revenu et BCPC a notamment demandé que l'Office ne prenne pas de décision relativement à la demande avant qu'elle ait eu l'occasion de faire une présentation relative à cette question. L'Office a refusé la demande de la société et le 12 décembre 1985, a délivré l'ordonnance TGI-10-85 ordonnant à Westcoast de placer le coût non récupéré du projet de remplacement dans un compte de report, ainsi que les frais financiers, jusqu'à ce qu'une décision soit rendue au cours de la prochaine audience relative aux droits de Westcoast.

Dans sa présente demande, Westcoast a encore d'inclure le coût net du projet de remplacement dans la base des taux à compter du 1^{er} janvier 1986 et de considérer la canalisation originale comme une réforme extraordinaire, le coût non déprécié étant récupéré dans les droits de la société au cours d'une période de trois ans. La société a également proposé d'inclure dans la base des taux le solde non amorti.

Les intervenants étaient d'avis que Westcoast avait poursuivi l'action en justice contre les sociétés responsables de la manufacture de la canalisation initiale avec diligence et qu'elle en était arrivée à un règlement satisfaisant. Par conséquent tous étaient d'accord avec le traitement comptable et l'établissement des droits proposés pour le gazoduc Grizzly Valley initial et le projet de remplacement.

Les intervenants se sont toutefois opposés à la façon dont Westcoast proposait de traiter les répercussions sur l'impôt sur le revenu relativement au projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley. La section 8.8.1 porte sur cette question et donne la décision de l'Office à ce sujet.

Décision

L'Office a étudié la preuve présentée par Westcoast à l'appui du traitement comptable et de l'établissement des droits qu'elle propose relativement au gazoduc Grizzly Valley initial et au projet de remplacement.

L'Office est d'avis que Westcoast s'est occupée activement de son action en justice contre les diverses parties responsables de la fabrication de la canalisation et qu'elle en est arrivée à un règlement équitable dans son entente avec ces parties.

L'Office note également que les intervenants étaient généralement d'accord avec le traitement proposé par Westcoast en ce qui concerne Grizzly Valley. Par conséquent, l'Office a approuvé la proposition de Westcoast, à compter du 1^{er} janvier 1986, comme suit:

- a) le coût du gazoduc Grizzly Valley initial, soit la somme de 6,763 millions de dollars, sera retiré du compte 100 - Installations de gazoduc en service;
- b) la somme de 2,695 millions de dollars relative à ce coût sera retirée du compte 105 - Dépréciation accumulée;
- c) la somme de 4,068 millions de dollars sera placée dans le compte 171 - Pertes extraordinaires d'installations - et amorties dans le coût du service en mensualités égales sur une période de trente-six mois;
- d) en ce qui concerne le solde non amorti du compte 171, le traitement se fera suivant la base des taux au cours de la période d'amortissement; et
- e) le coût net du projet de remplacement s'élevant à 10,599 millions de dollars sera inscrit dans le compte 100 - Installations de gazoduc en service et inclus dans le calcul de la base moyenne des taux.

6.1.2 Révision de l'Ordonnance TGI-10-85

Dès réception de la demande de révision de Westcoast mentionnée à la section 1.4, l'Office a décidé de réviser son ordonnance TGI-10-85 relativement au traitement comptable des coûts liés au projet de remplacement du gazoduc Grizzly Valley. La demande de révision découlait du fait que l'action en justice a été réglée le 30 octobre 1985 et que l'Office n'a pas délivré l'ordonnance mentionnée ci-dessus avant le 12 décembre 1985. Dans son interprétation de l'ordonnance AO-20-TG-5-79 initiale, l'Office a conclu que l'ordonnance initiale prenait fin le 30 octobre 1985, date du règlement du litige. L'Office a en outre conclu que la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance TGI-10-85 devait être le 12 décembre 1985 car en décider autrement nécessiterait l'établissement rétroactif des taux. Par conséquent, il y a eu une période d'environ six semaines au cours de laquelle ces coûts n'étaient pas compris dans un compte de report et par conséquent aucuns frais financiers ne se sont accumulés.

Dans sa demande de révision du 9 avril 1986, Westcoast a fait valoir que permettre des frais financiers dans le compte de report pour la période débutant le 31 octobre 1985 ne constituerait pas l'établissement rétroactif des taux. La société a en outre fait valoir que même s'il devait conclure que le traitement demandé constituerait l'établissement rétroactif des taux, l'Office avait la compétence pour délivrer une ordonnance rétroactive.

Dans sa lettre du 18 décembre 1985 à l'Office dans laquelle Westcoast demandait plus de précision quant à la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance TGI 10 85, elle a fait valoir que si l'Office concluait que la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance était le 12 décembre 1985, les conséquences seraient les suivantes:

- a) le projet de remplacement Grizzly Valley aurait été automatiquement retourné au IGS, en vertu du paragraphe 1 c) (iii) de l'annexe B de l'ordonnance TG-5-79, le 30 octobre 1985 où il aurait réalisé un rendement et aurait été soumis à la dépréciation;
- b) le 12 décembre 1985, le solde du projet de remplacement Grizzly Valley aurait été transféré du IGS au nouveau compte de report provisoire (établi en vertu de l'ordonnance TGI-10-85); et
- c) des frais financiers se seraient accumulés sur le montant transféré à compter du 12 décembre 1985 tel que précisé au paragraphe 3 de l'ordonnance TGI-10-85.

Les parties intéressées ont eu l'occasion de parler de la question dans la plaidoirie finale mais seule Inland, qui a appuie la demande de Westcoast, l'a fait.

Décision

L'Office a étudié les plaidoiries présentées par Westcoast dans sa demande écrite de révision et dans la plaidoirie finale et il n'est pas persuadé que l'interprétation donnée initialement à l'ordonnance TGI-10-85 soit incorrecte. Toutefois, l'Office accepte le traitement comptable précisé par Westcoast dans sa lettre du 18 décembre 1985 car il est d'avis que lorsque l'ordonnance AO-20-TG-5-79 a pris fin le 30 octobre 1985, le traitement précisé par Westcoast découlait de l'exécution normale de l'ordonnance TG-5-79. L'Office note que dans la plaidoirie finale, Westcoast a déclaré que s'il acceptait ce traitement comptable, l'Office pourrait considérer sa demande de révision comme étant retirée.

Par conséquent, l'Office accepte le retrait de la demande de révision présentée par Westcoast et ne rendra aucune autre décision relativement à cette demande.

6.2 Le projet de l'île de Vancouver

Dans ses Motifs de décision d'août 1983 relativement à Westcoast, l'Office ordonnait à Westcoast d'inscrire tous les coûts présents et futurs liés au projet de l'île de Vancouver dans deux comptes de report. Westcoast devait placer tous les frais d'audience dans un compte, tandis que l'autre compte comprendrait tous les coûts non liés à l'audience. Des frais financiers devaient s'accumuler dans les deux comptes, calculés au rendement autorisé de la base des taux pour la société. En juin 1984, après une longue audience relativement à un projet de construction d'un pipeline pour transporter le gaz naturel à l'île de Vancouver, la BCUC a décidé que le pipeline devrait être construit par B.C. Hydro.

Dans sa présente demande relative à de nouveaux droits, Westcoast a demandé la récupération de certains coûts du projet de l'île de Vancouver totalisant 4,002 millions de dollars y compris les frais financiers. Le tableau 6-2 donne la ventilation de ces montants. En contre-interrogatoire, un témoin de la société a informé l'Office que les salaires totalisant 768 921 \$ relativement à ce projet avaient déjà été récupérés dans les droits mensuels du coût du service.

Tableau 6-2

Coûts du projet de l'île de Vancouver
(en milliers de dollars)

	Coûts du projet	Frais financiers	Total
Audience	1 533	365	1 898
Levé préliminaire	1 585	519	2 104
	3 118	884	4 002

Westcoast a proposé de récupérer les coûts sur une période de trois ans à compter du 1^{er} janvier 1986, et d'inclure le solde non amorti dans la base des taux.

Le projet proposé par Westcoast comprenait un pipeline allant de Williams Lake à Powell River, où elle avait l'intention de construire une usine d'engrais à l'échelle mondiale, et un pipeline sous-marin jusqu'à Comox, sur l'île de Vancouver.

Westcoast a fait valoir que des projets tels que celui-ci, qui pourraient profiter à tous les utilisateurs du réseau de Westcoast, devraient être payés par ces utilisateurs, que l'on donne suite au projet ou non. La société a également déclaré qu'elle ne croyait pas que son rendement du capital approuvé pour le service public compensait ses actionnaires des risques pris relativement à des projets liés au service public pour lesquels une demande avait été faite mais qui n'avaient pas été construits, la réglementation n'ayant pas été approuvée.

Westcoast était d'avis qu'à titre d'important service public de gaz, étendre le marché du gaz naturel de la Colombie-Britannique à l'île de Vancouver faisait réellement partie de ses activités, et qu'elle devait le faire en raison des avantages qu'en tireraient les producteurs, les distributeurs et les consommateurs de la province.

Westcoast avait interrompu tous les travaux relatifs au projet après que le gouvernement de Colombie-Britannique ait décidé en février 1981 que le pipeline devait être construit par B.C. Hydro. Cependant, en avril 1982, le ministre de l'Énergie des Mines et des Ressources pétrolières de Colombie-Britannique informait la société par lettre que des demandes avaient été faites par les parties intéressées afin d'évaluer le projet au cours d'une audience publique être tenue devant la BCUC. En réponse à cet avis la société a déposé une demande auprès de la BCUC.

L'APC a fait savoir qu'elle s'était constamment opposée à la construction par Westcoast d'un pipeline jusqu'à l'île de Vancouver. Elle a fait valoir que l'exploitation du pipeline aurait occasionné un déficit cumulatif des recettes qui aurait imposé un fardeau additionnel aux payeurs de droits du réseau actuel en vertu de la tarification qui serait amenée. L'APC aurait également déclaré que si l'Office permettait à Westcoast de récupérer ses coûts préliminaires, il permettrait au service public d'avoir un avantage concurrentiel par rapport à une société non réglementée et, à titre d'exemple, a mentionné la récupération d'environ 769 000 \$ en salaires directs pour la société.

Le COFI ne croyait pas que le projet de pipeline jusqu'à l'île de Vancouver n'était qu'une simple expansion du réseau actuel mais estimait qu'il s'agissait plutôt d'une extension importante dans une nouvelle région du marché. L'ASPIC a souligné que Westcoast avait présenté sa demande auprès de la BCUC, en utilisant les prix au puits qu'il considérait comme étant réalistes mais qui n'étaient toutefois pas ceux que le gouvernement provincial avait auparavant établis comme devant être utilisés par les demandeurs dans leurs mémoires.

B.C. Hydro s'est opposée à la récupération de tout coût n'aurait pas été récupéré auparavant dans le coût du service.

En résumé, les intervenants étaient d'avis que si un service public réglementé comme Westcoast décidait de faire une demande relative à un projet raisonnablement risqué comme celui du pipeline de l'île de Vancouver, en cas de réussite, il tirerait avantage de l'ajout des installations dans le calcul de la base des taux. Cependant, si l'on ne donnait pas suite au projet, alors les actionnaires de Westcoast devraient être prêts à absorber tout coût qui y serait lié.

Décision

L'Office convient avec l'APC que dans la plupart des circonstances un service public réglementé aurait un avantage par rapport aux sociétés non réglementées si l'organisme de réglementation permettait au service public de récupérer les coûts préliminaires des projets qui auraient été proposés mais jamais construits. Une telle situation serait discriminatoire envers les sociétés non réglementées et pourrait même les décourager de donner suite à des projets de service public en concurrence avec un service public réglementé si elles croyaient que le service public réglementé ne risquait rien relativement à la récupération de ses coûts. La délivrance d'un certificat d'utilité publique par l'Office en vue de construire et d'exploiter un pipeline particulier ne vise pas à donner à cette société un avantage

concurrentiel par rapport à toutes les propositions possibles de prolonger ce pipeline ou de construire de nouveaux pipelines non raccordés.

L'Office ne croit toutefois pas que le projet de l'île de Vancouver soit typique, en ce sens qu'il y a d'autres facteurs que l'Office doit prendre en considération pour arriver à sa décision. L'un de ces facteurs est la décision du gouvernement de la Colombie-Britannique à l'effet que le projet soit évalué par la BCUC au cours d'une audience publique, après avoir initialement décidé que B.C. Hydro devrait construire le pipeline. Par suite de cette décision, à toute fin pratique, Westcoast a été invitée à présenter une demande auprès de la BCUC. Un autre facteur dont l'Office doit tenir compte est l'encouragement que les sociétés recevaient des gouvernements au cours de cette période pour prolonger les pipelines et offrir le gaz naturel aux consommateurs d'un océan à l'autre, réduisant ainsi la dépendance du Canada sur le pétrole. À cet égard, il faut noter qu'en vertu de l'ancien programme énergétique national, des subventions devaient être offertes pour aider à atteindre ce but.

L'Office note également que Westcoast a déjà récupéré, au moyen des droits applicables au coût du service, les salaires directs de 768 921 \$ liés au projet de l'île de Vancouver, en plus d'avoir pris avantage de diverses dépenses à titre de déductions aux fins d'impôt sur le revenu.

L'Office a conclu que le projet de l'île de Vancouver n'est pas représentatif du type de projet dont les risques seraient pris entièrement par les actionnaires. Par conséquent, l'Office a décidé qu'il devrait y avoir un partage équitable des coûts du projet entre les actionnaires et les payeurs de droits. Après avoir étudié toute la preuve, l'Office approuve la récupération de tous les coûts relatifs à l'étude préliminaire, soit 1,585 million de dollars et de la moitié, soit 767 000 \$, des coûts d'audience, au cours d'une période de trente-six mois à compter du 1^{er} janvier 1986. Cependant, l'Office rejette tous les frais financiers s'élevant à 884 000 \$ et refuse l'inclusion du solde non amorti dans le calcul de la base moyenne des taux.

6.3 Installations de gazoduc en service

6.3.1 Rajouts prévus aux installations

Westcoast, dans sa mise à jour finale du 14 mai 1986, a demandé d'inclure dans l'IGS moyen pour l'année d'essai les rajouts prévus aux installations totalisant 48,532 millions de dollars. Ce chiffre comprenait les coûts estimatifs du projet du "pipeline Sikanni" de 6,952 millions de dollars et du projet "du pipeline de condensats acides de l'usine de McMahan", soit 675 000 \$. À la fermeture de

l'audience, aucun de ces deux projets n'avait reçu l'approbation de l'Office en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ.

Westcoast était d'avis que la base des taux devrait comprendre les prévisions les plus probables des rajouts aux immobilisations de l'année d'essai, bien qu'aucun de ces rajouts aux immobilisations n'ait encore été approuvé par l'Office.

La position d'Inland était qu'aucun des coûts liés au projet Sikanni ne devrait être inclus dans la base des taux jusqu'à ce que les projets aient été approuvés par l'Office. Inland a noté que si l'Office devait approuver le compte de report proposé par Westcoast pour les rajouts non prévus aux immobilisations et de y ait y inclure les rajouts prévus pas encore approuvés, cela fournirait une protection suffisante à Westcoast.

Décision

L'Office approuve l'inclusion, au cours de l'année d'essai, du coût de tous les projets ayant reçu l'approbation de l'Office en vertu de la Partie III de la Loi avant la fermeture de la phase sur la preuve de l'audience. En outre, l'Office approuve l'inclusion des coûts prévus du projet de pipeline Sikanni. Cependant, en ce qui a trait au projet de canalisation de condensats acides de McMahon, l'Office note que dans une lettre du 10 juillet dernier Westcoast a retiré sa demande relative aux installations déposée en vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONÉ. Par conséquent, l'Office a réduit l'IGS moyen de l'année d'essai de 132 000 \$ afin de traduire le retrait du coût en capital du projet.

6.3.2 Données relatives à la base des taux

L'Office note qu'au cours de l'audience, Westcoast n'a pas été en mesure de donner des réponses complètes à certaines des demandes de l'Office concernant des données relatives à la base des taux étant donné le temps nécessaire pour préparer ces données.

Décision

L'Office ordonne à Westcoast de fournir, dans sa prochaine demande relative à de nouveaux droits, des détails concernant chaque projet pour lequel des coûts ont été transférés ou doivent être transférés au IGS au cours de l'année de référence et de l'année d'essai. Pour chaque projet, il faut indiquer:

- a) le numéro et le titre du projet tel que déposé en vertu de la Partie III de la Loi;
- b) le numéro d'ordonnance de l'Office autorisant la dépense;
- c) l'estimation des coûts selon la demande en vertu de la Partie III de la Loi;
- d) la première date de mise en service;

- e) le coût transféré aux installations de gazoduc en service au cours de l'année d'essai ou de l'année de référence ou des deux;
- f) le coût comptable cumulatif total à la fin de l'année de référence ou de l'année d'essai ou des deux;
- g) le coût additionnel estimatif nécessaire pour compléter le projet au-delà de l'année d'essai;
- h) la date estimative ou réelle de clôture du compte; et
- i) le coût total estimatif du projet.

6.4 Dépréciation accumulée et soldes non amortis

6.4.1 Dépréciation accumulée

L'Office a rajusté la dépréciation accumulée moyenne de l'année d'essai afin de refléter ses décisions relatives aux taux d'amortissement et aux dépenses de dépréciation tels que détaillés à la section 8.2.2. Le rajustement du débit est illustré dans le tableau 6-3.

Tableau 6-3
Rajustement de la dépréciation accumulée apporté par l'ONÉ
(en milliers de dollars)

Dépréciation accumulée moyenne ajoutée au cours de l'année d'essai:

selon la demande	18 698
selon l'ONÉ	12 838

Rajustement de l'ONÉ	5 860
-----------------------------	--------------

6.4.2 Soldes non amortis

L'Office a retiré 3,169 millions de dollars de la base moyenne des taux afin de refléter sa décision à la section 6.2 de refuser le traitement de la base des taux pour les coûts du projet de l'île de Vancouver. L'Office a également inclus un crédit de 11,324 millions de dollars imputable à la base des taux qui représente le solde non amorti moyen du rajustement d'impôt sur le revenu de Grizzly Valley tel qu'expliqué à la section 8.8.1.

6.5 Gaz dans les conduites

Dans sa révision finale de sa demande, Westcoast a estimé la valeur moyenne du gaz dans les conduites à 5,320 millions de dollars pour l'année d'essai. Westcoast a fait savoir que les volumes de gaz dans les conduites pour l'année d'essai ont été établis à partir de l'analyse des registres de mesures au cours des trois dernières années et de simulations en utilisant les projections de débit pour l'année d'essai. La société a également reconnu qu'il était extrêmement difficile d'essayer de déterminer les volumes de gaz dans les conduites à n'importe quel moment donné dans son réseau.

Au cours du contre-interrogatoire et de la plaidoirie finale, les intervenants ont noté la difficulté que Westcoast semblait avoir à évaluer ses volumes de gaz dans les conduites ainsi que le prix. L'APC a laissé entendre qu'il serait possible d'éviter cette incertitude et cette complexité si Westcoast adoptait ce que l'intervenant croyait être la méthode utilisée par TransCanada, selon laquelle Westcoast calculerait le volume moyen de gaz dans les conduites pour l'année d'essai, le capitaliserait en utilisant le coût moyen prévu du gaz vendu par Westcoast et rajusterait la valeur du volume du gaz dans les conduites comprise dans la base des taux en fonction des écarts de prix. Cette proposition aurait pour conséquence que Westcoast déterminerait une norme pour le volume de gaz dans les conduites et rajusterait la valeur capitalisée du gaz dans les conduites en fonction des écarts de prix seulement.

Un témoin de Westcoast a déclaré qu'une telle méthode vaudrait la peine d'être étudiée.

B.C. Hydro était d'avis que le gaz dans les conduites devrait être amorti de la base des taux. Cependant, si cela n'était pas le cas, l'intervenant croyait que Westcoast devrait étudier la possibilité d'acheter le gaz dans les conduites à prix réduit.

B.C. Hydro et Inland s'inquiétaient toutes deux que l'estimation des volumes de gaz dans les conduites de Westcoast soit trop élevée car elle ne reflète pas le fait que Westcoast ne fournira plus de gaz dans les conduites aux expéditeurs qui transportent du gaz en vertu des ententes de transport direct.

Décision

Selon la preuve présentée, l'Office est d'avis que les estimations de Westcoast relativement aux volumes et au coût du gaz dans les conduites pour l'année d'essai sont raisonnables. Cependant, l'Office ordonne à Westcoast d'élaborer une autre méthode d'évaluation du gaz dans les conduites afin de simplifier le plus possible la méthode actuelle.

6.6 Frais payés d'avance

Westcoast a inclus dans les frais payés d'avance de l'année d'essai une somme pour les dépôts spéciaux d'environ 996 000 \$. Cette somme comprend des postes tels que les avances temporaires des employés, un fonds de caisse à montant fixe, les créances de logement des employés et les prêts aux étudiants. La société est d'avis que ces postes répondent aux conditions requises car il s'agit de frais payés d'avance et qu'ils devraient, par conséquent, faire partie de la base des taux.

L'APC a mis en doute leur inclusion dans la base des taux, notant que l'Office les avait rejetés au cours d'une audience précédente.

Décision

L'Office note que les postes comprenant des dépôts spéciaux sont de type avances de fonds ou créances. L'Office considère que la société est déjà indemnisée de ces frais grâce à l'inclusion dans la base des taux d'une provision pour fonds de roulement d'encaisse. La demande de Westcoast d'inclure un montant moyen de 996 000 \$ pour les dépôts spéciaux dans ses frais payés d'avance au cours de l'année d'essai est par conséquent rejetée.

6.7 Provision pour fonds de roulement d'encaisse

Étude des délais de paiements

L'Office, dans ses Motifs de décision d'août 1983 relativement à Westcoast, a ordonné à Westcoast de présenter une étude des délais de paiements au cours de sa prochaine demande relative à de nouveaux droits. L'étude, en plus de déterminer les délais et les écarts liés aux recettes et aux dépenses d'exploitation, devait inclure des détails relativement aux versements d'intérêt sur la dette à long terme et aux dividendes d'actions privilégiées.

Le 18 octobre 1985, Westcoast a présenté une telle étude dans le cadre de sa demande relative à de nouveaux droits. L'étude avait été préparée à partir des données réelles de 1984 et la même méthode avait été utilisée dans une étude de 1979; elle tentait de mesurer le délai moyen en jours entre la date où les fonds étaient déboursés et la date à laquelle ils étaient récupérés en recettes. En réponse à la directive de l'Office, la société a inclus des détails relatifs aux versements d'intérêt sur la dette à long terme et aux dividendes d'actions privilégiées. Ces renseignements, bien qu'inclus dans l'étude des délais de paiements, n'ont pas été utilisés pour calculer et par conséquent déterminer la provision pour fonds de roulement d'encaisse.

Lorsqu'elle a déterminé le nombre de jours de délai entre la date à laquelle les dépenses E&E étaient imputées au coût du service et celle de leur récupération dans les recettes de la société, Westcoast a inclus des postes tels que les matériaux et fournitures provenant du stock et le retrait de l'assurance des frais payés d'avance. En outre, les impôts autres que les impôts sur le revenu, calculés selon le montant en caisse et sur une base cumulative, ainsi que le délai de récupération du coût des devises étrangères ont été inclus dans le total des coûts d'exploitation. L'étude comprenait également une provision pour le délai de récupération de la dépréciation et de l'amortissement entre le moment où ils sont en moyenne retirés de la base des taux, et par conséquent ne produisent plus de rendement, et leur récupération.

Provision pour fonds de roulement d'encaisse

Westcoast avait initialement inclus dans sa demande relative à de nouveaux droits une provision moyenne pour fonds de roulement d'encaisse pour l'année d'essai de 16,020 millions de dollars, soit une augmentation de 8,450 millions de dollars par rapport à l'année de référence. La demande a été modifiée par la suite, et la provision finale moyenne pour fonds de roulement d'encaisse a été ramené à 16,016 millions de dollars. La méthode utilisée pour calculer la provision pour fonds de roulement d'encaisse était identique à celle utilisée au cours de la préparation de l'étude des délais de paiement.

Les intervenants se sont opposés à l'importante augmentation de la provision pour fonds de roulement d'encaisse demandée par Westcoast, qu'ils considèrent comme étant excessive. Ils ont noté qu'en ce qui a trait aux recettes, bien que le distributeur moyen présente le paiement de ses achats de gaz vingt-quatre jours après la fin de la période au cours de laquelle le service est fourni, PNG, une filiale de Westcoast, a dix-sept jours supplémentaires pour le faire. Westcoast a répondu que l'étude des délais des paiements était basée sur les faits et sur les conditions qui existent réellement.

En ce qui concerne les dépenses, les intervenants ont souligné que les prélèvements des stocks de matériaux et de fournitures, les dépenses relatives à l'assurance payée d'avance et les impôts autres que les impôts sur le revenu sur une base cumulative n'exigent pas de dépense de fonds. En outre, étant donné qu'elles sont comprises dans la base des taux où elles ont un rendement, elles ne devraient pas être incluses dans la provision pour fonds de roulement d'encaisse. Les intervenants ont également remis en question l'inclusion dans l'étude de la provision pour l'écart que la société maintient qui existe entre l'inscription comptable de la dépréciation et de l'amortissement et leur récupération.

D'autres questions soulevées au cours du contre-interrogatoire étaient: l'inclusion du décalage relatif aux opérations de change, car les intervenants ont maintenu qu'il s'agissait d'un coût de financement, et l'omission des fonds dont Westcoast dispose et qui proviennent de la perception des montants utilisés pour couvrir les versements d'intérêt sur la dette à long terme et les dividendes d'actions privilégiées, car ils font partie du rendement de la base des taux.

Les intervenants ont également remis en question l'omission du décalage entre la date à laquelle les paiements sont postés et leur réception subséquente par le fournisseur, déclarant que Westcoast disposait toujours de ces fonds pendant cette période. Un témoin de la société a convenu que l'inclusion d'un "délai d'expédition par la poste" dans l'étude des délais de paiement semblait raisonnable mais a déclaré que Westcoast n'avait pas entrepris d'étude pour déterminer la longueur réelle d'un tel délai.

Décision

L'Office considère que le but d'une provision pour fonds de roulement d'encaisse consiste à donner aux actionnaires de Westcoast un rendement sur les fonds qu'ils ont investis, en plus de ceux investis dans les usines et les stocks, dont la société a besoin pour des activités liées au service public. Ces fonds sont habituellement utilisés pour payer les salaires des employés, acheter des services extérieurs et d'autres fournitures ainsi que services divers dont la société a besoin pour ses activités quotidiennes.

Étant donné que ces fonds sont, de l'avis de l'Office, axés sur les activités, ils ont un rapport direct avec les dépenses E&E du service public. Bon nombre des postes que Westcoast a inclus dans sa provision pour fonds de roulement d'encaisse tels que les matériaux et les fournitures provenant des stocks, les dépenses relatives à l'assurance payée d'avance et l'accumulation des impôts autres que les impôts sur le revenu, constituent des postes hors caisse et reçoivent déjà le traitement de la base des taux. Le délai de recouvrement de la dépréciation et de l'amortissement, qui représente également une dépense hors caisse, et la

récupération des opérations de change, qui constitue une dépense financière, sont implicitement compensés dans le taux de rendement.

En ce qui concerne le versement des intérêts sur la dette à long terme et les dividendes d'actions privilégiées, l'Office est d'avis que ces postes, qui ne font pas partie de l'exploitation mais plutôt du financement de la société, sont des composantes du taux de rendement. En outre, ils sont liés à des obligations contractuelles entre les actionnaires de Westcoast et d'autres investisseurs de la société. Comme tels, ils ne concernent pas les activités quotidiennes de la société et ne font pas partie du calcul de la provision pour fonds de roulement d'encaisse.

En résumé, l'Office a décidé qu'une provision de fonds de roulement d'encaisse sera établie à partir de la dépense E&E de l'année d'essai en faisant des rajustements en fonction des retenues salariales des employés, qui ont un rapport direct avec les dépenses E&E, et un délai d'expédition par la poste de 2,5 jours pour les dépenses E&E, déduction faite des salaires et des avantages sociaux des employés. L'Office a rajusté le nombre de jours de décalage relativement aux dépenses E&E en déduisant du calcul de l'étude des délais de paiement, les matériaux et fournitures provenant des stocks et l'assurance payée d'avance imputée au coût du service. L'Office a également rejeté les impôts autres que les impôts sur le revenu, les opérations de change ainsi que la dépréciation et l'amortissement.

Par conséquent, la provision moyenne approuvée pour fonds de roulement d'encaisse pour l'année d'essai est de 7,195 millions de dollars comme l'illustre le tableau 6-4.

Tableau 6-4

Rajustement apporté par l'ONÉ de la provision pour fonds de roulement d'encaisse (en milliers de dollars)

	Demande révisée	Rajustements de l'ONÉ	Autorisée par l'ONÉ
Exploitation et entretien ¹	8 747	(27)	8 720
Impôts autres que l'impôt sur le revenu:			
Encaisse	70	(70)	-
Sur une base cumulative	3 833	(3 833)	-
Change	390	(390)	-
Retenues sur les salaires des employés	(1 300)	-	(1 300)
Délai de recouvrement de:			
Dépréciation	4 031	(4 031)	-
Amortissement des postes de la base des taux	242	(242)	-
Rajustements pour:			
Sikanni	2	(2)	-
McMahon	1	(1)	-
Délai d'expédition par la poste - 2 1/2 jours ²	-	(225)	(225)
Provision pour fonds de roulement d'encaisse	16 016	(8 821)	7 195

- 1 Rajusté conformément à la décision de l'Office relativement aux salaires, traitements et avantages sociaux à la section 8.1.1.
- 2 Calculé à partir des dépenses E&E moins les salaires et traitements qui sont déposés directement dans les comptes de banque des employés.

6.8 Répartition des droits selon les zones tarifaires

Aux fins d'établissement des droits qu'elle demandera pour les divers types de ventes et de services qu'elle offre, Westcoast a divisé son réseau en cinq zones tarifaires selon les secteurs d'activités.

Les cinq zones sont établies à partir des treize sections de la base des taux prescrites à l'annexe C de l'ordonnance TG-5-79, à l'exception de la section 13, Grizzly Valley, qui est sous-divisée en sections 13 a) collecte, 13 b) usine de Pine River et 13 c) transport à la station n° 2.

Comme première étape pour répartir son coût du service entre les cinq zones, la société répartit d'abord le taux de base entre les treize sections de la base des taux afin de pouvoir déterminer le rendement de la base des taux par section. Dans sa demande, Westcoast a réparti les divers postes qui composent la base des taux de l'année d'essai conformément à l'ordonnance TG-5-79, à l'exception des impôts sur le revenu reportés. En vertu de l'ordonnance TG-5-79, les impôts reportés ont été répartis au prorata entre les treize zones de la même façon que le taux de base. Westcoast a demandé à l'Office d'autoriser un changement de sorte que le solde des impôts sur le revenu reportés soit réparti

"d'après la provenance". La répartition "d'après la provenance", contrairement à la méthode "selon la base des taux", fait une estimation approximative de la contribution de chaque section de la base des taux au solde de l'impôt sur le revenu reporté en déterminant les écarts temporaires entre la dépréciation et l'allocation du coût en capital (ACC) pour chaque section de la base des taux au cours de la période pendant laquelle la société calculait les impôts sur le revenu sur une base normalisée.

La société est d'avis que cette méthode répartit d'une façon plus équitable que la méthode prescrite par l'ordonnance TG-5-79 la contribution de chaque section au solde de l'impôt sur le revenu reporté.

L'APC s'est opposée à la proposition de Westcoast, déclarant que le calcul de l'ACC selon les zones tarifaires ou les sections de la base des taux est hypothétique et incompatible avec la Loi de l'impôt sur le revenu.

Décision

L'Office reconnaît que calculer l'ACC selon la fonction ou la zone est incompatible avec le concept de "mise en commun" prescrit par la Loi de l'impôt sur le revenu. Toutefois, l'Office est d'avis qu'aux fins de l'établissement des droits, la répartition qui en résulte est plus représentative que la contribution de chaque zone tarifaire au solde de l'impôt sur le revenu reporté. Par conséquent, la méthode proposée par Westcoast pour la répartition du solde de l'impôt sur le revenu reporté est approuvée.

L'Office approuve également la répartition du solde des composantes de la base des taux selon la méthode prescrite par l'ordonnance TG-5-79.

6.9 Comptes de report de la base des taux

Westcoast a demandé un compte de report couvrant les demandes des tiers pour que Westcoast construise des installations de collecte et de traitement à court terme. Conformément à l'ancienne méthode de réglementation selon le coût du service variable, lorsque Westcoast recevait une ordonnance d'autorisation de mettre en service, le coût des installations, jusqu'à une certaine limite, était automatiquement imputé dans le calcul de la base moyenne des taux. Westcoast était d'avis que si elle a devait construire des installations à court terme selon la méthode de réglementation des droits fixes elle aurait besoin d'un compte de report afin de se protéger en cas de perte sur le rendement de la base des taux, ainsi que sur les impôts sur le revenu et la dépréciation qui s'y rattachent.

Les intervenants ne se sont pas opposés à ce que Westcoast ait des comptes de report pour se protéger des dépenses qui étaient indépendantes de sa volonté. Toutefois, ils ont décrit un compte de report pour des installations que l'on pouvait demander à la société de construire comme étant plutôt un poste pour imprévus. Ils ont également déclaré que, bien que la société avait par le passé construit de telles installations à la demande de BCPC, il était moins probable que cela se produise à l'avenir car BCPC n'est plus le seul vendeur de gaz en Colombie-Britannique et les autres parties ont maintenant le choix de construire leurs propres installations.

Décision

L'Office convient qu'en vertu de la nouvelle politique de commercialisation de gaz du gouvernement provincial qui permet aux parties autres que BCPC de demander à Westcoast de construire des installations de collecte et de traitement, il est moins probable que l'on demande à Westcoast de fournir des installations à court terme. Pour surveiller l'utilisation des comptes de report, l'Office préfère étudier leurs besoins selon le cas. En outre, si de telles demandes d'installations sont présentées, l'Office est d'avis que Westcoast aura suffisamment de préavis pour déposer une demande auprès de l'Office pour l'approbation d'un compte de report approprié. Par conséquent la demande de Westcoast est rejetée

Chapitre 7

Rendement

Westcoast a demandé un rendement de la base des taux, dans sa version modifiée, de 12,18 % pour l'année d'essai se terminant le 31 décembre 1986, par rapport au taux approuvé existant de 12,05 %. Le rendement demandé est fondé sur une capitalisation moyenne présumée qui équivaut à la base moyenne des taux plus la moyenne des travaux de construction en cours prévus pour l'année d'essai.

La capitalisation moyenne présumée telle que demandée, dans sa version révisée, et les taux de coût correspondant ainsi que le rendement global demandé sont indiqués au tableau 7-1 et étudiés dans les autres sections du présent chapitre.

Tableau 7-1
Capitalisation moyenne présumée telle que demandée et rendement global
pour l'année d'essai se terminant le 31 décembre 1986

	Montant (000\$)	Composition du capital (%)	Taux de coût (%)	Composante de coût (%)
Dette à long terme				
- Émissions d'avant 1986	429 994	57,67	11,48	6,62
-Émissions de 1986	20 458	2,74	10,69	,29
Actions privilégiées	34 200	4,59	8,09	,37
Actions ordinaires	260 967	35,00	14,00	4,90
Capitalisations totale	745 619	100,00		
Rendement de la base des taux				12,18

7.1 Répartition de la dette et des actions privilégiées entre les activités de service public et les autres activités

Dans sa demande, Westcoast a proposé de changer la méthode de répartition de la dette à long terme et des actions privilégiées entre ses activités de service public et ses autres activités. Préoccupée quant aux effets possibles de sa récente diversification dans des investissements autres que ceux de service public, Westcoast a avancé une proposition qui, à son avis, assurait une répartition équitable de la dette et des actions privilégiées entre ses activités de service public et ses autres activités.

En ce qui concerne la répartition de la dette a long terme actuellement en circulation, Westcoast a tout d'abord déterminé un facteur de répartition pour chaque émission d'obligations lancée avant le 1^{er}

janvier 1984. Pour cela, la société a calculé un facteur de répartition de 86,92 pour toutes les émissions de ce genre. Ce facteur a été obtenu en divisant la composante de la dette à long terme approuvée par l'Office dans ses Motifs de décision d'août 1983 relative à Westcoast, soit 443,182 millions de dollars par le montant total de la dette prévue de Westcoast pour 1983, soit 509,891 millions de dollars.

Après avoir établi 1983 comme point de base de sa proposition de répartition, Westcoast a établi une procédure de répartition des émissions d'obligations ultérieures qui, à son avis, permettrait de répartir équitablement ces émissions entre ses investissements de service public et ses autres investissements. La méthode consistait à déterminer la composante de la dette non consolidée en fin d'année dans la composition du capital relatif au service public pour une année donnée puis à répartir en permanence une partie de toutes les émissions d'obligations à long terme lancées cette année-là relativement aux activités de service public de la société. Cette procédure a permis d'obtenir un facteur de répartition de 25 18 % pour 1985, qui a été appliqué aux émissions d'obligations à long terme de cette année-là. Une procédure semblable doit être utilisée pour répartir les émissions d'obligations à long terme de la société lancées lors de l'année d'essai.

Dome et l'ASPIC ont expliqué dans leurs preuves que les obligations pipelinières de première hypothèque de Westcoast devraient être entièrement réparties entre les activités de service public. Bien qu'aucun intervenant n'ait mis en doute, au cours du contre-interrogatoire, la proposition de répartition de la dette de la société, l'APC a exprimé son mécontentement quant à la répartition de la dette de la société entre les investissements de service public et les autres investissements, répartition découlant de la dernière audience tarifaire de Westcoast. Étant donné, que, de l'avis de l'APC, la proposition actuelle de répartition de la dette prolonge les effets de la demande tarifaire de 1983, l'APC estimait mauvaise la proposition actuelle de la société.

Décision

L'Office note que si les obligations pipelinières de première hypothèque de la société étaient réparties entièrement entre les activités de service public comme le proposaient divers intervenants, le taux de coût de la dette à long terme serait réduit par rapport au niveau demandé, mais que cette réduction serait en fait compensée par les pertes sur change accrues associées à ces émissions. L'Office note aussi que les obligations de la société dont le coût est le plus élevé doivent être remboursées en 1987. Compte tenu de toutes les preuves présentées, l'Office est d'avis que, dans les circonstances, la proposition de la société de répartir la dette entre les activités de service public et les autres activités est raisonnable. Par conséquent, l'Office accepte la proposition de la société.

En ce qui concerne la répartition des actions privilégiées, Westcoast a indiqué qu'en 1985 elle avait acheté ou remboursé toutes ses actions privilégiées de la série A à 8,50 % en circulation, qui avaient toutes été précédemment réparties entre les activités de service public. En novembre 1985, la société a remplacé cette émission en vendant pour 35 millions de dollars d'actions privilégiées à 7,68 %, ces actions étant elles aussi entièrement réparties entre les activités de service public de la société. Un témoin en faveur de la société a confirmé pendant le contre-interrogatoire que les recettes de cette émission avaient été utilisées pour rembourser la dette à court terme contractée relativement au réseau

pipelinier de la société. Aucun intervenant ne s'est opposé à la répartition de cette émission particulière entre les activités de service public de Westcoast.

Décision

L'Office accepte la proposition de répartition de la société relativement à ses actions privilégiées actuellement en circulation.

7.2 Dette consolidée

La dette consolidée représente le montant moyen du capital de la dette de la société consacré aux activités de service public de la société qui devrait être en circulation au cours de l'année d'essai.

Dans sa demande révisée définitive, Westcoast a demandé un taux de coût de 11,48 % obtenu à l'aide d'une méthode de produit net¹ afin de calculer le coût de la dette consolidée. Ce taux a été calculé de manière compatible avec la dernière demande tarifaire de la société. Aucun intervenant ne s'est opposé à la méthode utilisée ou au taux de coût tel que demandé.

Décision

L'Office accepte le taux de coût demandé de 11,48 %.

7.3 Dette non consolidée

Westcoast a demandé un taux de coût de 10,89 % dans une version modifiée, pour le solde prévu de sa dette non consolidée. Pour déterminer ce taux, la société a utilisé comme repère son taux prévu révisé pour les obligations à long terme du gouvernement du Canada, soit 9,50 % pour l'année d'essai. Cent points de base additionnels ont alors été ajoutés à ce taux de base, représentant l'opinion de la société quant à l'intervalle approprié entre les taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada et les taux des obligations de service public de cote "A". Ce taux a été par la suite rajusté pour refléter l'amortissement des coûts d'émission prévus.

En ce qui concerne le taux prévu des obligations à long terme du Canada de 9,50 %, Westcoast a fait valoir qu'il ne semblait pas être contesté que ce taux était le point de départ approprié pour déterminer le taux de coût approprié de la dette non consolidée. La société a cependant noté qu'il existait un désaccord au sujet du caractère approprié de l'intervalle de 100 points de base entre le taux des obligations à long terme du Canada et celui des obligations de la société de cote "A". À cet égard, un témoin de Westcoast a déclaré qu'il avait été informé que l'intervalle plus approprié à utiliser était de 115 points de base, ce qui constituait l'intervalle alors en vigueur qui lui avait été donné par un

¹ En vertu de l'approche de Westcoast telle que demandée, le coût de la dette consolidée est calculé en divisant les frais financiers, y compris l'amortissement de l'escompte et des frais de la dette et les gains relatifs aux achats du fonds d'amortissement par le produit net de la dette en circulation.

banquier spécialisé en investissements. Il a en outre déclaré que l'intervalle de 100 points de base qu'il avait utilisé était peut-être prudent à ce moment-là.

L'APC a fait valoir que le taux de coût éventuel de la part du service public dans la dette qui devait être émise par la suite en 1986 aurait dû être réduit de quelque 25 points de base, ce rajustement se rapprochant de l'intervalle moyen en 1985 entre les obligations de cote "A" et de cote "A+". À l'appui de sa position, l'APC s'est concentrée sur deux points: premièrement, le fait que Westcoast avait adopté un intervalle supérieur au taux projeté des obligations à long terme du gouvernement du Canada qui se situait à la limite maximale des intervalles précédents; deuxièmement, le fait que de récents développements laissent penser que les augmentations importantes des activités pétrolières et gazières de Westcoast ont nui au niveau de risque de la société et donc au taux de coût de sa dette. B.C. Hydro a appuyé l'argument avancé par l'APC.

BCPC a fait valoir qu'il n'y avait aucune preuve justificative du taux prévu des obligations à long terme du Canada de 9,50 %. BCPC a aussi mis en doute la validité de l'intervalle de 100 points de base utilisé par la société pour arriver au taux de coût de la dette non consolidée qu'elle avait demandé. Dans sa plaidoirie., BCPC a laissé entendre qu'un taux de 10,10 % était à peu près aussi élevé que le taux vraisemblable et que la société peut, en agissant au bon moment, faire attribuer à ses émissions un taux de 10 % ou moins.

Décision

L'Office note qu'un témoin de la société a déclaré que celle-ci a l'intention de lancer une émission additionnelle d'obligations à long terme à la fin de l'été ou au début de l'automne. Après avoir considéré toutes les preuves, et en particulier les taux d'intérêt actuels et prévus ainsi que le moment prévu de l'émission d'obligations à long terme de la société pour l'année d'essai, l'Office a décidé d'attribuer à l'élément de la dette non consolidée de la capitalisation autorisée un taux de 10,25 %.

7.4 Actions privilégiées

Westcoast a demandé un taux de coût de 8,09 pour ses actions privilégiées. Ce taux a été calculé en utilisant une approche de produit net¹, qui est compatible avec la méthode utilisée par la société pour établir le coût de sa dette consolidée. Aucun intervenant ne s'est opposé à l'utilisation de cette méthode pour arriver au coût des actions privilégiées émises pendant l'année d'essai.

Décision

L'Office accepte le taux de coût de 8,09 % tel que demandé.

¹ En vertu de l'approche de la société telle que demandée, le coût des actions privilégiées est calculé en divisant le dividende requis plus l'amortissement annuel des frais d'émission par le produit net des actions privilégiées.

7.5 Actions ordinaires

Dans sa demande initiale, Westcoast a demandé un rendement de 15,25 % pour ses actions ordinaires ainsi qu'un ratio présumé de 35 % pour ses actions ordinaires. Cependant, au cours du contre-interrogatoire, Westcoast a indiqué que les circonstances changeantes au cours de l'audience tarifaire ont amené Westcoast à la conclusion que la société devrait ramener à 15 % son rendement des actions, ordinaires tel que demandé et à faire passer à 36 % le ratio de ses actions ordinaires tel que demandé.

Dans ces circonstances, Westcoast a commencé à tenir une série de réunions avec des cadres de l'APC afin d'essayer de négocier un règlement quant à ces deux éléments de rendement. Ces négociations ont abouti à une entente entre les deux parties: Westcoast demanderait, avec l'appui de l'APC, un rendement des avoirs propres de 14 % et un ratio présumé de 35 % pour les actions ordinaires. La même entente a alors été conclue avec l'ASPIC et BCPC. Tous les autres intervenants qui ont activement participé l'audience tarifaire ont alors été consultés. Ces parties étaient d'accord avec le règlement négocié ou ne s'y sont pas opposées.

Le ratio des actions ordinaires et le rendement associé, tels que demandés par la société, sont étudiés plus en détail aux sections 7.5.1 et 7.5.2.

7.5.1 Ratio des actions ordinaires

Comme cela a déjà été dit, Westcoast a demandé un ratio présumé de 35 % pour ses actions ordinaires, après avoir tout d'abord négocié cet élément particulier du rendement avec l'APC, puis avoir obtenu d'autres parties intéressées qu'elles acceptent ou ne s'opposent pas à cette position. Ce ratio convenu s'oppose aux positions, avant les négociations, de Westcoast et de l'APC qui étaient respectivement de 36 et de 32 %. En évaluant le caractère raisonnable du ratio présumé de 35 % pour les actions ordinaires de Westcoast au cours de l'année d'essai, l'Office a examiné le niveau des risques d'affaires de la société, la composition implicite du capital sous-jacente aux activités non réglementées de la société et l'exigence d'un équilibre approprié entre les différents éléments de la composition présumée du capital.

En ce qui concerne les risques d'affaires, un témoin de la société a déclaré que les risques de Westcoast avaient considérablement augmenté depuis sa dernière audience tarifaire de 1983. À l'appui de sa déclaration, le témoin a noté qu'il y avait eu, ces dernières années, plusieurs événements importants qui avaient influé sur les activités commerciales de service public de Westcoast. Westcoast a en outre soutenu pendant l'audience que le niveau des risques d'affaires auxquels faisait face la société avait augmenté depuis le dépôt de sa demande originale, et elle a cité des changements considérables dans la position de compétitivité du gaz en raison de la récente chute spectaculaire des prix du pétrole brut, ces changements ayant entraîné des incertitudes additionnelles sur le marché d'exportation de Westcoast.

Lorsqu'on lui a demandé de se prononcer sur le fait que l'APC était ou non d'accord, au cours du processus de négociation, avec la position de Westcoast au sujet des changements en matière de risques d'affaires, le témoin a déclaré qu'il y avait eu peu de discussions à ce sujet. Il a en outre déclaré qu'après que la position de la société en ce qui concerne le ratio approprié des actions

ordinaires a été soumise à l'APC, la discussion s'est bientôt axée sur le statu quo en ce qui concerne cet élément du rendement. En résumé, Westcoast a fait valoir que le ratio de 35 % tel que demandé pour les actions ordinaires pourrait être jugé raisonnable étant donné son opinion que les risques d'affaires auxquels faisaient face les activités de service public de la société ont augmenté quelque peu depuis les Motifs de décision d'août 1983 de l'Office au sujet de Westcoast.

La société a aussi fait valoir que le ratio des actions ordinaires tel que demandé était raisonnable après examen de la composition implicite du capital de ses activités non réglementées. Il a été noté que le montant de la dette allouée aux activités non réglementées de Westcoast au cours de l'année d'essai représenterait environ 30 % du montant total du capital alloué aux activités autres que celles du service public. Westcoast était d'avis que la composition du capital prévue pour les activités autres que celles de service public, pour l'année d'essai, était raisonnable compte tenu des risques d'affaires auxquels faisaient face ces investissements et qu'en conséquence il n'existe aucun interfinancement des activités autres que celles de service public de la société.

En ce qui concerne le maintien d'un équilibre approprié entre les divers éléments de la composition présumée du capital des activités de service public, un témoin de la société était d'avis que la composition du capital telle que demandée était raisonnable à la lumière des conditions financières générales en vigueur.

L'Office note qu'aucune preuve n'a été présentée selon laquelle l'utilisation d'un ratio présumé de 35 % pour les actions ordinaires a porté préjudice à la flexibilité financière ou à la solvabilité des activités de service public de Westcoast.

Décision

Compte tenu de toutes les preuves présentées, l'Office n'est pas convaincu qu'un changement dans le ratio présumé des actions ordinaires de la société soit justifié. En conséquence, l'Office approuve, pour l'année d'essai, un ratio présumé de 35% pour les actions ordinaires.

7.5.2 Rendement des actions ordinaires

Westcoast a initialement demandé, pour ses actions ordinaires, un rendement de 15,25 % qui contrastait avec le taux actuellement approuvé de 14,75 %. À la lumière des circonstances changeantes depuis le commencement de l'audience, la société a conclu qu'elle devrait ramener à 15 % son rendement des actions ordinaires tel que demandé. Finalement, Westcoast a demandé un taux de 14 %. Ce taux faisait partie du règlement négocié avec les intervenants dont il a déjà été question. Westcoast a fait valoir que le règlement en lui-même, ayant satisfait à certains critères, constitue une preuve sur laquelle pourrait s'appuyer l'Office pour juger raisonnable le rendement des actions ordinaires tel que demandé. Lorsqu'on lui a demandé de se prononcer sur les facteurs pris en ligne de compte par la société pour arriver au taux négocié de 14 %, un témoin de Westcoast a indiqué que les négociations avaient eu lieu au niveau des cadres supérieurs et qu'on n'avait pas beaucoup tenu compte du bien-fondé de chiffres particuliers. C'est plutôt l'ensemble des modalités proposées par la société qui semble être acceptable à toutes les parties.

Pour parvenir au règlement négocié, Westcoast a rencontré des cadres supérieurs de l'APC. Il a été noté pendant le contre-interrogatoire que la position originale du conseiller financier de l'APC avant le processus de négociation se situait à 13,75-14 %. Au cours du processus de négociation, l'APC a indiqué que son avis mis à jour aurait abouti à une réduction de quelque 50 à 75 points de base de ce rendement des actions ordinaires. Comme le déclarait un témoin de la société, cette réduction avait abouti à la position révisée de l'APC de 13,25 à 13,50 %

Westcoast a indiqué qu'elle avait reçu de son conseiller financier un avis en ce qui concerne le rendement recommandé des actions ordinaires pour l'année d'essai par rapport aux techniques d'estimation de gains comparables, de flux monétaire actualisé et de coût de la prime de capital-risques. Au début de l'audience, les résultats de ces essais étaient respectivement de 15,50, 14,50 à 15,30 et 14,90 %. Ces résultats ont ultérieurement été ramenés à 15,25 % 14 à 14,70 et 14 % respectivement. Westcoast était d'avis que ces résultats appuyaient le rendement des actions ordinaires de 14 % tel que demandé. La société a en outre réaffirmé sa position que l'approche des gains comparables doit, à la longue, être dûment considérée dans la détermination du rendement des actions ordinaires.

Il a été noté pendant le contre-interrogatoire qu'avant les négociations, Westcoast était prête à réduire de 25 points de base son rendement des actions ordinaires tel que demandé, tandis que l'avis obtenu par l'APC aurait abouti à une réduction de 50 à 75 points de base dans le taux recommandé par l'APC. Lors-qu'on lui a demandé de se prononcer s'il y avait eu ou non discussion sur ce point pendant les négociations, un témoin de la société a déclaré que le bien-fondé technique de la preuve présentée par les témoins respectifs cités à titre d'experts de la société n'avait pas donné lieu à de longues discussions. Il a en outre déclaré qu'il était apparent, étant donné ces positions avant les négociations, qu'il fallait parvenir à un compromis qui semblerait acceptable aux deux parties.

Lorsqu'elle s'est prononcée sur le fait que les prévisions actuelles en ce qui concerne les conditions économiques justifiaient ou non le rendement de 14 % tel que demandé, la société a déclaré que ce taux se justifiait par une réduction des taux d'intérêt, par la hausse de la croissance économique et par les faibles taux d'inflation. En ce qui concerne les taux d'intérêt, on a fait remarquer que les taux originaux prévus par Westcoast pour les obligations à long terme du gouvernement du Canada et la dette de la société au cours de l'année d'essai étaient respectivement de 10,80 et de 11,375 %. Ces taux ont ultérieurement été ramenés respectivement à 9,50 et à 10,50 %. En ce qui concerne la croissance économique, un témoin de la société a indiqué que Westcoast avait peu considéré ce facteur lorsqu'elle avait déterminé sa position révisée de 15 % ou son taux final de 14 %, parce qu'elle considérait davantage les résultats des techniques d'estimation de coûts déjà mentionnées.

Décision

L'Office est d'avis que le règlement négocié entre la société et les parties intéressées devrait être considéré dans la détermination d'un rendement juste et raisonnable des actions ordinaires de Westcoast. Cependant, étant donné le mandat de l'Office, l'existence d'une telle entente ne peut pas être la seule base de détermination du caractère juste et raisonnable du rendement de la composante-avoirs propres des droits tel que demandé. Westcoast a reconnu ce fait dans sa présentation du règlement.

L'Office note que les prévisions initiales relatives aux taux d'intérêt mentionnées au cours de l'audience étaient quelque peu plus faibles que les taux prévus au moment de la dernière audience tarifaire de la société. L'Office Capitalisation totale note aussi qu'au cours de l'audience le conseiller financier de la société a encore réduit ses prévisions des taux d'intérêt pour l'année d'essai relativement aux obligations à long terme du gouvernement du Canada et à la dette e la société, de 130 et de 80 points de bas respectivement.

L'Office demeure toujours d'avis que la détermination d'un rendement approprié des avoirs propres implique l'exercice d'un jugement. Compte tenu de toutes 1.5 les preuves présentées, y compris le règlement négocié, et ayant dûment considéré la diminution des niveaux des taux d'intérêt depuis la dernière audience tarifaire, ainsi que les taux d'intérêt récemment enregistrés et les perspectives actuelles concernant ces taux, l'Office estime qu'un rendement des actions ordinaires de 13,75% est juste et raisonnable.

7.6 Rendement de la base des taux

En fonction des conclusions de l'Office en ce qui concerne la composition du capital et les taux de coût de la dette et des avoirs propres, le rendement global de la base des taux est de 12,10 %. La capitalisation présumée et le calcul du rendement autorisé sont donnés au tableau 7-2.

Tableau 7-2

**Capitalisation moyenne présumée et rendement global approuvées pour l'année
d'essai se terminant le 31 décembre 1986**

	Montant (000\$)	Composition du capital (%)	Taux de coût (%)	Composante de coût (%)
Dette -consolidée	429 994	59,14	11,48	6,79
- non consolidée	8 380	1,15	10,25	0,12
Total capital de la dette	438 374	60,29		6,91
Actions privilégiées	34 200	4,71	8,09	0,38
Actions ordinaires	254 463	35,00	13,75	4,81
Capitalisation totale	727 037¹	100,00		
Rendement de la base des taux				12,10
1.				(000\$)
Base des taux				700 563
Travaux de construction en cours				26 474
Capitalisation totale				727 037

Chapitre 8

Besoins en recettes

Westcoast a présenté ses besoins estimatifs en recettes (coût du service) pour une année d'essai débutant le 1^{er} janvier 1986 et a révisé son estimation au cours de l'audience.

Le tableau 8-1 donne un résumé des besoins en recettes approuvés. Le présent chapitre fournit des détails concernant les rajustements du coût du service apportés par l'Office. Les chapitres 6 et 7 donnent des détails concernant les rajustements de la base des taux et du rendement respectivement.

8.1 Dépenses d'exploitation et d'entretien

8.1.1 Salaires, traitements et avantages sociaux

Facteurs d'actualisation pour l'année d'essai

L'estimation de Westcoast des salaires de l'année d'essai prévoit une augmentation de 4,5 % afin de couvrir le programme d'augmentation selon le rendement des employés payés au mois et une augmentation de 4,25 % pour couvrir les ententes négociées des salariés, y compris les reclassifications normales des employés. Ces augmentations ont été établies à partir des données obtenues des autres membres de l'industrie relativement à ce que Westcoast considère comme étant des négociations et des ententes salariales comparables prévues pour 1986. La société a également fourni un résumé d'une étude sur les salaires qui démontre que les salaires des employés de Westcoast sont comparables à ceux payés par d'autres sociétés dans l'industrie.

Tableau 8-1

Besoins en recettes pour le transport Année d'essai se terminant le 31 décembre 1986 (en milliers de dollars)

	Demande ¹	Demande révisée ²	Rajustements de l'ONÉ	Autorisée par l'ONE
Dépenses d'exploitation et d'entretien	79 562	79 815	(320)	79 495
Dépréciation	37 841	37 751	(11 984)	25 767
Amortissement	3 166	3 166	(5 317)	(2 151)
Impôts autres que l'impôt sur le revenu	38 749	38 016	-	38 016
Recettes d'exploitation diverses	(5 740)	(5 740)	-	(5 740)
Franchises	830	481	-	481
Change sur la dette	4 166	4 185	-	4 185
Gaz utilisé aux fins d'exploitation	13 761	11 286	(491)	10 795
Impôt sur le revenu	39 481	32 869	(15 046)	17 823
Total du transport	211 816	201 829	(33 158)	168 671
Rendement de la base de taux:				
à 12,63%	91 362	-	-	-
à 12,18%	-	87 592	(87 592)	-
à 12,10%	-	-	84 768	84 768
Total - Besoins en recettes pour le transport	303 178	289 421	(35 982)	253 439

1 Demande du 1er décembre 1985, révisée par Westcoast le 26 février 1986.

2 Le 16 juin 1986, Westcoast a déposé la pièce justificative B-108 mettant à jour la demande pour refléter les diverses modifications basées sur des questions soulevées au cours de l'audience.

Décision

L'Office note que les ententes salariales dans l'industrie varient actuellement de 3,6 à 5,5 % et que Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., dans sa demande en cours pour l'obtention de nouveaux droits, demandait un rajustement des salaires et traitements limité à une augmentation moyenne de 4 % y compris les augmentations relatives à la vie chère, au mérite, à l'avancement et à la progression. En tenant compte des ententes récentes et des conditions économiques actuelles dans l'Ouest du Canada, l'Office estime qu'une augmentation moyenne des salaires de 4 %, y compris les augmentations relatives à la vie chère, au mérite, à l'avancement et à la progression, est raisonnable pour l'année d'essai.

Avantages sociaux

En ce qui concerne les avantages sociaux des employés, Westcoast a déclaré que les changements étaient surtout occasionnés par l'augmentation de la base salariale de la société. Westcoast a souligné que les avantages sociaux représentent 15 % des salaires et traitements payés.

Décision

L'Office accepte le taux de 15 % comme étant raisonnable pour l'année d'essai.

Par suite des décisions ci-dessus, la provision pour les salaires, traitements et avantages sociaux au cours de l'année d'essai a été réduite de 200 000 \$ au total.

Années-personnes

Pour 1986, Westcoast a prévu une utilisation nette de 718 années-personnes pour l'exploitation et l'entretien du service public. Cela représente une augmentation de onze années-personnes par rapport à l'utilisation réelle de 707 années-personnes en 1985. Les onze années-personnes additionnelles sont surtout nécessaires en raison des augmentations attendues pour répondre aux charges de travail prévues relativement aux activités de contrôle du gaz, de conception des droits et de commercialisation ainsi qu'une augmentation découlant d'une affectation d'un nombre d'années-personnes moins élevé pour les activités non liées au service public, en raison surtout d l'achèvement de la construction de l'usine de LGN.

Décision

Compte tenu de la preuve présentée, l'Office accepte d'inclure dans le coût du service de l'année d'essai l'utilisation prévue des années-personnes demandée par Westcoast.

Provision

L'Office note que Westcoast utilise les services de son personnel régulier, technique et professionnel pour travailler à des projets non liés au service public. Les salaires, traitements et avantages sociaux de ces employés sont ensuite crédités au coût des activités de service public. Comme cela a été mentionné ci-dessus, l'augmentation par la société de l'utilisation nette d'années-personnes pour E&E était en partie attribuable à une récupération moins élevée en ce qui concerne les activités non liées au service public.

Décision

L'Office estime qu'en plus des salaires, traitements et avantages sociaux alloués, une provision de 120 000 \$ devrait être créditée au coût du service de l'année d'essai de manière à refléter les avantages qui découlent e l'accès direct aux compétences de ces employés pour des activités non liées au service public.

8.1.2 Autres dépenses d'exploitation et d'entretien

Le montant révisé de l'année d'essai demandé sur les autres dépenses E&E était de 44,474 millions de dollars. Un témoin de la compagnie a déclaré que bien que des demandes récentes relatives au budget contenaient une provision pour "imprévus", la présente demande ne contient aucune provision de la sorte étant donné que les prévisions de l'année d'essai en ce qui concerne les autres dépenses E&E couvrent tout l'entretien dont aura besoin le réseau.

Au cours du contre-interrogatoire les intervenants ont soulevé bon nombre de points relatifs aux autres dépenses E&E et ont semblé pour la plupart satisfaits des réponses qu'ils ont obtenues. Au cours de la plaidoirie, le COFI était d'avis que toute augmentation des autres dépenses E&E au cours de l'année d'essai devrait être limitée à 4 % tandis qu'Inland estimait que Westcoast n'avait pas fait preuve de restriction suffisante lorsqu'elle a préparé ses prévisions des autres dépenses E&E.

Décision

L'Office accepte les prévisions des autres dépenses E&E pour l'année d'essai présentées par la société. Par conséquent, la somme prévue de 44,474 millions de dollars est approuvée.

L'Office note qu'en vertu de la méthode du coût du service variable qui était auparavant en vigueur et selon laquelle la société devait présenter chaque année un budget des dépenses E&E aux fins d'approbation par l'Office, Westcoast pouvait automatiquement imputer les dépenses E&E au coût du service jusqu'à concurrence des sommes du budget approuvé. Les dépassements par rapport aux budgets approuvés nécessitaient l'approbation de l'Office avant qu'ils soient recouverts. Aux fins du contrôle budgétaire, Westcoast devait présenter sa demande relative au budget et son rapport sur les écarts budgétaires séparés en neuf centres de coût. L'Office est d'avis qu'un tel système n'est plus pertinent en vertu du régime à droits fixes. L'Office considère par conséquent que, dans ses demandes futures relatives à de nouveaux droits, Westcoast devrait envisager de passer à un système qui répartirait les coûts E&E selon la section de la base des taux. Avant que Westcoast présente sa prochaine demande relative à de nouveaux droits, l'Office aimerait recevoir tout commentaire que la société pourrait avoir relativement au changement qu'il propose.

8.1.3 Rajustements des dépenses d'exploitation

Le tableau 8-2 résume les rajustements des dépenses E&E effectuées par l'Office.

Tableau 8-2

Rajustements par l'ONÉ, des dépenses d'exploitation et d'entretien
(en milliers de dollars)

	Salaires, traitements et avantages sociaux	Autres dépenses E&E	Total des dépenses E&E
Dépenses E&E selon la demande	35 341	44 474	79 815
Rajustements de l'ONÉ:			
-limitation des augmentations des salaires et traitements à 4%	(200)	-	(200)
-mise en vigueur d'une provision	(120)	-	(120)
Dépenses E&E selon l'ONÉ	35 021	44 474	79 495

8.2 Dépréciation

8.2.1. L'étude de dépréciation

Westcoast a initialement présenté une étude de dépréciation à l'Office en mars 1984. Les concepts que la société avait employés dans l'étude ont été révisés au cours de l'audience sur la méthode de réglementation et, dans sa Décision relative à la méthode de réglementation, l'Office a ordonné à Westcoast de réviser l'étude afin d'incorporer les principes suivants dans le calcul des taux appropriés de dépréciation:

- a) l'étude ne devrait pas faire de différence entre le marché d'exportation et le marché canadien;
- b) Westcoast devrait tenir compte des réserves de gaz prouvées non raccordées et des réserves de gaz prévues lorsqu'elle déterminera la durée de production des réserves; et
- c) l'étude ne devrait pas inclure de dispositions relatives à la récupération négative.

L'étude révisée a été déposée en novembre 1985 et comprenait les changements nécessaires conformément à la Décision de l'Office relative à la méthode de réglementation. Cependant, lorsqu'elle a déterminé la base de dépréciation, Westcoast a inclus 487,609 millions de dollars en prévision de rajouts futurs aux installations de collecte, de l'amélioration de la canalisation principale et de rajouts secondaires aux immobilisations. La société a déclaré que si les réserves de gaz non raccordées et des réserves de gaz prévues doivent être incluses, il faut également tenir compte des rajouts futurs aux immobilisations afin de garantir que les recettes et les dépenses correspondent. Dans le calcul de durée de production des réserves, la société a établi ses réserves au 31 décembre 1984 et a ajouté les réserves qu'elle estimait comme étant nécessaires au cours des dix prochaines années. La durée de production des réserves a ensuite été calculée en divisant le résultat par la production estimative de 1985, en limitant à 40 ans la durée de production des réserves qui en résulte. Le taux de dépréciation composé ainsi déterminé était de 3,3 %.

8.2.2 Taux contenus dans la demande

Lorsque Westcoast a présenté sa demande relative à de nouveaux droits, elle a inclus une demande d'approbation des nouveaux taux de dépréciation. Ces taux étaient basés sur la production estimative de 1985 et sur les réserves raccordées seulement, sans provision pour le raccordement de réserves prouvées additionnelles ou de réserves additionnelles de gaz prévues. Le taux composé ainsi obtenu était de 3 % et a occasionné des frais de dépréciation de 37,841 millions de dollars au cours de l'année d'essai, qui ont été ramenés par la suite au cours de l'audience à 37,751 millions de dollars. Dans sa preuve écrite, la société a déclaré qu'elle n'avait pas inclus les réserves additionnelles ni les réserves de gaz prévues car un tel exercice fait énormément appel au jugement et les résultats sont par conséquent conjecturaux, étant donné, particulièrement, les mesures prises récemment par les gouvernements en vue de déréglementer l'industrie du gaz naturel au Canada.

Les intervenants se sont opposés à l'inclusion des rajouts futurs aux immobilisations dans l'étude et, dans la demande, à la non-provision pour les réserves de gaz non raccordées et les réserves de gaz prévues. Ils ont déclaré que le fait d'inclure des rajouts futurs aux immobilisations avant que ces installations soient réellement construites place un fardeau additionnel sur la génération actuelle de payeurs de droits et que, si ces installations ne sont jamais rajoutées au réseau, le coût non amorti des installations actuelles sera récupéré sur une période plus courte. Dans le cas de l'omission des approvisionnements futurs de gaz, les intervenants ont fait valoir qu'il était très peu probable que le pipeline cesserait de fonctionner lorsque les réserves actuellement raccordées seront épuisées. Ils étaient également d'avis qu'en n'incluant pas les réserves futures de gaz dans le calcul des débits de production des réserves, Westcoast ne tenait pas compte de la directive de l'Office d'avril 1985.

Décision

L'Office est d'avis qu'il est très peu probable que le réseau de Westcoast cessera de fonctionner lorsque les réserves qui sont présentement raccordées seront épuisées. L'Office estime que, à mesure que les producteurs poursuivront leurs travaux d'exploration et que des nouvelles réserves de gaz seront établies, ils continueront de recourir à Westcoast, qui exploite le seul réseau de transport en Colombie-Britannique capable de transporter de grands volumes de gaz à partir des régions éloignées et de les livrer aux consommateurs sur les marchés canadiens et d'exportation. Par conséquent, l'Office maintient toujours que pour établir les taux de dépréciation qui conviennent au réseau de Westcoast, il faudra prévoir l'ajout de réserves prouvées non raccordées et des réserves de gaz prévues, comme la société l'a fait dans son étude de dépréciation de novembre 1985.

En ajoutant les rajouts futurs aux immobilisations à l'assiette de l'amortissement lors du calcul des nouveaux taux on arrive cependant à des taux qui sont excessifs par rapport aux installations actuelles, introduisant ainsi l'élément de répartition irrégulière, c'est-à-dire que les payeurs de droits actuels se trouvent à assumer une portion du coût de ces installations avant qu'elles ne soient construites. S'il advenait que les installations prévues ne soient jamais construites, la récupération

du coût des installations actuelles serait accélérée car les taux d'amortissement utilisés auraient alors été établis à un niveau plus élevé.

L'Office a par conséquent approuvé les nouveaux taux de dépréciation de Westcoast, à compter du 1^{er} janvier 1986, qui sont établis à partir des renseignements contenus dans l'étude de dépréciation de la société après avoir déduit le coût estimatif des rajouts futurs aux immobilisations. L'annexe V des présents motifs de décision donne le tableau des taux approuvés.

Par conséquent, l'Office a ramené les dépenses de dépréciation pour l'année d'essai de 37,751 millions de dollars à 25,767 millions de dollars afin de refléter les taux approuvés et le retrait par Westcoast de son projet de canalisation de condensats acides de l'usine de McMahon (voir tableau 8-1).

8.3 Dépenses d'amortissement

Le tableau 8-3 donne les détails des rajustements des dépenses d'amortissement apportés par l'Office.

Tableau 8-3
Rajustements des dépenses d'amortissement apportés par l'ONE
(en milliers de dollars)

	Demande révisée	Rajustements de l'ONÉ	Autorisé par l'ONÉ
Frais liés à la présente demande	900	-	900
Contributions pour aider la construction	(424)	-	(424)
Projet de l'île de Vancouver	1 334	(550)	784
Grizzly Valley: perte extraordinaire d'installations	1 356	-	1 356
Rajustement de l'impôt sur le revenu	-	(4 767)	(4 767)
Amortissement total	3 166	(5 317)	(2 151)

8.3.1 Projet de gazoduc de remplacement Grizzly Valley

Westcoast a inclus la somme de 1,356 million de dollars dans le coût du service de l'année d'essai à titre de perte extraordinaire d'installations pour l'amortissement d'un tiers de la réforme extraordinaire du gazoduc Grizzly Valley initial. L'Office a approuvé cette somme comme l'explique en détail la section 6.1.1.

8.3.2 Le projet de l'île de Vancouver

Westcoast a proposé d'amortir sur trois ans les coûts liés au projet de l'île de Vancouver, la somme de 1,334 million de dollars étant amortie au coûts de l'année d'essai. Étant donné la décision de l'Office

relativement à cette question, que l'on trouve à la section 6.2, cette somme a été ramenée à 784 000 \$ (voir tableau 8-4).

Tableau 8-4
Rajustements par l'ONÉ de l'amortissement des coûts du projet de l'île de Vancouver
(en milliers de dollars)

	Demande révisée	Rajustements de l'ONÉ	Autorisée par l'ONÉ
Coûts d'audience	1 533	(766)	767
Frais financiers	365	(365)	-
	1 898	(1 131)	767
Frais liés à l'étude Préliminaire	1 585	-	1 585
Frais financiers	519	(519)	-
	2 104	(519)	1 585
Total	4 002	(1 650)	(2 352)
Amortissement pour l'année d'essai	1 334	(550)	784

8.4 Franchises

Westcoast a inclus dans le coût du service la somme de 830 000 \$ afin de compenser les pertes qui ne sont plus récupérables en vertu de sa couverture d'assurance. Avant l'année d'essai, il y avait une franchise de 50 000 \$ pour chaque déclaration de sinistre; cependant, la société a appris de son agent d'assurance qu'une couverture avec une franchise de moins de 250 000 \$ n'était plus offerte.

Westcoast a établi à 830 000 \$ la somme devant être incluse dans le coût du service après avoir passé en revue les déclarations de sinistre au cours de la période de quatre ans allant de 1982 à 1985, en rajustant les pertes attribuables à l'inflation et en supposant qu'il y avait eu une franchise de 250 000 \$.

Les intervenants ont contre-interrogé les témoins de la société au sujet de la méthode utilisée pour calculer les 830 000 \$ et des raisons justifiant l'augmentation de la franchise de 200 000 \$. Le contre-interrogatoire d'Inland portait surtout sur la façon dont Westcoast traite la franchise lorsqu'une perte est liée à des immobilisations et par conséquent, ne devrait pas être récupérable par l'intermédiaire des dépenses d'exploitation et d'entretien. Westcoast a ensuite entrepris de réviser son analyse portant sur une période de quatre ans et, après avoir effectué un rajustement des postes d'immobilisation, a ramené le montant demandé pour les franchises à 481 000 \$.

L'APC a également proposé à Westcoast d'envisager l'utilisation d'un fonds de réserve d'auto-assurance.

Décision

L'Office est d'avis qu'une franchise, couvrant les pertes imputables aux dépenses E&E, calculée de la façon proposée par la société, est préférable à l'utilisation d'un fonds de réserve d'auto-assurance comme le recommande l'APC. Bien que le contre-interrogatoire détaillé ait révélé qu'il était difficile de déterminer le montant qui convient pour les franchises, rien ne laisse supposer qu'un montant qui serait approuvé pour un fonds de réserve d'auto-assurance serait plus précis.

Par conséquent, l'Office approuve la somme de 481 000 \$ qui sera incluse dans le coût du service au titre des franchises. L'Office a cependant l'intention de surveiller l'expérience de la société dans ce domaine afin de s'assurer que la méthode utilisée pour déterminer le montant de la franchise continue à être pertinente.

8.5 Change sur la dette

Le coût du service de l'année d'essai comprenait la somme de 4,166 millions de dollars pour les opérations de change sur la dette de la société envers les États-Unis. Cette somme a été par la suite portée à 4,185 millions de dollars. Les deux estimations étaient fondées sur les prévisions de la société relativement à la valeur de la devise canadienne par rapport à la devise américaine au cours de l'année d'essai, soit 1 \$US équivalent à 1,40 \$ Can.

Décision

L'Office approuve la somme de 4,185 millions de dollars pour couvrir les opérations de change sur la dette américaine.

8.6 Gaz utilisé aux fins d'exploitation

8.6.1 Coût du gaz utilisé aux fins d'exploitation

Westcoast a évalué le gaz total utilisé aux fins d'exploitation au cours de l'année d'essai à 138 556 000 m³, soit un coût estimatif de 11,286 millions de dollars, non compris le gaz capitalisé

Le coût du gaz utilisé aux fins d'exploitation comprend une composante de 1,096 million de dollars pour la variation du gaz dans la canalisation et une composante de 10,190 millions de dollars pour le gaz utilisé comme carburant. Le gaz utilisé comme carburant, qui représente environ 98 % du gaz utilisé aux fins d'exploitation, comprend le carburant de compression, le combustible de chauffage, le gaz utilisé pour les mises en marche, les purge, le ramonage des canalisations, les nettoyages et les révisions des usines de gaz ainsi que les pertes ou les gains non comptabilisés.

Pour déterminer le coût du gaz utilisé aux fins d'exploitation Westcoast a multiplié les estimations mensuelles des volumes de gaz utilisés aux fins d'exploitation par le coût moyen du gaz établi mensuellement. Les coûts mensuels estimatifs du gaz pour l'année d'essai variaient entre un maximum

de 86,65 \$/10³m³ en janvier et un minimum de 53,04 \$/10³m³ en août. Des intervenants ont exprimé leur préoccupation relativement aux estimations du carburant de compression et du gaz perdu et non comptabilisé.

8.6.2 Carburant de compression

Un témoin de Westcoast a déclaré qu'il est assez difficile de prévoir les besoins en gaz utilisé comme carburant parce que ce dernier a un rapport exponentiel avec le débit et les besoins peuvent varier énormément selon la courbe de charge particulière.

Westcoast a fait savoir qu'elle fournit actuellement du carburant de compression pour les ventes faites par elle, tandis que les expéditeurs qui utilisent le service de transport fournissent leur propre carburant de compression.

Un intervenant a demandé s'il serait plus efficace pour Westcoast de fournir tout le carburant de compression pour le transport y compris celui des volumes de service. Un autre intervenant a proposé que Westcoast essaie d'obtenir du carburant à prix réduit.

Pour ce qui est de savoir si Westcoast devrait fournir tout le carburant pour les ventes et le service de transport, Westcoast a admis que du point de vue de l'exploitation, il serait plus pratique de le faire étant donné que cela simplifierait la comptabilité. Cependant, la société a déclaré que les économies nettes en frais d'administration ne seraient pas importantes. Dans la plaidoirie finale, Westcoast a noté qu'aucun des expéditeurs utilisant le service du transport n'avait soutenu qu'il voulait que Westcoast achète et fournisse ce carburant. Westcoast était d'avis que sur un marché libre, les expéditeurs utilisant le service de transport ne devraient pas être obligés d'acheter leur carburant de Westcoast.

En ce qui a trait à la deuxième proposition, Westcoast a fait savoir qu'elle avait envisagé obtenir du gaz à prix réduit pour répondre à ses besoins en carburant. Toutefois, Westcoast ne voyait pas l'achat de gaz à prix réduit comme une solution de rechange viable à sa méthode actuelle qui consiste à acheter du carburant essentiellement de tous les fournisseurs de son réseau. La société a noté que le carburant doit être offert sur une base garantie plutôt qu'interruptible, et, qu'avec un facteur de charge probablement inférieur à 10 % elle ne croyait pas qu'une telle vente serait très intéressante pour un vendeur garanti.

Dans la plaidoirie finale, BCPC était d'avis que le prix du carburant payable par les services publics canadiens devrait être établi à partir du prix du gaz produit pour servir les services publics canadiens plutôt qu'en utilisant le coût moyen pondéré de gaz que Westcoast achète en Colombie-Britannique, en Alberta et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Décision

En se fondant sur la preuve, l'office considère que l'estimation finale de Westcoast relativement aux coûts du carburant de compression et aux coûts pour d'autre gaz utilisé aux fins d'exploitation est acceptable. Cependant, l'Office s'inquiète de la façon dont Westcoast obtient son carburant de compression. Lorsque le carburant de compression est fourni par Westcoast, la société s'engage vis-à-vis de ses expéditeurs à acquérir ce gaz à un coût minimum. Les coûts pourraient être réduits si Westcoast procédait par appels d'offres pour l'approvisionnement en carburant. À l'avenir, Westcoast sera tenue de faire des appels d'offres et de fournir des estimations des coûts du gaz utilisé aux fins d'exploitation.

L'Office note que Westcoast a demandé un compte de report pour le carburant de compression et d'autre gaz utilisé aux fins d'exploitation. Cette question est traitée à la section 8.9.4.

8.6.3 Gaz non comptabilisé

Dans sa preuve, Westcoast a défini le gaz non comptabilisé comme étant la perte ou le gain non comptabilisé des volumes de gaz qui sont nécessaires pour équilibrer les arrivages et les livraisons de gaz après avoir tenu compte de toutes les composantes pour le gaz utilisé comme carburant et la variation du gaz dans la canalisation.

Westcoast a indiqué qu'elle avait évalué à zéro la valeur du gaz non comptabilisé au cours de l'année d'essai. La société a proposé que, avec une estimation de zéro pour le gaz non comptabilisé, toute perte ou tout gain sur le réseau de transport soit inscrit au compte de report du gaz utilisé aux fins d'exploitation. Au cours de l'année de référence, le gaz non comptabilisé avait été attribué aux producteurs en vertu des dispositions de l'ordonnance TG-5-79.

Un certain nombre d'intervenants ont maintenu que le gaz non comptabilisé devrait être évalué à partir des données précédentes et ont proposé que Westcoast utilise une moyenne de trois ans.

Au cours du contre-interrogatoire, Westcoast a admis que TransCanada utilisait une moyenne de trois ans pour évaluer le gaz non comptabilisé sur son réseau de transport. Westcoast a fait savoir que la moyenne de gaz non comptabilisé pour les années 1983, 1984 et 1985 était de 0,0933 %. Si l'on appliquait ce pourcentage aux prévisions de débit pour l'année d'essai, il en résulterait un gain estimatif de 6 828 000 m³. En multipliant le gain de volume par le coût moyen estimatif du gaz de 71,97 \$/10³m³ pour l'année d'essai, Westcoast a établi le gain à 491 000\$.

Décision

L'Office ne considère pas que l'estimation de zéro pour le gaz non comptabilisé de Westcoast est raisonnable en raison des antécédents de la société. L'Office a par conséquent décidé d'inclure un crédit de 491 000 \$ au coût du service.

L'Office demande à Westcoast de calculer dans ses demandes futures les gains ou pertes non comptabilisés en utilisant une moyenne des trois années d'expérience réelle les plus récentes.

8.7 Rendement de la base des taux

Selon les décisions de l'Office concernant les questions relatives à la base des taux et au rendement, le rendement total accordé à la société pour l'année d'essai 1986 est de 84,768 millions de dollars. Le tableau 8-5 illustre comment on est arrivé à ce chiffre.

Tableau 8-5
Rendement admissible de la base des taux
(en milliers de dollars)

Base des taux selon le tableau 6-1	700 563
Rendement total admissible (12,10% x 700 563)	84 768

8.8 Impôt sur le revenu

8.8.1 Gazoduc de remplacement Grizzly Valley

Dans ses Motifs de décision du mois d'août 1983 concernant Westcoast, l'Office a décidé d'inscrire les coûts du gazoduc de remplacement Grizzly Valley (GRGV) dans un compte de report en attendant le règlement d'un certain litige qui était en cours à l'époque. L'Office avait également autorisé la société à accumuler des frais financiers dans le compte de report au rendement autorisé de la base des taux. Ces coûts ont été maintenus dans le compte de report pendant les périodes du 1^{er} septembre 1983 au 30 octobre 1985 et du 12 au 31 décembre 1985¹. Au cours de ces périodes, Westcoast a utilisé des déductions fiscales liées au GRGV au profit de ses activités non liées au service public. Westcoast a procédé de cette façon pour les raisons suivantes:

- a) le GRGV n'était pas compris dans la base des taux.
- b) Contrairement à un bien au cours de la construction, qui est normalement compris dans la base des taux, le GRGV était en attente et le doute planait quant à savoir s'il serait inclus dans la base des taux.
- c) Les questions de négligence et de prudence sont les principaux facteurs qui ont amené l'Office à ordonner à Westcoast de transférer le GRGV du compte IGS à un compte de report.

Les déductions fiscales utilisées par Westcoast pour les activités non liées au service public pendant que le GRGV était dans un compte de report totalisaient 8,197 millions de dollars en ACC et 3,820 millions de dollars en intérêts. Les propositions de la société relativement à ces déductions fiscales sont les suivantes:

- a) Une ACC afin de réduire les impôts sur le revenu du coût du service entrerait à nouveau en vigueur le 1^{er} janvier 1986.
- b) Une déduction de 1,335 million de dollars pour intérêt serait utilisée pour réduire les impôts sur le revenu du coût du service en 1986. Cette somme représente la part d'intérêt des frais

¹ L'office a révisé les annexes a) et b) de la pièce justificative c-156, la réponse de l'APC à la demande de renseignements de l'ONÉ, la pièce justificative A-35, en date du 22 mai 1986, afin d'exclure les sommes liées à période allant du 1^{er} novembre au 11 décembre 1985 conformément à sa décision qui figure à la section 6.1.2 du présent rapport.

financiers qui reste après soustraction de l'intérêt récupéré, par suite du règlement hors cour, du total des frais financiers inscrits au compte de report.

L'APC n'était pas d'accord avec le traitement du GRGV par Westcoast dans le compte de report comme un bien non lié au service public pour les raisons suivantes:

- a) L'Office a approuvé le GRGV et accordé le certificat ainsi que l'autorisation de mettre le pipeline en service.
- b) Le GRGV a été placé dans un compte de report du service public qui avait été établi en vertu d'une ordonnance de l'Office concernant les actifs de service public.
- c) Pendant que le GRGV était dans le compte de report, il a été utilisé par le service public et lui a été utile.
- d) L'Office a permis à Westcoast de réaliser des frais financiers sur le GRGV dans le compte de report au rendement autorisé de la base des taux.
- e) Westcoast a admis qu'elle traitait normalement les dépassements comme des postes de service public et qu'elle accordait le traitement ACC de service public à ces dépassements bien que de tels coûts ne soient pas compris dans la base des taux avant qu'ils soient approuvés. L'APC a soutenu que la situation concernant le GRGV dans le compte de report est tout à fait analogue à celle des dépassements des coûts.

L'APC a fait valoir que les payeurs de droits auraient pu épargner des impôts sur le revenu du coût du service légèrement supérieurs aux déductions fiscales du GRGV si ces déductions avaient été prises aux fins du service public. Cela est attribuable à une majoration des recettes dans le cas de service public et au fait que le taux d'imposition de Westcoast est supérieur à 50 %. Ainsi, l'APC a calculé l'augmentation du besoin en recettes du service public au cours de cette période à 12,800 millions de dollars. Afin de tenir compte de la valeur de rendement de l'argent, l'APC a fait valoir que les payeurs de droits devraient réaliser des frais financiers sur cette augmentation du besoin en recettes. L'APC a calculé ces frais financiers à 2,443 millions de dollars en utilisant un taux de 15 % (considéré comme étant le coût du capital des producteurs). Westcoast a rejeté ce taux en disant qu'il n'y avait pas suffisamment de preuve à l'appui.

Étant donné que l'augmentation du besoin en recettes au cours de cette période dépassait les déductions fiscales offertes, cet excédent était taxable pour Westcoast. À la demande de l'Office, l'APC a calculé le profit net de Westcoast après impôt à 12,396 millions de dollars et les frais financiers au taux de rendement autorisé (12,05 %) à 1,906 million de dollars.

Dans la plaidoirie finale, l'APC a déclaré que l'incertitude relative au GRGV avait été dissipée et que Westcoast ne devrait pas avoir le droit de garder les avantages fiscaux découlant de ces actifs du service public. L'APC a également déclaré que si l'Office décidait d'étaler le crédit pour les avantages fiscaux du GRGV sur une certaine période plutôt que d'accorder ce crédit entièrement au cours de l'année d'essai, les payeurs de droits devraient être autorisés à récupérer les frais financiers additionnels au cours de la période précisée par l'Office. Plusieurs intervenants ont adopté la position de l'APC au cours de leur plaidoirie finale.

Décision

Les raisons invoquées par Westcoast n'ont pas convaincu l'Office de traiter le GRGV dans le compte de report comme un actif non lié au service public. L'Office est d'avis que le coût du service devrait être crédité avec la somme des avantages reçus par Westcoast au cours de cette période ainsi que les frais financiers qui s'imposent.

L'Office note que la proposition de l'APC de compenser les payeurs de droits par le plein montant de l'augmentation du besoin en recettes du service public, alors que le GRGV était dans le compte de report, n'éviterait pas une perte à Westcoast car on ne tient pas compte du fait que l'excédent des recettes sur les déductions fiscales offertes était imposable pour Westcoast. En outre, le taux de 15 % des frais financiers que l'APC considérerait comme étant le coût du capital des producteurs n'était pas appuyé d'une preuve.

L'Office a décidé que le coût du service serait crédité et la somme de 14,302 millions de dollars amortie sur une période de 36 mois à compter du 1^{er} janvier 1986. Ce crédit représente le profit net de Westcoast après impôt ainsi que les frais financiers au rendement autorisé de la base des taux de 12,05 %. La portion non amortie de ce crédit devrait être soustraite lors du calcul de la base des taux afin de permettre aux payeurs de droits de réaliser un rendement sur les sommes impayées au cours de la période d'amortissement.

8.8.2 Autres questions

Dans sa demande mise à jour, Westcoast a calculé à 39,481 millions de dollars ses frais d'impôt sur le revenu pour l'année d'essai selon la méthode de l'impôt exigible. Ce montant pouvait être modifié tout au long de l'audience. Dans sa révision finale, Westcoast a évalué ces frais à 32,869 millions de dollars (selon la pièce justificative B-110, déposée le 20 juin 1986).

Décision

Selon la révision finale de Westcoast, l'Office a estimé à 17,823 millions de dollars la somme des impôts sur le revenu à inclure dans les besoins en recettes de la société. Ce calcul reflète les décisions de l'Office relativement au calcul de l'impôt sur le revenu et est illustré au tableau 8-6.

Tableau 8-6
Calcul de l'impôt sur le revenu
(en milliers de dollars)

Revenu du service public après impôt	36 287 ¹
Rajustement des revenus du service public après impôt - ajouter (soustraire):	
Île de Vancouver - déductions et intérêt de l'année précédente	(1 336) ²
Gazoduc Grizzly - ACC et intérêt de l'année précédente	— ³
AFUDC - part d'intérêt	(1 479) ⁴
Dépréciation et amortissement	23 416 ⁵
Amortissement des coûts d'émission	847
Frais de financement	(213)
Allocation du coût en capital	(37 239) ⁶
Crédit d'impôt à l'investissement	(2 335)
Récupération pour le crédit d'impôt à l'investissement	694
Frais généraux pendant la construction	(3 082)
Montant cumulatif des immobilisations admissibles	(90)
Perte sur change pour le remboursement de la dette	2 563
Excédent du régime d'épargne et de retraite	100
Profit comptable sur le remboursement de la dette	(473)
Déduction au titre des stocks	(33)
Revenu du service public après impôt tel que rajusté	<u>17 627</u>
Impôt sur le revenu du service public avant le crédit d'impôt à l'investissement	20 142
1 + 5333 1 + 5333 x 17 627	
Moins: Crédit d'impôt à l'investissement	<u>(2 335)</u>
Impôts sur le revenu du service public de Westcoast	17 807
Impôts sur le revenu de Westcoast (Alberta)	16
Total des impôts sur le revenu du service public	17 823

- 1 Selon la base des taux (non compris Westcoast Alberta) de 699 171 000 \$ et la somme du coût moyen pondéré des capitaux propres des 5,19%. Voir tableaux 6-1 et 7-2.
- 2 Reflète la décision de l'Office à la section 6.2.
- 3 Reflète la décision de l'Office à la section 8.8.1.
- 4 L'intérêt de l'AFUDC est rajusté pour refléter les décisions de l'Office relativement au rendement (tableau 7-2) et le retrait par Westcoast de son projet de canalisation de condensats acides de l'usine de McMahon (section 6.3.1).
- 5 Révisée pour refléter les décisions de l'Office aux sections 8.2.2, 8.3.2 et 8.8.1.
- 6 Reflète le retrait par Westcoast du projet de canalisation de condensats acides de l'usine de McMahon (section 6.3.1).

8.9 Comptes de report du coût du service

Dans sa demande relative à de nouveaux droits, Westcoast a inclus une demande d'approbation d'un certain nombre de comptes de report pour les postes du coût du service. La société a fait valoir qu'elle avait besoin de comptes de report pour se protéger des écarts entre les coûts réels de l'année d'essai et les coûts récupérés dans ses droits qui sont basés sur des estimations. Sans ces comptes de report, les actionnaires de Westcoast risquent des écarts de coût qui sont presque entièrement indépendants de la volonté de la société.

Les intervenants ne se sont pas opposés à l'approbation des comptes de report pour les coûts qui sont clairement indépendants de la volonté de la société. Cependant, ils n'étaient pas en faveur des comptes de report qui protégeraient en fait Westcoast des écarts qui peuvent être prévus avec un certain degré de précision et qui pourraient être incorporés dans les prévisions de l'année d'essai.

8.9.1 Changements liés à la législation et à la réévaluation touchant divers impôts

Ces comptes de report noteraient les écarts entre les coûts réels et prévus découlant des changements liés à la législation et à la réévaluation touchant les taxes foncières, les taxes relatives à la consommation de carburant, l'impôt sur le capital des sociétés, les surtaxes fédérales et provinciales et les impôts fédéraux et provinciaux sur le revenu.

L'APC s'est opposée à ces comptes de report car ils sont liés à des coûts qui ne seront peut-être pas engagés au cours de l'année d'essai. L'APC estime que Westcoast devrait demander l'autorisation d'un compte de report seulement lorsque ces coûts seront engagés.

Décision

L'Office est d'avis que les coûts pour lesquels Westcoast demande des comptes de report sont clairement indépendants de la volonté de la société et qu'ils peuvent être prélevés par divers échelons du gouvernement à très court terme. Dans ces circonstances, l'Office est d'avis que de tels comptes de report sont justifiés. Par conséquent, les comptes de report suivants sont approuvés pour couvrir les changements liés à la législation et à la réévaluation touchant les:

- a) les taxes foncières;
- b) les taxes relatives à la consommation de carburant;
- c) la surtaxe fédérale et les impôts fédéraux sur le revenu;
- d) la surtaxe provinciale et les impôts provinciaux sur le revenu; et
- e) l'impôt sur le capital des sociétés.

8.9.2 Opération de change

Comme elle l'a expliqué à la section 8.5, Westcoast a calculé les coûts de l'opération de change sur les paiements du capital et des intérêts de sa dette envers les États-Unis en supposant que 1 \$US équivalait à 1,40 \$Can. au cours de l'année d'essai. La société, consciente de la difficulté de prévoir les rapports entre ces deux devises dans une année ou plus, a demandé un compte de report pour couvrir ce poste.

Décision

L'Office considère que l'opération de change est un coût de l'année d'essai qui ne peut être prévu avec précision et qui échappe ainsi au contrôle de la société. Par conséquent, un compte de report couvrant les écarts entre les coûts réels et prévus de l'opération de change est approuvé.

8.9.3 Échanges entre services publics

L'usine de McMahon, qui est adjacente à une raffinerie de Petro-Canada, fournit à Petro-Canada certains services publics qui excèdent ses besoins, comme l'air comprimé, l'eau de refroidissement, l'électricité, le gaz utilisé comme carburant et la vapeur. En retour, Westcoast reçoit de Petro-Canada des services comme les gaz d'évent, l'huile d'absorption et le mazout pour chaudière. La différence nette est ensuite facturée par Westcoast à Petro-Canada. Westcoast a en outre négocié une entente analogue pour l'échange d'électricité entre l'usine de Fort Nelson et B.C. Hydro. Étant donné la difficulté de prévoir les besoins des diverses parties à ces ententes d'échange, Westcoast a demandé l'approbation d'un compte de report pour inscrire tout écart entre les coûts prévus et réels.

Décision

L'Office convient avec la société que les besoins relatifs aux échanges de services publics sont difficiles à prévoir pour les parties signataires des ententes et note que la majorité des intervenants ne se sont pas opposés à ce qu'un tel compte de report soit approuvé pour Westcoast. L'Office approuve par conséquent un compte de report pour les écarts relatifs aux échanges entre services publics.

8.9.4 Gaz utilisé aux fins d'exploitation

Westcoast a demandé un compte de report pour le gaz utilisé aux fins d'exploitation en faisant valoir qu'il était nécessaire étant donné que la société n'avait aucun contrôle sur le prix ou les volumes utilisés aux fins d'exploitation. Elle a déclaré que c'était le cas, notamment, étant donné la nouvelle politique de commercialisation du gaz du gouvernement de la Colombie-Britannique qui encourage les ventes directes entre les producteurs et les utilisateurs ultimes et en raison des conditions existantes sur le marché d'exportation qui est très concurrentiel.

Les intervenants, dirigés par l'APC, étaient d'avis que la société devrait avoir droit à un compte de report pour le gaz utilisé comme carburant mais non pour d'autre gaz utilisé par la société ou pour le gaz perdu et non comptabilisé, car ils soutenaient que Westcoast pouvait avoir un contrôle sur ces derniers.

Décision

L'Office est d'avis que la transition à une tarification axée sur le marché a introduit une incertitude accrue quant aux volumes de gaz vendus et aux prix auxquels ils seront vendus au cours de la période d'essai. Par conséquent, l'Office a approuvé l'inclusion dans un compte de report de ce qui suit:

- a) **pour le gaz utilisé comme carburant de compression: les écarts attribuables aux changements de prix et de volume; et**

- b) **pour les variations du gaz dans la canalisation et les autres besoins en gaz utilisé comme carburant, on compris le gaz perdu et non comptabilisé: les écarts attribuables aux changements de prix seulement.**

L'Office croit que Westcoast peut raisonnablement prévoir les besoins en volumes de combustible autre que le carburant de compression.

Étant donné sa décision à la section 8.6.3, l'Office est d'avis que Westcoast n'a pas besoin d'un compte de report pour le gaz perdu et non comptabilisé. Par conséquent, la demande de la société relativement à un compte de report pour ce poste est refusée.

Des frais financiers équivalents à 1/12 du rendement approuvé de la base des taux s'accumuleront au solde de fin de mois des comptes de report approuvés aux sections 8.9.1, 8.9.2, 8.9.3 et 8.9.4, et les coûts accumulés devront être compris dans la prochaine demande relative à de nouveaux droits de la société afin que l'Office prenne une décision à ce sujet.

8.10 Répartition par zones de tarification

Comme elle l'a expliqué à la section 6,8, Westcoast a réparti le coût du service entre cinq zones de tarification basées sur les treize sections prescrites par l'ordonnance TG-5-79, à l'exception des impôts sur le revenu dont elle a demandé à l'Office l'approbation selon la provenance.

Décision

Conformément à sa décision relativement à la répartition des composantes de la base des taux, l'Office approuve la méthode de Westcoast visant à répartir le coût du service entre les cinq zones de tarification.

8.11 Écarts entre les droits approuvés et les droits provisoires

Depuis le 1^{er} janvier 1986 Westcoast a récupéré des taux provisoires tels que prescrits par l'ordonnance TGI-11-85, des recettes provenant des ventes et des services de transport.

Décision

Après avoir étudié toute la preuve l'Office a délivré l'ordonnance n° TG-4-86 mettant à exécution ses décisions concernant la demande de Westcoast relativement à de nouveaux droits, dans sa version modifiée. Par suite de la délivrance de l'ordonnance finale de l'Office relativement à la présente audience, Westcoast doit calculer à nouveau les droits relatifs aux ventes et au service de

transport pour chaque mois à compter du 1^{er} janvier 1986 et rembourser la différence entre ces droits et les droits provisoires, ainsi que des frais financiers, aux payeurs de droits. Chaque mois, les frais financiers, calculés à 1/12 du rendement approuvé de la base des taux, seront ajoutés au solde impayé de fin de mois jusqu'à la date où le remboursement sera effectué.

L'Office estime que le montant du remboursement sera considérable en raison de la réduction globale des besoins en recettes découlant des décisions de l'Office et des révisions que Westcoast a apportées à sa demande. Par conséquent, l'Office reconnaît que le remboursement d'une somme aussi considérable en un seul paiement pourrait occasionner des problèmes d'auto financement pour la société. C'est pourquoi Westcoast peut, si elle le désire, faire le remboursement, avec des frais financiers, en un seul paiement le 31 décembre 1986 au plus tard ou par mensualités égales, pendant une période maximale de six mois.

8.12 Division distincte de commercialisation

Pendant le contre-interrogatoire, Westcoast a déclaré que la société étudiait la possibilité de mettre sur pied une société incorporée qui s'occuperait d'acheter et de vendre le gaz naturel, et que cette société incorporée serait distincte de l'activité pipelinère de Westcoast. Dans sa demande actuelle relativement à de nouveaux droits, Westcoast a traité les dépenses associées à l'achat et à la vente de gaz naturel comme faisant partie des activités réglementées de Westcoast. Westcoast a fait valoir qu'elle ne retirait aucun profit lié à l'achat et à la vente de gaz naturel autre que la récupération des dépenses telle que prévue par l'Office. En outre, Westcoast a fait valoir que nombreux de changements contractuels entre Westcoast et ses clients et producteurs seraient nécessaires avant de pouvoir apporter tout changement au réseau actuel.

Plusieurs intervenants se sont montrés inquiets relativement à cette question et sont d'avis qu'avec le nouveau régime de commercialisation du gaz toute l'activité de commercialisation et les coûts qui s'y rattachent devraient être exclus du coût du service des activités du service public.

Décision

L'Office estime qu'étant donné la nature changeante de la politique de commercialisation du gaz au Canada et la désignation possible des activités de commercialisation de la société comme étant non liées au service public, tous les coûts futurs liés à la commercialisation devraient être séparés du coût du service des activités du service public. Par conséquent, la société doit indiquer ces coûts séparément dans sa prochaine demande relative à de nouveaux droits.

En décidant que les coûts des activités de commercialisation de la société ne pourraient plus être récupérés dans les droits demandés pour les ventes et le service, l'Office ne donne aucune directive concernant la réorganisation de la société qui devrait accompagner ce changement. Bien que l'établissement d'une "division" au sein de la structure actuelle de la société soit acceptable, l'Office préférerait une réorganisation générale plus fondamentale par laquelle une

organisation de commercialisation serait mise sur pied à titre de société incorporée distincte, propriété d'une société de portefeuille qui serait également propriétaire de la société de service public à titre de société distincte.

L'Office comprend qu'une réorganisation d'une portée aussi considérable ne serait peut-être pas souhaitable du point de vue de Westcoast.

Une fois que les fonctions de commercialisation auront été séparées, l'organisation de commercialisation sera en mesure de faire payer ses services et de s'occuper du transport par pipeline. L'Office s'attend à ce que la prochaine demande relative à de nouveaux droits comprenne le concept de l'organisation de commercialisation comme un expéditeur de plus sur le réseau, qui paie le service public pour les services de collecte, de traitement et de transport qu'elle reçoit. Ce concept, qui s'appliquerait de la même façon aux volumes d'exportation et aux volumes canadiens, parerait au besoin d'un tarif séparé pour les ventes et des droits ainsi compris.

8.13 Surveillance trimestrielle

Au cours de la période pendant laquelle Westcoast a été réglementée en vertu des droits établis selon a méthode du coût du service variable, l'Office demandait à la société de déposer des rapports mensuels sur le coût du service. Ces rapports donnaient des détails relatifs au calcul de la base des taux et du coût du service et à la répartition du coût du service entre les divers producteurs.

Décision

Par suite du passage à la méthode des droits fixes, l'Office continuera de surveiller les droits de Westcoast en comparant les résultats réels de la société à ceux prévus des demandes futures relatives à l'année d'essai. Afin de mettre en oeuvre ce processus de surveillance, Westcoast devra déposer auprès de l'Office un rapport de surveillance après chaque trimestre d'année d'essai, sous une forme que l'Office trouvera acceptable. La présentation et le contenu de ce rapport trimestriel de surveillance feront l'objet de lignes directrices que l'Office communiquera à Westcoast dans un proche avenir.

Chapitre 9

Décision

Les chapitres précédents, de même que l'ordonnance TG-4-86, constituent nos motifs de décision et notre décision relative à cette question.

A.D. Hunt
Membre président

W.G. Stewart
Membre

A.B. Gilmour
Membre

Ottawa, Canada
Août 1986

Annexe I

Ordonnance No. TG-4-86

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

RELATIVE À la demande présentée par Westcoast Transmission Company Limited (Westcoast) le 1^{er} décembre 1985, dans sa version modifiée, en vue d'obtenir certaines ordonnances provisoires et définitives au sujet des droits et tarifs en vertu des articles 16, 50, 51, 53 de la *Loi sur l'ONÉ*, et déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1562-W5-9; et

RELATIVE À la demande du 1^{er} décembre 1985 présentée par Westcoast en vue d'obtenir certaines ordonnances en vertu de l'article 53 de la *Loi sur l'administration de l'énergie* (LAE).

DEVANT:

A.D. Hunt
Membre président

W.G. Stewart
Membre

le vendredi 15 août 1986

A.B. Gilmour
Membre

ATTENDU QUE dans la demande du 1^{er} décembre 1985, dans sa version modifiée, Westcoast a demandé à l'Office certaines ordonnances provisoires et définitives en vertu des articles 16, 50, 51 et 53 de la *Loi sur l'ONÉ* fixant des droits justes et raisonnables que Westcoast pourrait exiger, à compter du 1^{er} janvier 1986, pour le transport du gaz vendu par Westcoast ou à l'égard de celui-ci, et pour le transport de gaz appartenant à des tiers et rejetant tout droit existant qui est incompatible avec les droits justes et raisonnables ainsi fixés;

ATTENDU QUE Westcoast a demandé que l'Office approuve par ordonnance, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, certaines procédures et comptes de report connexes;

ATTENDU QUE l'Office, par l'ordonnance TGI-11-85, a approuvé provisoirement les droits que peut exiger Westcoast pour le gaz qu'elle collecte, traite et transporte, à compter du 1^{er} janvier 1986;

ATTENDU QUE l'Office a entendu la preuve et les mémoires de Westcoast et de toutes les parties intéressées en ce qui concerne la demande, à une audience publique tenue conformément à l'ordonnance RH-6-85, qui a commencé à Vancouver le 4 mars 1986;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office quant à la demande sont énoncées dans ses Motifs de décision d'août 1986 et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Westcoast dépose auprès de l'Office et signifie à toutes les parties intéressées à l'audience relative à la présente demande, d'ici le 15 octobre 1986, de nouveaux droits et tarifs conformes aux décisions énoncées dans les Motifs de décision d'août 1986 et à la présente ordonnance, et

que Westcoast exige à l'égard du transport de gaz vendu par elle ou du transport de gaz pour des tiers, les droits ainsi calculés.

2. (1) L'Office ordonne qu'à compter du 1^{er} novembre 1986 les droits autorisés dans les présentes soient en service et fassent partie des tarifs de Westcoast;
- (2) Conformément au paragraphe 16.1(2) et à l'article 52.2 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office ordonne que Westcoast recalculer les droits autorisés conformément à ses Motifs de décision d'août 1986, pour la période du 1^{er} janvier au 31 octobre 1986, et qu'elle rembourse toute somme excédentaire ainsi que les frais financiers; soit sous forme de somme forfaitaire au plus tard le 31 décembre 1986, soit en mensualités égales pendant une période qui ne dépasser pas six mois.
3. À compter du 1^{er} novembre 1986, les modalités de transport, dans leur version modifiée par les Motifs de décision, fassent partie des tarifs applicables au transport du gaz vendu par Westcoast ou au transport de gaz pour des tiers et dans la mesure où ces conditions entrent en conflit avec toute modalité existante, les modalités approuvées dans les présentes prévalent.

ET IL EST EN OUTRE ORDONNÉ QUE:

4. (1) La demande de Westcoast visant à répartir 100 % de ses coûts fixes, pour l'année d'essai, sur la base des volumes de la demande contractuelle journalière garantie contenus dans ses contrats de vente de gaz avec ses clients-ventes garanties, soit acceptée;
- (2) la demande de Westcoast visant à répartir les coûts selon les cinq zones suivantes:
Zone 1 - collecte
Zone 2 - traitement
Zone 3 - transport au nord de la station n° 2
Zone 4 - transport au sud de la station n° 2
Zone 5 - installations en Alberta
soit approuvée;
- (3) la demande de Westcoast visant à répartir les coûts dans les zones 1 et 2 selon la formule dite du timbre-poste soit approuvée;
- (4) la demande de Westcoast visant à ce que les coûts dans la zone 3 soient répartis suivant la formule dite du timbre-poste soit rejetée. Les coûts applicables à la zone 3, sauf dans le cas des clients limitrophes à la canalisation, seront répartis en fonction du volume et de la distance, les unités de répartition appropriées étant établies à partir des volumes et des ventes liées à la demande contractuelle, et rajustées par rapport à la distance, et les coûts totaux attribués à la zone 3 seront répartis proportionnellement à ces unités de répartition;
- (5) les droits des clients limitrophes à la canalisation soient fondés sur le concept du gisement le plus proche comme le prévoyaient les réponses fournies par Westcoast à titre d'information;

- (6) la demande de Westcoast visant à ce que les droits applicables en fonction du volume et de la distance à la zone 4 soient établis au moyen d'une méthode qui permettrait de répartir chaque volume garanti de la demande contractuelle d'un client parmi les divers points de livraison liés à ce client, selon une formule de périodes de demande maximale non coïncidentes utilisant les trois jours moyens de demande maximale de janvier 1985, soit approuvée pour l'année d'essai 1986;
 - (7) les zones de service de B.C. Hydro, d'Inland et de PNG soient considérées comme zones de vente et les droits correspondant à tous les services dans une zone, qu'il s'agisse de ventes de gaz du réseau ou de service de transport, soient calculés au moyen des mêmes facteurs de répartition en fonction du volume et de la distance;
 - (8) la demande de Westcoast visant à inclure 100 % de ses coûts fixes dans la composante-demande de ses droits relatifs aux ventes garanties, à compter du 1^{er} janvier 1986, soit approuvée;
5. Les droits applicables aux ventes et au service interruptibles soient calculés de la façon suivante:
- (1) en ce qui concerne le marché d'exportation, les droits applicables aux volumes interruptibles seront calculés à partir des droits qui s'appliquent aux ventes et au service garantis et seront des droits relatifs au produit à une composante calculés en rajustant tout d'abord la composante-demande des droits appropriés applicables aux ventes et au service garantis selon un facteur de charge de 75 %, puis en ajoutant les coûts variables appropriés;
 - (2) les droits s'appliquant au service de dépassement autorisé, seront calculés à partir des droits applicables aux ventes et au service garantis et seront des droits relatifs au produit à une composante calculés en rajustant tout d'abord la composante-demande des droits appropriés applicables aux ventes et au service garantis selon un facteur de charge de 75 %, puis en ajoutant les coûts variables appropriés. Ce service ne sera plus fourni après le 31 mars 1987;
 - (3) en ce qui concerne le marché intérieur, les droits applicables aux volumes interruptibles seront calculés à partir des droits s'appliquant aux ventes et au service garantis et seront des droits relatifs au produit à une composante calculés en rajustant tout d'abord la composante-demande des droits appropriés applicables aux ventes et au service garantis selon un facteur de charge de 85 %, puis en ajoutant les coûts variables appropriés;
 - (4) à compter du 1^{er} avril 1987, un service interruptible intérieur de niveau supérieur (Niveau Un) sera offert à tous les expéditeurs canadiens et les droits connexes seront calculés conformément à l'alinéa 5(2) ci-dessus;
 - (5) à compter du 1^{er} avril 1987, le service interruptible à l'exportation et le service interruptible intérieur de Niveau Un bénéficieront de la même priorité pour ce qui est de l'accès au pipeline et passeront avant le service interruptible intérieur de niveau inférieur (Niveau Deux).

6. La proposition de Westcoast quant au traitement des recettes tirées des services interruptibles rendus par Westcoast en 1985 qui se trouvent dans le compte 279 de l'ONÉ, soit approuvée.
7.
 - (1) La proposition de Westcoast visant à créditer au coût du service de l'année d'essai les recettes estimatives tirées du dépassement autorisé et des volumes interruptibles soit approuvée;
 - (2) La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins d'établissement de droits, une ordonnance qui lui permettrait d'inscrire dans un compte de report les écarts de recettes supérieurs ou inférieurs à celles prévues au cours de l'année d'essai pour le dépassement autorisé, les ventes interruptibles et le service de transport, soit accordée;
 - (3) la demande de Westcoast visant à inclure dans le coût du service de la prochaine année d'essai le solde du compte de report autorisé en 7(2) soit approuvée.
8. La proposition de Westcoast visant à retenir 5 % des recettes des droits applicables au service interruptible, soit rejetée.
9. La demande de Westcoast visant à créditer d'un montant de 750 000 \$ la composante-demande des droits relatifs au service garanti applicables à l'usine de LGN, soit rejetée.
10. La demande de Westcoast du 10 février 1986 visant à inclure dans ses droits des frais financiers relatifs à l'obligation de payer Amoco, qu'il y ait ou non livraison, soit rejetée.
11. La demande faite par Westcoast, conformément à l'ordonnance TG-5-79 du 21 mars 1986, dans sa version modifiée, en ce qui concerne les rajouts à la base des taux résultant des dépassements de coût de 1985, soit approuvée au montant de 249 000\$.
12. La demande de Westcoast quant à l'approbation de son rapport sur l'écart budgétaire d'exploitation et d'entretien de 1985 soit approuvée. Westcoast recouvrera, en tant que partie de son coût du service de décembre 1985, calculé conformément au paragraphe 41 de l'ordonnance TG-5-79, le montant de 2 480 000 \$, ainsi que les frais financiers au 15 août 1986, calculés conformément au paragraphe 9.5 de l'ordonnance TG-5-79.
13.
 - (1) La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, une ordonnance en ce qui concerne le traitement du gazoduc original Grizzly Valley et du projet de remplacement, soit accordée;
 - (2) le traitement comptable proposé par Westcoast, dans sa lettre du 18 décembre 1985, en ce qui concerne la période du 31 octobre 1985 au 11 décembre 1985, soit approuvé;
 - (3) en ce qui concerne les avantages en matière d'impôt sur le revenu liés au projet Grizzly Valley, Westcoast crédite au coût du service un montant de 14 302 000 \$ qui sera amorti au cours d'une période de trente-six mois commençant le 1^{er} janvier 1986 et le solde non amorti sera porté au crédit de la base des taux.
14. Un montant de 2 352 000\$, représentant tous les coûts du levé préliminaire et la moitié des frais de l'audience relative au projet de l'île de Vancouver, soit amorti dans le coût du service sur 36 mois, à compter de janvier 1986. L'inclusion du solde non amorti dans la base des taux est rejetée.

15. La base moyenne des taux pour l'année d'essai soit de 700 563 000 \$
16. Les besoins en recettes pour l'année d'essai soient de 253 439 000 \$
17. La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins de comptabilité et d'établissement des droits, une ordonnance qui répartirait le solde des impôts sur le revenu différés et les dépenses pour impôt sur le revenu d'après leur provenance soit accordée.
18. La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, une ordonnance qui répartirait le solde des éléments de la base des taux au moyen de la méthode établie par l'ordonnance TG-5-79, soit approuvée. L'usage de cette méthode et de celle utilisée pour le coût du service ne prendra pas fin avec l'abrogation de l'ordonnance TG-5-79.
19. La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, une ordonnance qui permettrait à Westcoast d'inclure dans un compte de report des montants liés à la construction d'installations de collecte et de traitement demandées par d'autres, soit rejetée.
20. La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, une ordonnance qui permettrait à Westcoast d'inscrire dans un compte de report la différence entre les coûts prévus et les coûts réels causés par des frais liés à la législation et par des frais liés à la réévaluation des taxes foncières, des taxes associées à la consommation de carburant, de l'impôt sur le capital des sociétés et des surtaxes fédérales et provinciales et des impôts sur le revenu fédéraux et provinciaux, soit approuvée.
21. La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, une ordonnance qui permettrait à Westcoast d'inscrire dans un compte de report les écarts entre les coûts prévus de conversion de la monnaie soit approuvée.
22. La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, une ordonnance qui permettrait à Westcoast d'inscrire dans un compte de report les écarts relatifs à ses ententes d'échange avec d'autres services publics, soit approuvée.
23. La demande de Westcoast en vue d'obtenir, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, une ordonnance qui permettrait à Westcoast d'inscrire dans un compte de report les écarts dus au gaz perdu et au gaz non comptabilisé, soit rejetée.
24. Westcoast inscrive, aux fins de comptabilité et d'établissement de droits, dans un compte de report:
 - (i) en ce qui concerne le gaz utilisé comme carburant dans les compresseurs, les écarts dus aux changements à la fois de prix et de volume; et
 - (ii) en ce qui concerne les changements du volume de gaz dans les canalisations et les autres exigences relatives au gaz utilisé comme carburant, à l'exception du gaz perdu et du gaz non comptabilisé, les écarts dus aux changements de prix seulement.
25. Tous les comptes de report approuvés dans les présentes se voient imputer des frais financiers chaque mois; ces frais étant calculés sur le solde de fin de mois du compte, selon un taux égal

au douzième du rendement approuvé de la base des taux, et soient inclus dans la prochaine demande de Westcoast relative aux droits pour que l'Office statue à cet égard à moins de disposition contraire dans les présentes.

ET IL EST EN OUTRE ORDONNÉ QUE:

26. L'ordonnance n° TG-5-79, dans sa version modifiée, et l'ordonnance n° TGI-11-85 soient abrogées par les présentes.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

Annexe II

ORDONNANCE NO. TGI-10-85

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

RELATIVE À une demande présentée par Westcoast Transmission Company Limited (ci-après appelée "Westcoast") en vue d'obtenir une ordonnance autorisant son traitement comptable proposé de certains montants relatifs au gazoduc original Grizzly Valley et au projet de remplacement Grizzly Valley; et

RELATIVE À l'ordonnance n° AO-20-TG-5-79 en ce qui concerne certains coûts et frais financiers relatifs au gazoduc original Grizzly Valley et au projet de remplacement Grizzly Valley qui ont fait l'objet d'une action en justice intentée devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Numéros de référence de l'Office 1562-W5-3 et 1562-W5-9.

D E V A N T l'Office, le jeudi 12 décembre 1985.

ATTENDU QUE Westcoast a, dans une demande du 8 novembre 1985, demandé l'autorisation de traiter certains montants relatifs au gazoduc original Grizzly Valley en tant que réforme extraordinaire à compter du 1^{er} novembre 1985;

ATTENDU QUE Westcoast a aussi demandé, dans la même demande, l'autorisation d'inclure dans le compte d'installations de gazoduc en service, certains montants relatifs au projet de remplacement Grizzly Valley à compter du 1^{er} novembre 1985;

ATTENDU QUE l'ordonnance n° AO-20-TG-5-79 est arrivée à expiration le 30 octobre 1985 avec le règlement du litige intenté par Westcoast contre certaines parties devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique;

ATTENDU QUE l'Office a jugé nécessaire qu'une période additionnelle soit consacrée à l'examen des mémoires des parties intéressées et des commentaires de Westcoast relativement à ces mémoires;

ATTENDU QUE l'Office a jugé souhaitable d'examiner la demande de Westcoast au cours de l'audience publique prochaine en vertu de la Partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;

ET ATTENDU QUE l'Office juge souhaitable, en attendant, de permettre à Westcoast de continuer à inscrire chaque mois des frais financiers au solde du compte de report établi conformément à l'ordonnance n° AO-20-TG-5-79.

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Le coût, qui s'élève à 6 762 709 \$, du gazoduc original Grizzly Valley qui a accusé une défaillance tandis qu'il était en service de gaz acide en juillet 1981 demeure, provisoirement, dans le compte d'installations de gazoduc en service.
2. Le coût net, qui s'élève à 10 732 239 \$, du projet de remplacement Grizzly Valley demeure, provisoirement, dans le compte 179, Autres débits différés.
3. Westcoast inclue, provisoirement, dans le compte 179, en ce qui concerne le montant net inclus dans le compte en vertu du paragraphe 2, les frais financiers du solde de fin de mois du compte au 1/12^e du taux annuel autorisé de rendement de la base des taux.

4. "Provisoirement" signifie de la date réelle de, la présente ordonnance provisoire jusqu'au moment où l'Office rendra publique sa décision en ce qui concerne l'audience publique prochaine qui sera tenue afin d'examiner la demande relative aux droits que pourra imposer Westcoast, droits que Westcoast a dû présenter conformément aux Motifs de décision d'avril de l'Office.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

Annexe III

ORDONNANCE NO.TGI-11-85

RELATIVE À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la "Loi") et à ses règlements d'application; et
RELATIVE À une demande présentée par Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast") en vue d'obtenir certaines ordonnances provisoires au sujet de ses droits conformément à la Loi. Numéro de référence de l'Office: 1562-W5-9.

D E V A N T l'Office, le mercredi 18 décembre 1985.

ATTENDU une demande de Westcoast, du 1^{er} décembre 1985, en vue d'obtenir des ordonnances provisoires et définitives de l'Office, à compter du 1^{er} janvier 1986, approuvant les droits établis à l'annexe B de cette demande;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la question des droits appropriés que pourra imposer Westcoast pour la période commençant le 1^{er} janvier 1986 et se terminant à une date qui sera précisée dans la décision de l'Office relative à la prochaine audience sur les droits;

ATTENDU QUE l'Office, dans une lettre du 15 juillet 1985, a établi la méthode par laquelle Westcoast doit calculer les droits de service pour la collecte, le traitement et le transport du gaz interruptible jusqu'à ce que l'Office prenne une décision à ce sujet après la prochaine audience sur les droits de Westcoast.

ET ATTENDU QUE l'Office, dans une lettre du 16 juillet 1985, a approuvé la demande de Westcoast visant à reporter les recettes découlant des services de collecte, de traitement et de transport du gaz fournis pour des tiers, dans le compte 279 de l'ONÉ, ainsi que les frais financiers du solde de fin de mois, calculés au 1/12^e du taux annuel autorisé de rendement de la base des taux de la société.

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Par dérogation à l'ordonnance n° TG-5-79 de l'Office, dans sa version modifiée, et par dérogation à la lettre de l'Office du 15 juillet 1985, les droits suivants soient approuvés à titre provisoire conformément au paragraphe 16.1(2) et à l'article 52.2 de la Loi, pour la période commençant le 1^{er} janvier 1986 et se terminant à une date qui sera précisée dans la décision de l'Office au sujet de la prochaine audience sur les droits:
 - a) Les droits contenus dans l'annexe B de la demande du 1^{er} décembre 1985 déposée par Westcoast, dans sa version modifiée par la lettre de Westcoast du 18 décembre 1985 ("annexe B"), à l'exception des droits pour les postes suivants:
 - (i) Service de collecte au gisement de gaz interruptible pour déplacement (SGD);
 - (ii) Service de traitement interruptible pour déplacement (STID);
 - (iii) Service de récupération de liquides pour déplacement (SRLD);
 - (iv) Service de transport interruptible pour déplacement - zone Nord (STDN);
 - (v) Service de transport interruptible pour déplacement - zone Sud (STDS).

- b) Les droits du SGD doivent être les droits contenus à l'annexe B pour le service de collecte au gisement de gaz interruptible (SGI);
- c) Les droits du STID doivent être les droits contenus à l'annexe B pour le service de récupération et de traitement de gaz interruptible (SRTGI);
- d) Les droits du SRLD doivent être les droits contenus à l'annexe B pour le service de récupération de liquides de gaz interruptible (SRLGI);
- e) Les droits du STDN doivent être les droits contenus à l'annexe B pour le service de transport interruptible - zone Nord (STIN);
- f) Les droits du STDS doivent être les droits contenus à l'annexe B pour le service de transport interruptible - zone Sud (STIS)

IL EST EN OUTRE ORDONNÉ QUE:

2. À compter du 1^{er} janvier 1986, l'exigence que Westcoast dépose, dans un compte de report, les recettes découlant des droits imposés pour la fourniture des services de collecte, de traitement et de transport de gaz, selon les détails de la lettre de l'Office du 16 juillet 1985, soit abrogée.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

Annexe IV

Ordonnance d'audience n° RH-6-85

Directives sur la procédure

Westcoast Transmission Company Limited - Demande pour l'obtention de droits à compter du 1^{er} janvier 1986

Dans sa demande datée du 1^{er} décembre 1985, la Westcoast Transmission Company Limited (ci-après appelée "Westcoast" ou "la requérante") a demandé, entre autres, que l'Office national de l'énergie (ci-après appelé "l'Office") lui délivre des ordonnances sur les droits à percevoir aux termes des articles 50, 51 et 53 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Le 18 décembre 1985, l'Office a délivré l'ordonnance n° TGI-11-85 à la Westcoast autorisant les droits provisoires que cette dernière pouvait percevoir pour la période débutant le 1^{er} janvier 1986 et se terminant à une date qui sera précisée dans la décision de l'Office relative à la prochaine audience sur les droits. Après examen de la demande, l'Office a décidé de tenir une audience publique et ordonne ce qui suit:

1. Que la requérante dépose et garde dans ses dossiers, pour examen public pendant les heures ouvrables normales, un exemplaire de la demande dans ses bureaux situés au 1333, rue Georgia ouest, Vancouver (Colombie-Britannique) V6E 3K9.

Qu'un exemplaire de la demande soit aussi disponible pour examen public à la bibliothèque de l'Office, pièce 962, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) KIA 0E5 et au bureau de l'Office national de l'énergie situé au 4500, 16^e Avenue, Nord-ouest, Calgary (Alberta) T3B 0M6.
2. Que les interventions ou lettres de commentaires soient déposées auprès du secrétaire avant le 13 janvier 1986.
3. Que le Secrétaire publie une liste des intervenants peu après le 13 janvier 1986.
4. Que les demandes de renseignements et les réponses à ces dernières soient déposées auprès du Secrétaire et signifiées à toutes les parties à l'instance.
5. Que la preuve en chef écrite des parties intervenantes soit déposée auprès du Secrétaire et signifiée à toutes les autres parties avant le 3 février 1986.
6. Que toute preuve écrite additionnelle que la requérante désire présenter soit déposée auprès du Secrétaire avant le 12 février 1986 et signifiée à toutes les autres parties dès que possible.
7. Que l'audience publique débute dans la salle de Bal West Commonwealth de l'hôtel Holiday Inn Harbourside, 1133, rue Hastings ouest, Vancouver (Colombie-Britannique), le 4 mars 1986 à 9 h et se poursuive jusqu'au 14 mars 1986 et ensuite, l'audience publique se réunisse à Ottawa à une date que précisera l'Office.
8. Que la requérante signifie immédiatement un exemplaire des présentes directives et de l'avis public qui y est annexé aux parties énumérées à l'Annexe I ainsi qu'aux parties intéressées inscrites dans les ordonnances de l'Office n° TG-5-79 et RH-5-83 ainsi qu'aux parties avec lesquelles la Westcoast a conclu des ententes de service interruptible de collecte, de traitement

et de transport de gaz naturel (service IT) et avec toute autre personne qui, à la connaissance de la Westcoast, a exprimé un intérêt envers cette instance. La Westcoast est enjointe de déposer auprès de l'Office un exemplaire de la liste de toutes les parties auxquelles les documents ont été signifiés.

9. Que la requérante publie l'avis public dans les publications suivantes:

Publications	Ville
"Times Colonist"	Victoria (Colombie-Britannique)
"The Sun", the "Vancouver Province" & "Le Soleil de Colombie"	Vancouver (C.-B.)
"Alaska Highway News"	Fort St. John. (C.-B)
"The Edmonton Journal" & "Le Franco-albertain"	Edmonton (Alberta)
"Calgary Herald"	Calgary (Alberta)
"Globe and Mail" & "Le Toronto Express"	Toronto (Ontario)
"Canada Gazette" & "The Citizen"	Ottawa (Ontario)

10. Qu'à l'audience, sauf autorisation contraire de l'Office, la preuve soit entendue dans l'ordre suivant:

- i) Conception des droits et questions tarifaires;
- ii) Base des taux;
- iii) Coût du service à l'exclusion des rendements;
- iv) Rendement et taux de rendement sur la base des taux.

11. Qu'aux fins d'audition de la preuve sur chaque article énuméré au paragraphe 10, la procédure suivante s'applique:

- i) La Westcoast présente sa preuve sur le point en question;
- ii) Les intervenants et l'avocat de l'Office ont le droit de contre-interroger les témoins de la Westcoast sur ce point;
- iii) Les intervenants présentent leur preuve sur ce point dans l'ordre devant être précisé au début de l'instance;
- iv) Après que chaque intervenant a présenté sa preuve, d'autres intervenants, la Westcoast et l'avocat de l'Office ont le droit de procéder au contre-interrogatoire.

12. Que l'Office a l'intention d'examiner, mais sans s'y limiter, les questions particulières suivantes:

- a) les catégories pertinentes de service pour les ventes canadiennes, le service canadien et les ventes d'exportation aux fins de conception des droits, y

compris la capacité d'application et les répercussions d'introduction de droits saisonniers;

- b) Le nombre pertinent de zones aux fins de conception des droits, y compris les limites de zones et la répartition des coûts aux zones;
- c) La méthode pertinente à utiliser pour calculer les droits de chaque catégorie de service;
- d) La répartition pertinente des coûts fixes et variables pour chaque type de service;
- e) La détermination des quantités de gaz naturel pour chaque type de service;
- f) Les conditions pertinentes de service, y compris la définition, la disponibilité et la priorité de service;
- g) La méthode à utiliser pour la répartition de la capacité pipelinière excédentaire et le besoin d'assurer l'accès non discriminatoire à tous les expéditeurs;
- h) Le besoin d'introduction progressive de la composante - demande;
- i) Le besoin d'un droit de déplacement et les critères utilisés pour définir ce service;
- j) Le traitement pertinent des recettes de ventes de sous-produits de gaz naturel si elles sont dévolues à la Westcoast;
- k) La disposition du compte de report des recettes de service IT;
- l) Le traitement comptable et d'établissement des droits pertinents des coûts associé au gazoduc original de Grizzly Valley et du projet de remplacement, y compris la question de la prudence de la Westcoast à cet égard et le fait de savoir si la défaillance du pipeline constitue un risque commercial normal;
- m) La disposition pertinente des coûts associés au projet de l'île de Vancouver;
- n) La provision pour fonds de roulement en particulier les principes utilisés par la société dans son étude d'écart de temps déposée auprès de l'Office dans sa lettre du 18 octobre 1985;
- o) Les taux de dépréciation pertinents, en tenant compte de la preuve de la Westcoast et de l'étude de dépréciation de cette société déposée auprès de l'Office dans sa lettre du 26 novembre 1985;
- p) Les méthodes pertinentes du calcul du coût du gaz de remplissage de canalisation, du gaz de combustible pour compresseur et des pertes non comptabilisées de gaz;
- q) Les principes à appliquer à la répartition des coûts au projet de Foothills, aux projets des immobilisations et aux activités ne relevant pas des services publics;

- r) La disposition du compte de report des recettes de sous-produits; et
 - s) La répartition du coût de la dette financée entre les opérations de service public et non public.
13. Que les intervenants qui désirent soulever es questions qui ne sont pas présentées dans la demande de la Westcoast ou décrites au paragraphe 12 l'indiquent au moment du dépôt de leur intervention.
14. Que sauf indication contraire de l'Office, les séances se tiennent de 9h à 12h 30 et de 14h à 16h.
15. Que lorsque les parties doivent aux termes des présentes directives sur la procédure, déposer des documents auprès de l'office ou les signifier auprès d'autres parties,
- i) elles fournissent 35 exemplaires des documents déposés auprès de l'Office;
 - ii) elles fournissent trois exemplaires des documents à signifier auprès de la requérante;
 - iii) elles fournissent un exemplaire des documents à signifier aux parties intervenantes; et
16. Que les personnes déposant des lettres de commentaires signifient un exemplaire des documents à la Westcoast et en déposent un exemplaire auprès de l'Office qui se charge de fournir des exemplaires à toutes les autres parties.
17. Que sous réserve de ce qui précède, les procédures à suivre à la présente instance sont régies par l'ébauche des règles de pratique et de procédure de l'ONÉ en date du 18 février 1985.
18. Qu'il est enjoint à toutes les parties de mentionner l'ordonnance n° RH-6-85 dans leur correspondance avec l'Office sur cette question.
19. Qu'un service d'interprétation simultanée soit fourni à cette instance si une partie quelconque le demande. En vue de faciliter les dispositions à prendre pour ce service, les parties doivent en aviser l'Office avant le 13 janvier 1986.

Le Secrétaire

J.S. Klenavic

ANNEXE I

Me. Geoff Ho, avocat et juriste-conseil
Services du contentieux
Énergie et ressources naturelles de l'Alberta
Petroleum Plaza-Tour sud
9915-108^e rue
Edmonton (Alberta)
T5K 2C9

M.I.C. MacNabb
Président
Association canadienne du gaz
55, chemin Scarsdale
Don Mills (Ontario)
M5B 2R3

Secrétaire exécutif
Association des consommateurs industriels du gaz
170, avenue Laurier ouest
11^e étage
Ottawa (Ontario)
K1P 5V5

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

AVIS D'AUDIENCE PUBLIQUE

Westcoast Transmission Company Limited Demande de droits à compter du 1^{er} janvier 1986

L'Office national de l'énergie a décidé de tenir une audience publique afin d'examiner une demande, datée du 1^{er} décembre 1985, déposée par la Westcoast aux termes de la Partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, pour, entre autres, l'obtention d'Ordonnances relatives aux droits que la Westcoast peut exiger à compter du 1^{er} janvier 1986 pour ses services de collecte, de traitement et d'acheminement du gaz naturel, aux termes des articles 50, 51 et 53 de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

L'audience débutera dans la salle de Bal West Commonwealth de l'hôtel Holiday Inn Harbourside, 1133, rue Hastings ouest, Vancouver (Colombie-Britannique) le 4 mars 1986 à 9 h.

L'audience sera tenue pour obtenir la preuve et les points de vue de la Westcoast et des parties intéressées par la demande.

Quiconque désire intervenir à l'audience doit déposer une intervention écrite auprès du Secrétaire de l'Office et en signifier un exemplaire à la Westcoast au plus tard le 13 janvier 1986.

Quiconque désire seulement faire des observations sur la demande doit les envoyer par écrit au Secrétaire de l'Office et en faire parvenir un exemplaire à la Westcoast au 1333, rue Georgia ouest, Vancouver (Colombie-Britannique) VGE 3K9.

On peut obtenir des renseignements sur les procédures à suivre concernant la présente audience (ordonnance d'audience n° RH-6-85) en français et en anglais, en écrivant au Secrétaire de l'Office ou en téléphonant au Bureau de soutien de la réglementation de l'Office, au numéro (613) 998-7206. Veuillez mentionner l'ordonnance n° RH-6-85 dans toute correspondance avec l'Office sur cette question.

Le Secrétaire

J.S. Klenavic
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5

le 23 décembre 1985

Annexe V

TAUX ET PROVISION DE DÉPRÉCIATION

Section	Taux de dépréciation (%)		Provision de dépréciation (en milliers de dollars)		
	Taux demandés	Taux approuvés	Demande révisée	Rajustements de l'ONÉ	Autorisé par l'ONÉ
1. Canalisation principale - de la station 2 à Huntingdon	2.7	1.6	12 543	(5 109)	7 434
2. Canalisation principale de Fort Nelson	3.7	1.9	2 963	(1 431)	1 532
3. Usine de traitement de Fort Nelson	4.2	2.4	6 630	(2 842)	3 788
4. Réseau de collecte de Fort Nelson	4.2	2.4	3 202	(1 373)	1 829
5. Pipeline de Beaver River	4.9	4.9	1 307	-	1 307
6. Pipeline de Pointed Mountain	5.5	5.5	535	-	535
7. Canalisation principale - station 1 à 2	2.2	1.5	610	(194)	416
8. Usine de McMahon (1)	1.9	1.4	1 245	(331)	914
9. Réseau de collecte de Fort St. John	2.2	1.6	2 293	(625)	1 668
10. Canalisations de 16 et de 26 pouces	1.5	1.1	219	(58)	161
11. Usine de traitement de Boundary Lake	1.0	1.0	12	-	12
12. Réseau de collecte de Fort St. John	3.2	3.2	200	-	200
13. (a) Réseau de collecte de Grizzly Valley	1.7	1.7	908	-	908
13. (b) Usine de traitement de Pine River	1.8	1.8	1 876	-	1 876
13. (c) Réseau de transport de Grizzly	1.8	1.7	170	(10)	160
			34 713	(11 973)	22 740
Installations diverses	2.9	1.9	31	(11)	(20)
Total installations pipelières			34 744	(11 984)	22 760
Installations générales					
<u>No de compte de l'ONÉ</u>					
482 Structures et améliorations	2,5	2,5	396	-	396
483 Ameublement et matériel de bureau	6,3	6,3	359	-	359
484 Matériel de transport:					
Poids brut du véhicule	23,0	23,0	763	-	763
moins de 5 tonnes	7,9	7,9	87	-	87
plus de 5 tonnes	-	-	-	-	-
Aéronef DH 125-400 (2)	4,7	4,7	25	-	25
Aéronef Islander C-FSTJ					
485 Matériel	5,3	5,3	262	-	262
486 Outillage et matériel connexe	10,0	10,0	656	-	656
488 Matériel de communication	10,0	10,0	369	-	369
489 Autre matériel	5,0	5,0	90	-	90
Total, Installations générales			3 007	-	3 007
Total, Installations	3,0	2,06	37 751	(11 984)	25 767

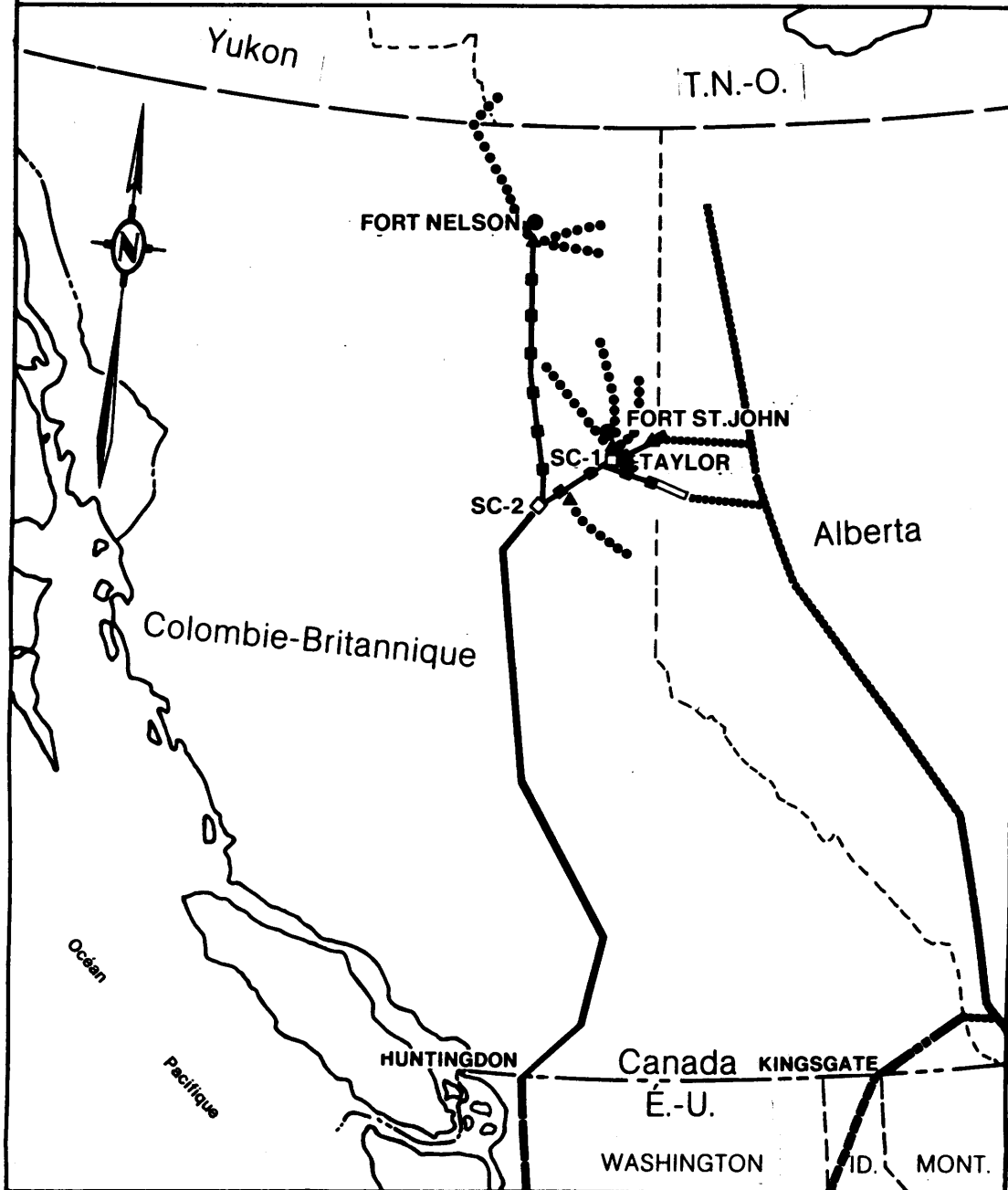
(1) Rajusté pour refléter le retrait du projet de pipeline de condensats acides de McMahon (voir section 6, 3, 1),

(2) La société a cessé de tenir compte de la dépréciation jusqu'à ce que la valeur comptable nette dépasse la valeur marchande escomptée,

Annexe VI

Figure A6-1
Westcoast Transmissin Company Limited
Carte de réseau

Westcoast Transmission Company Limited Carte du réseau



Légende

●●●●● Zone 1 - Collecte - Fort Nelson, Fort St. John, Pine River, Pointed Mountain, Beaver River

▲ Zone 2 - Traitement - y compris traitement, récupération du soufre et des liquides

■—■ Zone 3 - Transport - nord de la station 2

— Zone 4 - Transport - station 2 jusqu'à Huntingdon

▭ Zone 5 - Installations en Alberta

— Alberta Natural Gas Company

— La Corporation albertaine NOVA

— Northwest Pipeline Corporation

— Pacific Gas Transmission Company