



\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

relativement à

### **Westcoast Energy Inc.**

Demande en date du 6 novembre 1996, dans sa version modifiée datée du 20 mai 1997, en vue de l'approbation des droits ou des méthodes de conception des droits qui s'appliqueront du 1<sup>er</sup> janvier 1997 au 31 décembre 2001

### **RH-2-97 Première partie**

**Août 1997**

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1997  
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1997-10F  
ISBN 0-662-82238-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès de la:**

Bibliothèque  
Office national de l'énergie  
311, sixième avenue s.-o.  
Calgary (Alberta)  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

**En personne, au bureau de l'Office:**

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1997  
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1997-10E  
ISBN 0-662-25985-8

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Library  
National Energy Board  
311 Sixth Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

**For pick-up at the NEB office:**

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

## Table des matières

<b>Liste des annexes</b> .....	(i)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(ii)
<b>Aperçu</b> .....	(iv)
<b>Contexte et demande</b> .....	1
<b>Règlement visant les droits ou la méthode de conception des droits exigibles par Westcoast pour la période de 1997 à 2001</b> .....	3
2.1 Contexte économique .....	3
2.2 Dispositions principales du Règlement .....	4
2.3 Lignes directrices sur les règlements négociés .....	6
2.4 Positions des intervenants .....	7
<b>Coûts du projet d'agrandissement de Fort St. John</b> .....	11
3.1 Historique .....	11
3.2 Demande de recouvrement des coûts .....	11
3.3 Position de Westcoast .....	12
3.4 Positions des intervenants .....	14
<b>Coûts du projet d'agrandissement de Grizzly Valley</b> .....	20
4.1 Historique .....	20
4.2 Demande de recouvrement des coûts .....	20
4.3 Position de Westcoast .....	20
4.4 Positions des intervenants .....	21
<b>Droits provisoires et droits définitifs</b> .....	24
<b>Dispositif</b> .....	25

## Liste des annexes

I. Ordonnance TG-3-97 .....	26
II. Ordonnance TGI-8-96 .....	28
III. Liste des questions .....	30
IV. Carte du réseau de Westcoast Energy Inc. ....	31



C.B. Woods

PanEnergy Marketing Limited Partnership

S.R. Miller  
R. Cameron

Petro-Canada Oil and Gas

D. Holgate  
F.C. Basham

Talisman Energy Inc.

L.A. Boychuk

Avocate de l'Office

## Aperçu

*(Nota : Le présent aperçu n'est fourni que pour la commodité du lecteur; il ne fait pas partie des motifs de décision. Pour plus de précisions, le lecteur est prié de se reporter aux parties pertinentes des motifs de décision.)*

### Règlement sur les droits

L'Office a approuvé un règlement négocié avec droits incitatifs, ou une méthode de conception des droits, qui s'appliquera pendant la période de cinq ans portant de 1997 à 2001. Pour ce qui est des services de collecte et de traitement, les expéditeurs payeront des droits de base prédéterminés pour des contrats d'un an, de trois ans ou de cinq ans, au choix, qui seront majorés au moyen d'un supplément indexé mensuellement sur les prix du gaz, principalement le prix à Sumas, dans l'État de Washington. Le Règlement permet à Westcoast de tirer parti des économies réalisées et de l'accroissement de ses activités commerciales et de ses recettes.

Les droits de base applicables aux services de collecte et de traitement reflètent une réduction de 500 points de base du rendement autorisé du capital-actions ordinaire. La compagnie peut recouvrer les recettes correspondant à cette réduction par le biais du supplément. En outre, Westcoast peut enregistrer des dépenses d'amortissement plus élevées et bénéficier d'un rendement supérieur sur le capital-actions ordinaire. Le recouvrement de recettes peut être effectué pour une fourchette de prix mensuels du gaz qui va de 1,35 \$ US/10<sup>6</sup> Btu à 2 \$ US/10<sup>6</sup> Btu.

Les droits liés aux services de collecte et de traitement ne varieront pas en cas de changements dans les niveaux de services prévus aux contrats. Dans le cas des installations existantes, les fluctuations dans les recettes attribuables à de tels changements seront reportées et réglées après l'échéance de 2001 suivant la formule de réglementation assouplie que négocieront les parties. Après 1998, les droits applicables aux installations supplémentaires et aux installations existantes feront l'objet de négociations entre Westcoast et les expéditeurs concernés, et ne seront pas intégrés aux autres droits de Westcoast.

Pour ce qui concerne les services de transport, les expéditeurs pourront opter pour des droits prédéterminés pour une période de cinq ans (Option A) ou pour des droits qui seront rajustés en fonction des coûts courants de Westcoast et des niveaux de service prévus aux contrats (Option B). La détermination des droits afférents à l'Option B prévoit des mesures incitatives qui permettent à Westcoast et à ses expéditeurs de partager les économies de coûts réalisées et qui encouragent Westcoast à générer de nouvelles recettes discrétionnaires.

Les droits négociées dans le cadre du Règlement ne tiennent pas compte du recouvrement des dépenses engagées au titre des projets d'agrandissement de Fort St. John et de Grizzly Valley. Il s'agira de rajuster les droits négociés à la lumière des décisions que l'Office a rendues au chapitre du recouvrement de ces coûts.

Westcoast s'étant engagée à fournir un service fiable, elle versera aux expéditeurs des crédits liés à la demande contractuelle si elle n'atteint pas certains niveaux cibles en matière de fiabilité du service.

Pour concrétiser l'objectif d'un degré optimal de fiabilité dans son réseau, Westcoast devra apporter, sur le plan des procédures, des changements qui toucheront toutes les parties.

#### **Coûts liés au projet d'agrandissement de Fort St. John**

Des 42,18 millions de dollars en coûts que Westcoast souhaitait recouvrer au chapitre du projet d'agrandissement de Fort St. John, l'Office a approuvé le recouvrement de 26,03 millions de dollars. L'Office a également autorisé Westcoast à amortir les coûts admis de façon mensuelle, en les passant en charges au coût du service de la zone appropriée, au cours d'une période de dix ans commençant en 1997. Le solde non amorti du recouvrement autorisé rapportera un rendement calculé suivant les taux des coûts et la structure du capital que Westcoast a proposés.

#### **Coûts liés au projet d'agrandissement de Grizzly Valley**

L'Office n'a pas autorisé Westcoast à recouvrer les 18,53 millions de dollars en frais d'élaboration qu'elle a engagés au titre du projet d'agrandissement de Grizzly Valley.

## Chapitre 1

# Contexte et demande

---

Le 6 novembre 1996, Westcoast Energy Inc. («Westcoast», la «compagnie» ou le «demandeur») a demandé à l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») d'approuver, aux termes de l'article 19 et de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»), des droits provisoires et des droits définitifs qui s'appliqueraient à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1997 et correspondraient à une hausse de 25 % par rapport aux droits exigés en 1996. Westcoast a également demandé à l'Office d'autoriser pour la période de cinq ans comprise entre 1997 et 2001 une méthode incitative de calcul des besoins en recettes liés aux services de transport par ses canalisations principales. En outre, la compagnie a déclaré qu'elle comptait déposer à une date ultérieure un projet de méthode de conception de droits à caractère incitatif visant ses services de collecte et de traitement.

Le 23 décembre 1996, l'Office a rendu l'ordonnance TGI-8-96 (annexe II) qui autorisait Westcoast à exiger, sur une base provisoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1997, des droits qui se traduiraient par une augmentation de 10 % par rapport aux droits exigés en 1996, pour un acheminement typique.

En réponse à la lettre que l'Office lui a adressée le 17 janvier 1997 au sujet des dates de dépôt de tous autres documents afférents aux droits exigibles en 1997, Westcoast a indiqué dans une lettre datée du 27 janvier 1997 qu'elle avait tenu des pourparlers avec certaines parties sur des questions liées à sa demande du 6 novembre 1996 et que des progrès considérables avaient été accomplis dans ce dossier. Elle s'est engagée à tenir l'Office et les parties intéressées au courant des faits nouveaux susceptibles d'influer sur le calendrier d'examen, par l'Office, des questions relatives aux droits de la compagnie.

Le 18 février 1997, Westcoast a avisé l'Office que les pourparlers engagés avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers («ACPP») avait abouti à une entente de principe concernant un règlement sur les droits qui s'appliquerait pour une période de cinq ans, soit de 1997 à 2001. La compagnie a déclaré qu'elle poursuivrait les entretiens avec l'ACPP et les autres personnes intéressées en vue de rendre l'entente formelle. Westcoast a indiqué qu'elle serait en mesure de déposer une demande révisée, fondée sur les résultats de ces pourparlers, au deuxième trimestre de 1997.

Westcoast ayant déclaré que le règlement éventuel n'engloberait pas les questions liées au recouvrement des coûts qu'elle avait engagés au titre des projets d'agrandissement de Fort St. John et de Grizzly Valley («questions liées au recouvrement des coûts»), l'Office, dans une lettre datée du 11 avril 1997, a sollicité les commentaires des personnes intéressées au sujet de l'à-propos de mettre un processus en branle afin d'accélérer l'examen de ces questions. Après avoir examiné les commentaires déposés, l'Office a lancé un processus de demande de renseignements le 2 mai 1997.

Le 20 mai 1997, Westcoast a déposé une version modifiée de sa demande concernant les droits définitifs qu'elle exigerait à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1997. Cette demande modifiée s'assortissait d'un règlement pluriannuel avec droits incitatifs (le «Règlement»), daté du 16 mai 1997, qui détaillait les droits que Westcoast pourrait exiger du 1<sup>er</sup> janvier 1997 au 31 décembre 2001, ou la méthode de conception de ces droits. Pour l'année 1997, selon les durées et les options choisies, les droits prescrits dans le Règlement pour un acheminement typique représentaient des augmentations de 4 à 15 %, sans compter l'incidence du supplément indexé sur les prix du gaz et appliqué à la composante-demande

des droits de collecte et de traitement et l'incidence des décisions de l'Office au chapitre des questions liées au recouvrement des coûts. Le Règlement a été négocié entre Westcoast et l'ACPP, le Council of Forest Industries, Methanex Corporation et Cominco Ltd. («COFI et autres»), le Groupe des utilisateurs du marché de l'exportation («GUME»), BC Gas Utility Ltd. («BC Gas») et CanWest Gas Supply Inc. («CanWest»). Westcoast a également déposé le 20 mai 1997 sa réponse aux demandes de renseignements que lui avait adressées l'Office sur les questions de recouvrement des coûts, et ce dans le cadre du processus que l'Office avait établi.

Le 23 mai 1997, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience RH-2-97 par laquelle il convoquait une audience, débutant le 23 juin 1997, en vue de l'examen de la demande de Westcoast, et présentait les instructions relatives au déroulement de l'instance et la liste des questions à l'étude (annexe III). Dans l'ordonnance d'audience, l'Office a aussi invité les intervenants éventuels à lui signifier par écrit, au plus tard le 12 juin 1997, s'ils étaient en faveur du Règlement ou s'ils s'y opposaient. Le ministère de l'Emploi et de l'Investissement de la Colombie-Britannique (la «Province») et l'ACPP ont déposé des lettres indiquant qu'ils appuyaient le Règlement. L'Office n'a reçu aucune lettre d'opposition.

Dans son document d'intervention, BC Gas proposait d'ajouter aux questions traitées au cours de l'instance RH-2-97 celle d'un droit dégroupé applicable à un service point à point entre Kingsvale et le point d'exportation de Westcoast. Dans une lettre datée du 4 juin 1997, l'Office a sollicité les points de vue des parties à savoir s'il y avait lieu d'inclure cette question dans l'audience. L'Office a décidé, le 13 juin 1997, de ne pas l'ajouter aux autres points à l'étude, mais il a déclaré qu'il examinerait dans les meilleurs délais, au cours d'une instance distincte, toute demande concernant un droit applicable à un tel service point à point, s'il s'avérait opportun de le faire suite aux discussions du Groupe de travail sur les droits et les tarifs («GTDT») de Westcoast.

Le 17 juin 1997, l'Office a écrit à Westcoast au sujet du déroulement de l'audience. Il a demandé que les témoins que Westcoast produirait relativement au Règlement soient en mesure de traiter du contexte économique dans lequel s'inscrivent les opérations de collecte et de traitement de la compagnie ainsi que des mesures que Westcoast mettrait en place pour protéger l'intérêt public, pour ce qui concerne la capacité qui sera attribuée par contrat, par voie de négociation ou d'appels de commandes, au cours de la période de cinq ans visée par le Règlement. En outre, l'Office a enjoint Westcoast, ou toute autre partie désireuse d'aborder la question, de se préparer à présenter une plaidoirie sur le pouvoir qu'a l'Office d'autoriser les droits négociés et les ententes axées sur les conditions du marché que prévoit le Règlement.

L'Office a entendu les témoignages à Vancouver (Colombie-Britannique) du 23 au 25 juin 1997, et a entendu les exposés finals le 27 juin 1997.

## Chapitre 2

# Règlement visant les droits ou la méthode de conception des droits exigibles par Westcoast pour la période de 1997 à 2001

---

## 2.1 Contexte économique

Dans sa déclaration préliminaire, Westcoast a décrit le contexte économique et commercial qui a amené les parties à négocier un Règlement relatif aux droits.

Westcoast a fait remarquer que le nord-est de la Colombie-Britannique a connu un essor marqué ces cinq dernières années, et ce, même s'il s'agit d'une zone du bassin de l'Ouest canadien où les coûts sont plus élevés qu'ailleurs. Westcoast a expliqué que cette zone est celle qui est la plus éloignée du marché, et qu'à cet endroit les réserves sont généralement plus profondes et plus compliquées à exploiter, les coûts de forage sont supérieurs et le gaz est d'une composition telle qu'il en coûte davantage pour le traiter. En outre, l'industrie a souvent été confrontée à de faibles prix du gaz ou à des variations cycliques dans les prix.

Selon Westcoast, il y a aujourd'hui davantage de concurrents qui offrent des services de collecte et de traitement. Westcoast détient présentement environ 79 % des activités totales de collecte et de traitement dans le nord-est de la Colombie-Britannique, comparativement à 100 % environ il y a dix ans. En 1996, Westcoast a connu une réduction d'environ 12 % de la demande contractuelle liée à son réseau de collecte et de traitement, et elle prévoit une baisse d'environ 7 % de plus à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1997. Selon Westcoast, l'intensification de la concurrence est un facteur, parmi d'autres, qui a entraîné une diminution de la demande contractuelle, menant ainsi à une hausse des droits proposés.

Westcoast a fait remarquer que les expéditeurs étaient mécontents de la structure de ses droits; celle-ci était en effet trop rigide pour tenir compte de circonstances uniques, et trop lente pour confirmer des droits spéciaux. Ils étaient mécontents aussi de l'incertitude sur le plan des droits qu'entraînaient les projets d'agrandissement, la baisse des niveaux de service prévus aux contrats et les droits d'évitement négociés.

Westcoast a déclaré que, dans le contexte réglementaire actuel, elle n'a pas été en mesure de créer rapidement une capacité nouvelle de collecte et de traitement et d'être sensible aux besoins de ses clients. Afin d'illustrer le besoin de raccourcir le temps requis pour accroître la capacité, Westcoast a indiqué, à titre d'exemple, que les concurrents, qui relèvent de la compétence des provinces, sont capables de concevoir une installation et de la mettre en service dans un délai de neuf mois environ.

Un autre facteur qui a mené à la négociation du Règlement, selon Westcoast, est lié à des discussions antérieures à propos des répercussions de la réglementation sur le secteur du gaz naturel dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Ces discussions, auxquelles ont pris part diverses parties et le gouvernement de la province, ont débouché sur la publication du rapport intitulé *Upstream Regulatory Reform Project Report* (rapport sur le projet de réforme de la réglementation des activités en amont), à

la fin de 1995. À la suite de ces discussions, il a été reconnu qu'il s'imposait de modifier la structure en place au profit de l'ensemble du secteur.

## **2.2 Dispositions principales du Règlement**

Le Règlement pluriannuel avec droits incitatifs que Westcoast a négocié avec l'ACPP, COFI et autres, le GUME, BC Gas et CanWest est reproduit dans son intégralité à la deuxième partie de ces motifs de décision. Le lecteur trouvera dans le document original le détail des clauses du Règlement, qui constitue une entente sur les droits ou la méthode de conception des droits que Westcoast peut exiger entre le 1<sup>er</sup> janvier 1997 et le 31 décembre 2001.

Le Règlement prévoit des droits fixes sur une période de cinq ans à l'égard des services de collecte et de traitement que Westcoast fournira dans les zones 1 et 2. Il dispose également qu'en ce qui concerne les services de transport dans les zones 3 et 4, un expéditeur peut opter pour des droits fixes sur cinq ans ou pour des droits qui sont définis chaque année.

Plus précisément, les modalités régissant la fourniture des services par Westcoast dans les zones 1 et 2 sont exposées à l'annexe A du Règlement. Voici les principales dispositions qui se rapportent aux services de collecte et de traitement :

- Les droits fixes seront valables pour des périodes de cinq ans, de trois ans ou d'un an. Les droits seront moins élevés pour la période de cinq ans que pour la période de trois ans, et moins encore pour la période de trois ans que pour la période d'un an. La demande contractuelle pour les périodes de cinq ans et de trois ans est plafonnée à 50 % et 25 %, respectivement, de la demande contractuelle existante;
- Le Règlement prévoit un rajustement des droits liés à la demande, qui est rattaché au prix de vente du gaz naturel;
- Un processus d'appel de commandes sera mis en place pour déterminer les droits applicables au service interruptible;
- Il est proposé d'établir un compte de report de recettes dans lequel seront accumulées les différences entre les recettes annuelles réelles découlant des droits et un niveau de base de recettes annuelles découlant des droits. La disposition future du solde de ce compte de report sera l'un des sujets abordés au cours des négociations menant à un nouveau régime de réglementation assoupli;
- Après le 31 décembre 1998, les droits relatifs à la capacité existante disponible seront déterminés par voie de négociation entre Westcoast et l'expéditeur demandant le service, ou au moyen d'un processus d'appels de commandes. Tous les droits seront soumis à l'approbation de l'Office en vertu de la partie IV de la Loi;
- Les droits relatifs à toute capacité supplémentaire seront déterminés par voie de négociation avec les expéditeurs éventuels et le coût de cette capacité supplémentaire ne seront pas couverts par des droits intégraux;

- Les parties au Règlement envisagent que, d'ici à l'expiration de ce dernier, Westcoast et les expéditeurs négocieront librement des ententes axées sur les conditions du marché, d'une manière compatible avec la fourniture par Westcoast de services sur une base concurrentielle, de sorte qu'une réglementation assouplie, fondée sur les plaintes, serait convenable. Les principes de cette nouvelle approche réglementaire feront l'objet de négociations supplémentaires, que les parties prévoient mener à bonne fin d'ici au 31 décembre 1997, et seront soumis à l'approbation de l'Office;
- Les parties ont également convenu de négocier les conditions d'une politique régissant le raccordement des installations de collecte ou de traitement de tierces parties aux installations de Westcoast.

Les modalités régissant la fourniture des services dans les zones 3 et 4 sont exposées à l'annexe B du Règlement. Voici les principales dispositions concernant les services de transport :

- Tous les expéditeurs actuels ont le choix de payer des droits fixes sur une période de cinq ans (droits afférents à l'option A) ou, alors, de payer des droits qui seront calculés chaque année selon une méthode prescrite (droits afférents à l'option B);
- Les besoins en recettes associés aux droits afférents à l'option B seront calculés chaque année en prenant pour base les coûts réels de l'année précédente et un facteur de majoration fixe. Des rajustements aux besoins en recettes seront effectués chaque année pour répartir tout écart entre les besoins en recettes réels de l'année précédente et les besoins en recettes sur lesquels ont été fondés les droits afférents à l'option B, et ces rajustements incluront le partage des recettes discrétionnaires;
- Un processus d'appel de commandes sera lancé en vue de l'adjudication du service interruptible. Les expéditeurs commanderont et soumissionneront une capacité interruptible à l'intérieur d'une fourchette de droits, et le service sera adjugé à l'expéditeur ayant soumissionné le droit le plus élevé dans les limites de la fourchette en question.

Dans les quatre zones, les droits seront rajustés de manière à refléter la décision de l'Office au sujet des demandes de recouvrement des coûts liés aux projets de Fort St. John et Grizzly Valley (chapitres 3 et 4).

L'annexe C du Règlement décrit les changements apportés aux politiques et procédures comptables dont Westcoast se servira pendant la durée du Règlement. Plus particulièrement, les taux d'amortissement applicables aux installations supplémentaires seront ceux que l'Office autorisera dans le cadre des responsabilités que lui confère la partie III de la Loi. En outre, si, au cours d'une année donnée pendant la durée du Règlement, le rajustement global des droits liés à la demande, qui est rattaché au prix de vente du gaz naturel, excède un montant de seuil, une fraction de l'excédent servira à majorer le montant des dépenses d'amortissement relatives aux installations des zones 1 et 2 pour l'année en question.

Certains principes convenus au sujet de la fiabilité du service au sein du réseau pipelinier de Westcoast sont décrits à l'annexe D du Règlement. Les changements qu'il sera nécessaire d'apporter aux conditions générales et aux barèmes de droits existants comprennent les suivants :

- Westcoast et les expéditeurs formeront des comités d'exploitation mixtes régionaux dans les zones 1 et 2, pour les régions de Fort Nelson, Fort St. John et Pine River, afin de fixer, pour chacune, des niveaux cibles annuels de fiabilité;
- Les crédits de frais liés à la demande pour les zones 1 et 2 seront fondés sur le rendement annuel réel dans chaque région sur le plan de la fiabilité. Aucun changement n'est prévu au titre des crédits de frais liés à la demande touchant les services dans les zones 3 et 4;
- Les changements de procédure et de fonctionnement qui seront mis en oeuvre comprennent l'Appel de commandes pour 1997, les commandes de services de TGB et de service de traitement, l'élimination des crédits relatifs aux services garantis sous-utilisés, la désignation d'exploitants de point de réception, les procédures et frais d'équilibrage, les frais d'écart, les frais de surproduction, la mesure électronique du débit, l'équilibrage opérationnel avec les autres pipelines, ainsi que les modalités de paiement sur production.

Aux termes du Règlement, les parties s'engagent à poursuivre les négociations sur un certain nombre de points, dont le détail des ententes axées sur les conditions du marché visant les services fournis dans les zones 1 et 2, les modalités d'une politique régissant le raccordement de tierces parties avec les installations de Westcoast dans les zones 1 et 2, de même que la disposition du compte de report des recettes qui s'applique aux zones 1 et 2. Après la négociation, ces éléments seront soumis à l'approbation de l'Office.

### **2.3 Lignes directrices sur les règlements négociés**

L'Office a examiné le Règlement à la lumière de ses *Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, datées du 23 août 1994. Plus particulièrement, l'Office s'est laissé guider par les critères suivants :

- Toutes les parties directement touchées par les questions se rapportant au transport, aux droits et aux tarifs d'une société pipelinère devraient avoir la possibilité équitable de participer au processus et de faire connaître leurs intérêts dans un règlement négocié. Le processus de règlement devrait être ouvert, et toutes les parties intéressées devraient être invitées à participer aux négociations;
- Un processus de règlement négocié ne doit pas faire entrave à la capacité ni au pouvoir discrétionnaire de l'Office; ce dernier doit pouvoir tenir compte de tous les impératifs de l'intérêt public pouvant aller au-delà des préoccupations immédiates des parties négociantes;
- Le processus de règlement doit se traduire par l'inclusion de renseignements pertinents au dossier public pour que l'Office puisse comprendre le fondement de l'accord et soit en mesure d'évaluer si l'accord est raisonnable;
- L'Office n'acceptera pas un règlement qui comporte des stipulations illégales ou contraires à la *Loi*.

L'Office s'est également fondé sur la disposition des Lignes directrices qui prévoit que, lorsqu'un règlement lui est présenté, l'Office l'accepte ou le rejette en bloc.

Comme il a été mentionné plus tôt dans le sommaire des principales dispositions du Règlement, il y a un certain nombre de points que les parties doivent encore négocier et pour lesquels Westcoast a confirmé qu'elle ne sollicite pas pour le moment l'approbation de l'Office.

Comme il a été mentionné également ci-dessus, Westcoast a déclaré qu'après le 1<sup>er</sup> janvier 1997, et à coup sûr avant l'expiration du Règlement, les parties prévoient que les droits relatifs à certains services de collecte et de traitement seraient négociés entre Westcoast et les expéditeurs demandant des services. Sous ce rapport, l'Office a demandé à Westcoast d'expliquer s'il se pourrait que les droits négociés entraînent la perception de deux droits différents ou plus à l'égard de circonstances et conditions de transport fondamentalement semblables, ce qui serait contraire à l'article 62 de la Loi. Par ailleurs, l'Office a ordonné à Westcoast, ou à toute autre partie qui souhaiterait le faire, d'analyser dans sa plaidoirie le pouvoir qu'a l'Office d'autoriser des droits négociés, tel qu'il en est question dans la demande modifiée.

En réponse à des demandes de renseignements de l'Office, Westcoast a déclaré que les droits négociés seront fondés sur les circonstances et les conditions qui ont cours au moment de la négociation des droits, et que Westcoast ne saurait anticiper, à ce stade-ci, quelles seront ces circonstances et conditions précises. Lors de l'audience, les témoins de Westcoast ont expliqué que la compagnie demandait à l'Office, à ce stade-ci, d'approuver simplement le concept des droits négociés. Dans sa plaidoirie, Westcoast a confirmé qu'elle ne demande pas à l'Office à ce stade-ci de rendre une décision quelconque en vertu de la partie IV et que, si Westcoast conclut une entente négociée au sujet des droits, comme il est envisagé dans le Règlement, elle déposera les droits auprès de l'Office et ces derniers seront publics.

## **2.4 Positions des intervenants**

À titre de signataires, l'ACPP, COFI et autres, ainsi que BC Gas, CanWest et le GUME, ont réitéré à l'audience leur appui à l'égard du Règlement. La Province a également fait état de son appui. Aucune personne intéressée n'a exprimé son opposition au Règlement.

Dans son intervention, Orbit Oil and Gas Ltd. («Orbit») s'est dit préoccupée par le fait que l'entente relative aux installations Helmet/Peggo n'avait peut-être pas été prise entièrement en compte au moment de conclure le Règlement, et qu'Orbit pourrait être lésée par ce dernier si on l'approuvait dans sa forme proposée. Au cours de l'audience, Westcoast a déclaré que les négociations entreprises avec les producteurs des régions Helmet/Peggo et Hossitl Midwinter se poursuivaient, et que la compagnie s'attendait à ce que ces entretiens aboutissent à la conclusion fructueuse d'ententes commerciales qui n'auraient aucune incidence sur le Règlement. Orbit n'a pas participé à l'audience.

Dans une lettre de commentaires, Unocal Corporation («Unocal») a indiqué que le dépôt, au mois de mai, de la demande révisée était la première occasion qu'elle avait de faire directement des observations sur le Règlement. En outre, Unocal a exprimé son inquiétude à l'égard de l'élimination proposée des crédits de frais liés à la demande sous-utilisée («CFDS») ainsi que de l'effet éventuel de l'installation de stockage de Aitken Creek sur les utilisateurs. Westcoast a indiqué qu'en tant que membre du GTDT et de l'ACPP, Unocal aurait la possibilité de commenter les modalités du Règlement. Dans sa plaidoirie, l'ACPP a fait valoir qu'Unocal a soulevé une préoccupation légitime

quant à la façon dont fonctionnerait le stockage en vertu des dispositions du Règlement, mais elle a laissé entendre qu'il était possible de régler cette préoccupation dans le cadre de discussions ultérieures.

Pour ce qui est des questions en suspens découlant du Règlement, Northwest Pacific Energy Marketing Inc. («NORPAC») a demandé l'assurance qu'on les réglerait dans les délais proposés, ou dans un délai raisonnable que l'Office imposerait. NORPAC a également demandé que l'Office exige que toutes les questions non réglées découlant du Règlement soient soumises à l'«approbation» du GTDT, et non pas simplement présentées au groupe de travail «pour étude» seulement.

Novagas Clearinghouse Ltd. («NCL») a déclaré qu'elle ne s'opposait pas au Règlement mais qu'elle n'était pas en mesure de formuler des observations complémentaires, car il restait encore à en soumettre les principaux détails à l'Office pour approbation.

NCL a fait remarquer que le Règlement devrait mener à une déréglementation éventuelle des services de collecte et de traitement dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Elle a ajouté que les producteurs et les expéditeurs de la région ne voudraient pas d'un contexte qui dissuade d'autres fournisseurs de services.

NCL a fait remarquer qu'elle doit concurrencer tout les installations de collecte et de traitement de la compagnie qui sont réglementées par l'Office que celles de Westcoast Gas Services Inc. («WGSI»). Ensemble, ces deux compagnies détenus par Westcoast détiennent une part de marché combinée d'environ 90 % du gaz qui s'écoule dans le réseau principal de transport de Westcoast. NCL a fait valoir qu'elle ne peut concurrencer avec succès une entité détenant une position dominante sur le marché qui ne ferait pas l'objet d'une surveillance réglementaire. Selon NCL, il faudra que l'Office fasse preuve de vigilance pour s'assurer qu'une déréglementation partielle n'accorde pas à Westcoast un avantage concurrentiel indu.

En ce qui concerne les documents déposés auprès de l'ONÉ, y compris ceux associés aux droits négociés spéciaux, NCL a prié l'Office d'exiger que Westcoast en transmette des copies à toutes les parties intéressées qui en feraient la demande. NCL était d'avis que si Westcoast revendiquait le caractère confidentiel de ces documents, elle devrait être tenue de déposer des motifs ou une demande de confidentialité.

En ce qui concerne le pouvoir qu'a l'Office d'autoriser des droits négociés, l'ACPP et NCL ont été les seuls intervenants à traiter de la question. L'ACPP a indiqué que comme les questions seront soulevées ultérieurement lorsqu'une demande sera déposée, il n'était pas nécessaire que l'Office traite expressément de la question à ce stade-ci, sinon pour signaler que les parties souhaitent poursuivre ces initiatives. NCL a fait remarquer que la question de savoir si l'Office a le pouvoir ou non d'autoriser les droits négociés que propose le Règlement dépend dans une large mesure de ce qui sera déposé en fin de compte auprès de l'Office et que, en conséquence, NCL n'était pas en mesure pour le moment de formuler des observations pertinentes sur cette question.

### *Opinion de l'Office*

L'Office note le point de vue de Westcoast au sujet du contexte économique auquel est confrontée la compagnie dans ses activités de collecte et de traitement dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris le désir des producteurs d'obtenir des réponses

plus rapides à leurs demandes de services et de voir instaurer des mécanismes plus simples de fixation des droits. L'Office félicite les parties des initiatives qu'elles ont prises à ce jour afin d'examiner et de régler, par voie de consultations et de négociations, les questions complexes qui se rapportent aux droits et aux tarifs de Westcoast.

L'Office reconnaît que le Règlement soulève un certain nombre de questions non encore résolues qu'il faudra négocier. Parmi ces questions figurent les éléments clés de la politique de raccordement et la façon dont le stockage fonctionnerait dans le contexte des ententes de fiabilité. L'Office encourage les parties à poursuivre leurs efforts en vue de discuter de ces questions et de les régler.

Le Règlement énonce les conditions selon lesquelles les droits relatifs aux installations existantes et nouvelles de collecte et de traitement seraient négociés entre Westcoast et des expéditeurs particuliers. L'Office signale que, comme l'a laissé entendre l'ACPP, les parties désirent poursuivre l'examen de cette question et que les résultats des négociations seront soumis à l'approbation de l'Office. Étant donné que Westcoast et les parties ne cherchent pas à faire approuver à ce moment-ci des droits négociés précis, que Westcoast déposera ces derniers auprès de l'Office pour approbation et qu'ils seront publics, la légalité du Règlement, dans cette optique, n'est pas en cause en ce moment.

L'Office désire rappeler aux parties que s'il approuve le Règlement, cela ne veut pas dire qu'il approuve des éléments encore inconnus. Il rappelle également aux parties que le cadre légal actuel concernant les droits et les tarifs comporte certaines limites dont il faut tenir compte, et que les parties qui concluront à l'avenir une entente précise de conception des droits doivent s'assurer que, dans chaque cas, les exigences de la Loi sont respectées.

L'Office reste d'avis que la démarche du Groupe de travail sur les droits et les tarifs devrait être aussi ouverte et complète que possible, et que chaque groupe de travail doit avoir la latitude voulue pour fixer sa propre procédure. À ce stade-ci, l'Office ne juge pas nécessaire de donner des instructions précises, comme le demande NORPAC, sur la façon dont le GTDT de Westcoast devrait fonctionner. Néanmoins, l'Office croit que Westcoast devrait s'assurer que toutes les parties intéressées aient eu le loisir de participer au groupe de travail.

Au sujet de la demande de NCL concernant la communication des documents déposés par Westcoast, l'Office est d'avis qu'en ce qui concerne les documents que la compagnie déposerait ultérieurement à propos de questions découlant du Règlement, Westcoast devrait en communiquer des copies aux intervenants au processus d'audience RH-2-97. Quant aux droits négociés, l'Office est d'avis que les parties devraient pouvoir négocier librement, et ne juge pas nécessaire de prescrire, en ce moment-ci, des exigences de dépôt pour les droits négociés. L'Office est disposé à examiner sans délai les demandes de NCL concernant le dépôt de documents par Westcoast et d'éventuelles revendications de confidentialité, au cas où cela serait nécessaire.

Aux termes de la Section 4.6 de l'annexe A du Règlement, Westcoast peut enregistrer une majoration des dépenses d'amortissement relatives aux installations de collecte et de traitement dans certaines situations définies. Pour donner effet à cette section du Règlement, l'Office est prêt à dispenser Westcoast, pour la période durant laquelle le Règlement est en vigueur, de l'application des articles 48 à 55 du RNCG pour ce qui concerne les questions d'amortissement et les sujets connexes se rapportant à ses installations dans les zones 1 et 2.

En outre, l'Office est disposé à autoriser la compagnie à conserver, pendant la période d'application du Règlement, les comptes de report qui sont nécessaires pour donner effet au Règlement, ainsi qu'à disposer de temps à autre des soldes de ces comptes de report, conformément aux conditions prescrites dans le Règlement. Aucun des autres comptes de report, dont ceux que l'Office a déjà approuvés et qui ont été reconduits par l'ordonnance TGI-8-96, ne sera renouvelé au 1<sup>er</sup> janvier 1997, date d'entrée en vigueur du Règlement.

Après avoir examiné le Règlement à la lumière de ses *Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, datées du 23 août 1994, l'Office est convaincu que ledit Règlement est conforme à ces Lignes directrices. Il est d'avis que les droits et les méthodes de conception des droits qui sont exposés dans le Règlement se traduisent — ou se traduiront — par des droits justes et raisonnables.

#### **Décision**

**L'Office conclut que le Règlement déposé par Westcoast propose des droits et des méthodes de conception des droits qui sont justes et raisonnables pour les années 1997 à 2001, ou qui fournissent une base convenable sur laquelle fonder une telle conclusion. L'Office approuve le Règlement daté du 16 mai 1997 entre Westcoast et certaines parties, tel qu'il a été déposé.**

## Chapitre 3

# Coûts du projet d'agrandissement de Fort St. John

---

### 3.1 Historique

Le 6 octobre 1994, Westcoast a présenté à l'Office une demande concernant la construction d'installations supplémentaires de transport et de traitement de gaz brut dans la région de Fort St. John, en Colombie-Britannique. Le coût du projet était estimé à 397,4 millions de dollars. La compagnie demandait également que les droits relatifs aux services fournis par les installations projetées soient calculés selon la méthode des droits intégraux.

Le 31 octobre 1994, l'Office a émis l'ordonnance d'audience GH-5-94, qui fixait les instructions relatives à la procédure à suivre durant l'audience publique. Le 5 janvier 1995, l'Office a tenu une conférence préparatoire où ont été abordées, entre autres, les questions de procédure et la détermination du moment où les questions de droits et de compétence seraient entendues.

L'Office a entendu les preuves entre le 6 février et le 10 mars 1995. Le 26 mai 1995, le Comité d'audience a décidé à la majorité que les installations proposées ne relevaient pas de la compétence de l'Office, exception faite d'un doublement proposé de canalisation qui devait se brancher sur la canalisation principale de Westcoast. Westcoast a interjeté appel de la décision de l'Office devant la Cour d'appel fédérale. Le 9 février 1996, la Cour a rejeté la décision selon laquelle l'Office déclinait sa compétence et elle lui a ordonné de rendre une décision basée sur le fond de la demande. Le 4 mars 1996, l'Office a émis la décision GH-5-94 basée sur le fond de la demande et a approuvé la construction des installations proposées et l'intégration des droits connexes aux autres droits de Westcoast.

Par la suite, Westcoast a tenté d'obtenir des futurs expéditeurs de l'agrandissement proposé qu'ils confirment leur besoin de disposer de la capacité prévue par le projet, mais elle a conclu que la demande était insuffisante. Le 4 avril 1996, Westcoast a fait part à l'Office de sa décision de renoncer au projet d'agrandissement de Fort St. John. Westcoast a expliqué qu'à la suite de la décision prise par l'Office le 26 mai 1995, l'incertitude entourant la réalisation du projet et les changements survenus dans les conditions du marché avaient amené les expéditeurs à modifier leurs programmes de forage. Ces facteurs avaient également incité de tierces parties à mettre en oeuvre des projets de remplacement, comme ceux de l'usine Jedney et de l'usine Highway de WGSJ.

### 3.2 Demande de recouvrement des coûts

Le 15 juillet 1996, Westcoast a présenté une demande modifiée à l'Office, dans le but de recouvrer les coûts suivants :

- a) des dépenses s'élevant à 37,91 millions de dollars engagées entre 1994 et 1996. Ce montant comprend environ 12,27 millions de dollars de frais d'annulation relatifs à de l'équipement principal commandé avant que l'Office n'approuve la demande aux termes de la partie III. Ce montant exclut des recettes de 5,48 millions de dollars provenant de la revente du matériel, par Westcoast, à d'autres parties;

- b) une provision pour les fonds utilisés pendant la construction («PFUC») de 4,27 millions de dollars, calculée aux taux d'emprunt à court terme de la compagnie entre 1994 et 1996.

Westcoast a proposé que ces coûts, qui sont actuellement inscrits au poste des travaux de construction en cours («TCC»), soient virés dans un compte de base de taux du projet d'agrandissement de Fort St. John, à partir du 31 décembre 1996. Elle a également proposé que le solde de ce compte soit passé en charges à son coût de service, à titre d'amortissement, pendant une période de dix ans commençant en 1997. Le solde non amorti à la fin de chaque mois rapporterait un rendement calculé aux taux fixes de 8,39 % pour les zones 1 et 2, et de 8,07 % pour les zones 3 et 4 pendant les cinq années qui seront couvertes par le Règlement.

Ces taux sont basés sur l'hypothèse que, pendant la période allant de 1997 à 2001, les coûts admissibles seraient financés par du capital-actions et de la dette dans des proportions respectives de 38,4 % et 61,6 % pour les zones 1 et 2, et de 30 % et 70 % pour les zones 3 et 4. On a également supposé que les taux des coûts fixes s'élèveraient à 10,67 % dans le cas du capital-actions ordinaire et à 6,96 % dans le cas de la dette.

Westcoast a également proposé qu'elle établisse un compte de report des ventes de stocks. Les revenus nets découlant de la vente de matériel ou de stocks restants seraient versés au crédit de ce compte. De plus, le solde du compte de report ainsi que les frais financiers, calculés à 8,39 % pour les zones 1 et 2 et à 8,07 % pour les zones 3 et 4, seraient crédités contre le solde non amorti du compte, le 31 décembre de chaque année, et les droits appliqués l'année suivante seraient rajustés en conséquence.

### **3.3 Position de Westcoast**

Westcoast a déclaré que, dans sa décision concernant cette question, l'Office devait tenir compte des quatre facteurs primordiaux suivants : la situation dans laquelle se trouvait Westcoast au moment du dépôt de sa demande; les dispositions du RNCG relatives aux frais d'études et de recherches préliminaires; la question de savoir si le rendement du capital-actions de Westcoast couvre ses actionnaires en cas de non recouvrement des coûts de projets de services d'utilité publique qui ne vont pas de l'avant; et le principe d'équité qui permettrait à Westcoast de recouvrer ces coûts au moyen des droits qu'elle perçoit.

En ce qui concerne la situation dans laquelle se trouvait l'industrie, Westcoast a expliqué qu'à partir de 1993 l'exploration et la mise en valeur avaient atteint des niveaux record dans la région de Fort St. John, ce qui avait poussé de nombreux expéditeurs à demander qu'on augmente la capacité de transport de gaz brut dans la région ainsi que le service de traitement fourni par l'usine McMahon. Les producteurs consacraient des sommes importantes à l'acquisition de terres ainsi qu'à l'exploration et à la mise en valeur de réserves de gaz et ils s'attendaient à ce que Westcoast soumette une demande auprès de l'Office en vue d'agrandir son réseau en conséquence.

Le projet a été mené comme un agrandissement faisant partie intégrante de l'usine existante de Westcoast, et les futurs expéditeurs se sont engagés, en passant des accords de service à long terme, à transporter le gaz correspondant à la capacité fournie par l'agrandissement. Les expéditeurs associés à l'agrandissement s'attendaient à ce que les droits relatifs à l'agrandissement soient intégrés aux autres droits de Westcoast.

En ce qui concerne le RNCG, Westcoast a avancé que le Règlement fait spécialement référence aux coûts engagés à l'égard de projets auxquels on ne donne pas suite. Elle a laissé entendre que ces dépenses, à condition qu'elles aient été engagées prudemment, pourraient à juste titre être recouvrées au moyen des droits perçus par une compagnie pipelinière.

Westcoast a fait valoir que le rendement du capital-actions ordinaire autorisé dans son cas ne compensait pas le risque lié aux projets de services d'utilité publique ne se matérialisent pas. Elle a également souligné que le risque d'une simple «erreur ou incohérence de la réglementation» aurait été compensé par le rendement du capital-actions ordinaire, mais que la décision prise par l'Office au sujet de sa compétence outrepassait ce risque.

Finalement, en ce qui concerne l'équité, Westcoast a précisé qu'elle propose, dans sa demande, un partage équitable du fardeau des coûts; à cet effet : (1) Westcoast propose une période d'amortissement plus longue que celle qu'elle envisageait; (2) Westcoast a calculé la PFUC en utilisant son taux d'emprunt à court terme au lieu de son taux de rendement plus élevé de la base de taux; et (3) Westcoast propose une période d'amortissement de dix ans, rendant aléatoire le recouvrement des coûts restants après les cinq années régies par le Règlement.

Westcoast a ajouté que, dans le cas particulier du projet d'agrandissement de Fort St. John, l'Office devrait autoriser le recouvrement des coûts pour les raisons suivantes :

- (1) le projet de Westcoast avait pour but d'offrir la capacité pipelinière nécessaire aux expéditeurs qui en avaient besoin et qui demandaient un service additionnel, conformément aux dispositions d'accès et de mise en attente prévues dans le Tarif de Westcoast. L'Office a confirmé le caractère d'utilité publique et la rentabilité du projet et a approuvé le calcul des droits connexes suivant la méthode des droits intégraux;
- (2) La grande majorité des coûts du projet d'agrandissement de Fort St. John, y compris une portion importante des coûts d'annulation des commandes d'équipement principal, tombent dans la catégorie des frais d'études et de recherches préliminaires; et
- (3) Les circonstances qui ont amené Westcoast à décider de ne pas poursuivre le projet sont uniques et inhabituelles puisqu'elles découlent du retard et de l'incertitude causés par la décision du 26 mai 1995 concernant la compétence de l'Office.

Westcoast a soutenu que, depuis la création du projet au début de 1994, jusqu'à la publication de la décision de l'Office sur la question de sa compétence, en mai 1995, elle avait fait montre de prudence lorsqu'il s'était agi de mettre en oeuvre et de faire progresser le projet, ainsi que de prendre des décisions relatives à l'acquisition de l'équipement principal.

En janvier 1995, quand BC Gas a soulevé la question de la compétence de l'Office, Westcoast n'a pas pensé commettre une imprudence en continuant à engager des dépenses relativement au projet, car elle croyait que l'Office ne déclinerait pas sa compétence fédérale sur le projet. Westcoast a expliqué qu'en dehors des conseils juridiques qu'elle a obtenus, elle a tenu compte du fait que l'Office réglemente Westcoast depuis 35 ans, que le gouvernement provincial de la Colombie-Britannique n'appuyait pas l'objection de BC Gas quant à la compétence de l'Office et que BC Gas était la seule partie à avoir contesté la compétence fédérale sur le projet. Westcoast a également considéré le fait que BC Gas avait, sans succès, soulevé des questions de compétence semblables lors de l'audience GH-1-94 portant

sur le pipeline de gaz combustible de Sukunka et lors de l'audience RH-1-92 visant les installations de stabilisation et de fractionnement des produits liquides à l'usine McMahon.

En ce qui concerne l'acquisition de l'équipement principal avant l'approbation du projet par l'Office, Westcoast a déclaré qu'elle avait commencé les opérations d'approvisionnement en décembre 1994 afin de respecter le calendrier de l'ingénierie et la date de mise en service du 1<sup>er</sup> mai 1996. Westcoast a expliqué que l'équipement principal nécessaire à la construction de l'usine est unique en son genre car il est spécifique au projet; et que les futurs expéditeurs de l'agrandissement proposé insistaient auprès d'elle pour qu'elle termine le projet dans de bons délais. Depuis la décision GH-5-90 concernant l'usine McMahon dans laquelle l'Office lui avait fait une mise en garde concernant l'élaboration des plans de conception et des estimations des coûts des projet, Westcoast avait décidé d'entreprendre la conception technique suivant un calendrier qui lui permettrait de produire une estimation des coûts aux fins de contrôle à peu près en même temps que l'Office rendrait sa décision sur le projet.

Westcoast a avancé que tous les frais d'annulation de commandes d'équipement principal soient recouvrables pour les raisons suivantes : (1) les opérations d'approvisionnement étaient nécessaires si l'on voulait respecter la date de mise en service convenue avec les expéditeurs; (2) il fallait entreprendre les opérations d'approvisionnement pour respecter le calendrier de l'ingénierie ainsi que pour produire et déposer auprès de l'Office une estimation des coûts aux fins de contrôle, avant le début des travaux de construction, comme l'Office l'avait exigé dans sa décision GH-5-94; (3) l'Office avait approuvé le projet; (4) les frais d'annulation à assumer sont le résultat direct de la décision relative à la compétence de l'Office, prise le 26 mai 1995.

Westcoast a estimé qu'environ 25 %, soit 3,1 millions de dollars, des frais d'annulation concernent des travaux accomplis par les fournisseurs. Le reste, soit environ 9,2 millions de dollars, concernent l'approvisionnement et la fabrication, qui comportent également un élément d'ingénierie non négligeable provenant de l'activité de sous-traitants ou des fournisseurs.

### **3.4 Positions des intervenants**

À l'audience, CanWest, COFI et autres, le GUME, BC Gas et NORPAC ont émis l'avis que l'Office ne devrait approuver que les dépenses qui étaient normalement nécessaires à l'élaboration de la demande soumise à l'Office pour examen.

CanWest et le GUME ont affirmé que Westcoast a agi imprudemment en continuant à engager des dépenses malgré l'objection soulevée par BC Gas relativement à la compétence de l'Office et l'incertitude qui planait sur l'approbation, par l'Office, du projet et de la méthode de calcul des droits. CanWest a signalé que Westcoast a ignoré le conseil qu'elle lui avait donné, début janvier 1995, de cesser d'engager des dépenses tant que l'Office n'aurait pas approuvé le projet. CanWest a également souligné que Westcoast n'a pas suspendu ses dépenses quand la province lui a signifié qu'elle n'était pas disposée à émettre un permis permettant de défricher le site de la nouvelle usine Aitken Creek tant que l'Office n'aurait pas sanctionné le site même de l'usine.

COFI et autres ont soutenu que Westcoast avait manqué de prudence en commandant du matériel à l'avance pour un projet inhabituel, comportant des dépenses importantes et de l'équipement unique. COFI et autres ont ajouté que l'approbation de l'Office n'était pas assurée; que Westcoast s'était imposé ses propres contraintes de temps; qu'elle n'avait pas suffisamment tenu compte des éléments

critiques du projet tels que le permis provincial de défrichement du site; qu'elle n'avait pas cherché à conclure des ententes d'appui ou autres moyens pour atténuer le risque auquel elle s'exposait; qu'après la décision prise par l'Office le 26 mai 1995, elle n'avait pas étudié l'offre faite par la Province d'accélérer l'étude du projet.

Selon le GUME, le calendrier du projet de Westcoast était trop ambitieux. Contrairement à ce qu'elle avait fait lors du projet de Grizzly Valley, Westcoast n'a pas reporté la date de mise en service à la lumière de facteurs tels que le moment de l'audience, la question de la compétence et la durée du processus d'audience. Le GUME a de plus fait remarquer que le refus d'autoriser le défrichement du site n'avait pas incité Westcoast à freiner les dépenses. Le GUME a soutenu que les initiatives de WGSJ (les usines Jedney et Highway) ont eu pour effet de saper l'appui au projet et que, par conséquent, il serait injuste d'accorder à Westcoast le recouvrement des coûts de mise en oeuvre d'un projet que sa propre filiale a en réalité saboté.

BC Gas a fait valoir que Westcoast ne devrait pas recouvrer le coût du matériel commandé à l'avance pour les raisons suivantes : (1) Westcoast a en fait considéré la réponse de l'Office à sa demande comme une simple formalité; (2) Westcoast aurait dû s'y prendre plus tôt pour demander un permis de défrichement; (3) Westcoast a pris, dès décembre 1994, des engagements en ce qui concerne l'équipement et elle avait déjà engagé près de 33 millions de dollars avant de présenter à l'Office sa demande d'autorisation de défrichement du site; (4) quand elle a changé la date de mise en service du 1<sup>er</sup> mai 1996 au 1<sup>er</sup> septembre 1996, elle n'a en rien modifié la cadence de ses dépenses.

De plus, BC Gas juge que la compagnie a manqué de prudence en ne pas donnant suite un projet sans en parler préalablement aux futurs producteurs ni envisager que le projet puisse se poursuivre en passant sous compétence provinciale.

NORPAC a signalé que Westcoast n'avait aucune raison de commander, le 10 février 1995, des canalisations pour le doublement Aitken Creek au coût de 4,3 millions de dollars. NORPAC a avancé que ce coût, qui a été attribué à la zone 3 à des fins de calcul des droits, ne devrait pas être recouvrable, car il est étranger au coût de la demande réglementaire.

### *Opinion de l'Office*

Suivant le principe général de la réglementation du coût du service, seuls les actifs utiles à la fourniture du service et utilisés à cette fin font partie de la base de taux de la compagnie. On fixe les droits en fonction de ces actifs en donnant au service d'utilité publique une occasion raisonnable de profiter d'un retour et d'un rendement de capital.

Il est dans l'ordre des choses qu'une compagnie réglementée engage des frais au titre d'études, de plans, de recherches et d'autres travaux préliminaires effectués dans le but de déterminer la faisabilité d'un projet de gazoduc. Une compagnie réglementée peut également engager des frais associés à des demandes visant des installations présentées aux termes de la Loi, aux audiences connexes de l'Office et à l'acquisition d'options d'achat de terres, d'emprises et de biens semblables nécessaires à l'exécution des projets envisagés. L'Office remarque que, dans ce domaine, le RNCG prévoit l'existence d'un compte «Frais d'études et de recherches préliminaires» (compte de bilan numéro 172) dans lequel on inscrit ces coûts.

Cependant, l'Office est d'avis que l'existence de ce compte n'implique pas que les droits refléteront nécessairement les dépenses de cette nature. L'Office doit d'abord déterminer si, dans le contexte, les dépenses ont été engagées avec toute la prudence requise.

Par conséquent, dans les circonstances appropriées, l'Office peut accepter que l'on intègre, dans les droits, les dépenses liées à la préparation des estimations de coûts du projet et de la demande, à la présentation de la cause du demandeur à l'Office et à la mise au point d'estimations de coûts plus précises, et ce, même pendant la tenue de l'audience réglementaire. Cependant, si on ne donne pas suite au projet, l'Office n'acceptera que dans des circonstances exceptionnelles la demande de recouvrement des coûts, en particulier ceux qui vont au-delà des études et des recherches préliminaires.

À ce sujet, Westcoast a attiré l'attention de l'Office sur le fait que les futurs expéditeurs avaient clairement et continuellement appuyé l'agrandissement de Fort St. John, comme le prouve le grand nombre d'ententes de service signées avec les expéditeurs qui étayaient ce projet. Westcoast a également souligné que le projet a été lancé en 1993, alors que l'exploration gazière dans la région de Fort St. John culminait et que les expéditeurs de l'agrandissement voulaient accélérer la mise en oeuvre du projet.

L'Office considère que, dans les circonstances, Westcoast a fait preuve de prudence en menant le projet d'agrandissement de Fort St. John jusqu'au stade nécessaire pour préparer la demande à présenter à l'Office et franchir l'étape de l'audience. Il autorise donc le recouvrement des coûts engagés dans l'exécution des études, des plans et des recherches préliminaires ainsi que dans la préparation et le suivi de la demande présentée à l'ONÉ.

En ce qui concerne les coûts engagés au-delà de ce stade, Westcoast a fait valoir que des dépenses supplémentaires s'étaient avérées nécessaires pour produire une estimation des coûts aux fins de contrôle, peu après que l'Office avait rendu sa décision sur le projet, ainsi que pour respecter la date de mise en service fixée au 1<sup>er</sup> mai 1996. Westcoast a également avancé qu'il n'était pas possible, dans le cas de projets de cette envergure, d'interrompre puis de reprendre l'approvisionnement en équipement principal sans s'exposer à des pénalités financières et à des problèmes d'ordonnancement, et qu'il était prudent d'acquérir le matériel avant d'obtenir l'approbation de l'Office, compte tenu des exigences des expéditeurs et du risque que couraient les producteurs de perdre des recettes.

L'Office reconnaît que ces facteurs ont incité la haute direction de Westcoast à maintenir le calendrier du projet menant à la date de mise en service du 1<sup>er</sup> mai 1996. Une des conséquences de cette décision fut que la compagnie a commencé à commander du matériel en novembre 1994, et qu'en janvier 1995, les engagements pécuniaires de la compagnie relativement à l'achat d'équipement principal et de conduites s'élevaient à 12 millions de dollars. En prenant cette décision, la compagnie courait le risque que l'Office n'approuve pas le projet d'agrandissement de Fort St.

John, qu'il ne l'approuve pas à temps, ou que d'autres circonstances imprévues interviennent et que les dépenses ne soient pas recouvrables, en tout ou en partie. Manifestement, Westcoast a mésestimé ce risque. Ce jugement était-il fondé? L'Office croit que non, et ce, pour les deux raisons suivantes : les principes de réglementation et les circonstances pratiques.

Pour ce qui est des principes de réglementation, même si l'Office a pu, dans un passé récent, donner rapidement son approbation à de gros projets analogues, aucune compagnie réglementée ne peut tabler sur ces précédents pour passer des contrats concernant l'achat d'équipement principal et s'exposer ainsi à payer des frais d'annulation.

Quant aux circonstances pratiques qui ont entouré le projet d'agrandissement de Fort St. John, au début de l'année 1995, une série d'événements significatifs se sont produits qui pouvaient avoir des répercussions néfastes sur l'évolution du projet. À la conférence préliminaire de janvier 1995, BC Gas a annoncé son intention de soulever la question de compétence à l'audience. À peu près au même moment, CanWest a sommé Westcoast de ne plus engager de dépenses dans le projet tant que l'Office n'aurait pas approuvé celui-ci. En février 1995, la Province a décidé de ne pas octroyer de permis pour défricher le site tant que l'Office n'aurait pas approuvé le projet. À cette époque-là, bien que Westcoast ait reporté la date de mise en service au 1<sup>er</sup> septembre 1996, elle n'a pas modifié son calendrier d'approvisionnement.

L'Office est d'avis que la compagnie, en évaluant comme elle l'a fait le risque lié au recouvrement, c'est-à-dire en commandant de l'équipement dès novembre et décembre 1994 et en maintenant la cadence de ses dépenses au début de l'année 1995 — alors que se déroulaient les événements précités qui pouvaient entraîner des répercussions néfastes sur le projet — a accepté les risques liés à ses actions. Il serait donc injuste de faire supporter par les expéditeurs les coûts résultant de l'imprudence de Westcoast.

Pour arriver à cette conclusion, l'Office a tenu compte du fait qu'il avait fini par approuver le projet d'agrandissement de Fort St. John et qu'à la suite de la décision de l'Office en mai 1995, concernant sa compétence à l'égard des installations, Westcoast avait agi avec célérité et dynamisme. Ces faits ne justifient toutefois pas le recouvrement de toutes les dépenses engagées par Westcoast.

Selon l'Office, Westcoast ne devrait être autorisée à recouvrer que les dépenses engagées pour amener le projet d'agrandissement de Fort St. John au stade de l'audience publique de la preuve présentée à l'ONÉ, y compris les dépenses relatives au déroulement de l'audience et à la production d'une estimation suffisamment précise des coûts du projet avant la date présumée de la prise de décision par l'Office quant à cette demande. L'Office est d'avis que la meilleure manière de déterminer les dépenses acceptables, c'est d'effectuer les déductions suivantes des montants demandés.

Premièrement, le recouvrement des coûts d'approvisionnement et de fabrication de l'équipement, reflétés dans les frais d'annulation soumis par la compagnie, doit être refusé. L'Office considère que, dans la conjoncture du projet, une partie des coûts de l'équipement a contribué à l'élaboration d'une meilleure estimation des coûts et que,

de ce fait, elle est liée à la préparation et à la présentation de la demande à l'Office. Cette partie des dépenses est donc admissible. En se basant sur le dossier de l'audience, l'Office trouve raisonnable l'estimation de Westcoast selon laquelle environ 25 % des 12,27 millions de dollars en frais d'annulation d'équipement, soit 3,07 millions de dollars, peuvent être imputés à la détermination plus précise, aux fins de la demande présentée à l'Office, des coûts en capital associés aux installations proposées de Fort St. John. Par conséquent, le reste, c'est-à-dire les 9,20 millions de dollars qui concernent principalement l'approvisionnement et la fabrication, n'est pas admissible.

Deuxièmement, le coût des conduites de 18 pouces et de 24 pouces de diamètre que la compagnie a actuellement en stock n'est pas admissible non plus. L'Office est d'avis que Westcoast aurait dû avoir rajusté son calendrier des achats au moment où elle a commandé pour 4,3 millions de dollars de conduites de 24 pouces, le 10 février 1995. Quant aux sections de conduites de 18 pouces restantes, dont le coût s'élève à environ 1,4 million de dollars, elles ont été commandées en novembre 1994. L'Office pense que Westcoast a de toute manière commandé ce matériel trop tôt.

Troisièmement, il faut déduire la partie de la PFUC liée aux coûts non admissibles ci-dessus; celle-ci s'élève à environ 1,25 million de dollars lorsqu'on la calcule en utilisant les taux d'emprunt à court terme de la compagnie entre 1994 et 1996. La partie de la PFUC dont le recouvrement est admissible s'élève alors à environ 3,02 millions de dollars.

Le montant total des dépenses admissibles au recouvrement s'élève donc à 26,03 millions de dollars.

Quant à l'amortissement des coûts admissibles du projet d'agrandissement de Fort St. John, l'Office croit que la période de dix ans proposée par Westcoast est acceptable. L'Office juge également raisonnable le rendement demandé par la compagnie sur le solde non amorti. Plus précisément, il suppose que, pendant la période allant de 1997 à 2001, les coûts admissibles seront financés comme suit par la dette et l'avoir des actionnaires :

Zones 1 et 2	38,4%/61,6% (avoir/dette);
Zones 3 et 4	30%/70% (avoir/dette).

Les taux des coûts pour la période de cinq ans seront fixés en utilisant un taux de capital-actions ordinaire de 10,67% et un taux de la dette de 6,96%.

À la lumière des décisions prises par l'Office quant au recouvrement des dépenses engagées dans ce projet, l'Office est d'avis que les autres recettes réalisées par Westcoast en revendant son stock de conduites et de matériel partiellement fabriqué devraient revenir aux actionnaires de la compagnie. Au moment de l'annulation, les équipements principaux se trouvaient à différents stades de leur fabrication. Toute tentative d'attribuer les recettes provenant de futures ventes à l'ingénierie, à l'approvisionnement ou à la fabrication s'avérerait difficile et quelque peu arbitraire. De plus, les recettes provenant de la vente de matériel partiellement fabriqué seraient sans doute nettement inférieures aux frais d'annulation. Par conséquent, l'Office est

d'avis que la création du compte de report des ventes de stock demandée par Westcoast n'est pas nécessaire.

### **Décision**

**L'Office approuve le virement de 26,03 millions de dollars des coûts du projet, du poste travaux de construction en cours à un compte de base de taux du projet d'agrandissement de Fort St. John, à partir du 31 décembre 1996. Ce montant comprend 23,01 millions de dollars de décaissements et 3,02 millions de dollars de PFUC. L'Office ordonne à Westcoast de retirer des comptes que la compagnie tient à titre de service d'utilité publique les autres coûts du projet d'agrandissement de Fort St. John.**

**L'Office approuve également l'amortissement du compte de base de taux du projet d'agrandissement de Fort St. John en le passant en charges mensuelles au coût du service de la zone appropriée, pendant une période de dix ans, commençant en 1997. À la fin de chaque mois, le solde non amorti du compte de base de taux produira un rendement calculé suivant les taux des coûts et la structure du capital que Westcoast a proposés.**

## Chapitre 4

# Coûts du projet d'agrandissement de Grizzly Valley

---

### 4.1 Historique

Le 4 novembre 1994, Westcoast a déposé une demande auprès de l'Office en vue d'obtenir l'autorisation de construire certaines installations pipelinières supplémentaires dans la région riche en ressources de Grizzly Valley, installations qui devaient comprendre une nouvelle usine de traitement de gaz située à Tumbler Ridge. L'Office a convoqué, aux fins de l'examen de la demande, une audience publique qui devait commencer dès la clôture de l'audience concernant le projet d'agrandissement de Fort St. John, en février 1995. L'audience a finalement été reportée au début de l'automne 1995.

Le 10 juillet 1995, Westcoast a déposé une demande révisée, remplaçant intégralement la demande précédente, en vue d'obtenir l'autorisation de construire des installations pipelinières et d'agrandir l'usine de traitement de gaz de Pine River. Dans sa demande du 10 juillet 1995, Westcoast demandait également à l'Office de renvoyer à l'examen de la Cour d'appel fédérale la question de la compétence de l'Office sur le projet. La cause a été entendue par la Cour en janvier 1996 et, le 9 février 1996, la Cour a déterminé que le projet relevait de la compétence de l'Office. Dès réception de la décision de la Cour, Westcoast s'est informée auprès des futurs expéditeurs de Grizzly Valley s'ils appuyaient toujours le projet. Mais Westcoast a déterminé, au cours de ce processus, que la demande était insuffisante et elle a décidé de ne pas donner suite au projet.

### 4.2 Demande de recouvrement des coûts

Le 31 juillet 1996, Westcoast a déposé auprès de l'Office une demande officielle de retrait de la demande d'agrandissement de Grizzly Valley et elle a demandé à l'Office d'émettre une ordonnance l'autorisant à recouvrer les coûts associés au projet sur une période de 10 ans, commençant en janvier 1997. Le 19 septembre 1996, l'Office a décidé d'examiner la demande de recouvrement des coûts dans le cadre de l'audience concernant les droits que Westcoast pourrait exiger en 1997.

Westcoast a demandé le recouvrement de 18,53 millions de dollars, comprenant un décaissement de 16,53 millions de dollars et une PFUC de 2,0 millions de dollars, basée sur les taux d'emprunt à court terme de Westcoast.

### 4.3 Position de Westcoast

Westcoast a fait valoir que le projet d'agrandissement de Grizzly Valley consistait à agrandir ses installations pipelinières réglementées pour répondre à la demande de capacité additionnelle émanant des expéditeurs de la région de Grizzly Valley. Westcoast a également souligné que la date de mise en service du projet a été retardée de beaucoup en raison de la décision GH-5-94 de l'Office sur la question de compétence, en date du 26 mai 1996, et de l'incertitude qu'elle avait engendrée, ce qui a finalement incité Westcoast et les producteurs de Grizzly Valley à ne pas donner suite au projet.

Selon Westcoast, tous les coûts engagés par la compagnie dans l'élaboration du projet d'agrandissement de Grizzly Valley sont incontestablement des coûts d'études et de recherches préliminaires visés par le compte 172 du RNCG de l'Office. Westcoast a déclaré que sa décision d'entreprendre le projet de Grizzly Valley et de présenter une demande à l'Office était prudente, et qu'elle avait également fait preuve de prudence dans toutes les dépenses qu'elle avait engagées dans le cadre du projet.

L'entente d'appui conclue entre Westcoast et les expéditeurs de Grizzly Valley a fait l'objet de discussions intenses au cours de l'audience. Westcoast et les expéditeurs ont conclu cette entente pour les raisons suivantes : (1) le projet a été abordé sous la forme d'une entreprise conjointe ou d'un partenariat; et (2) la phase de la mise en valeur des réserves de gaz devait se dérouler parallèlement à la poursuite du projet, vu son coût extrêmement élevé. Au cours des négociations, les futurs expéditeurs ont accepté de rembourser à Westcoast les 75 % des coûts liés au projet que l'Office ne permettait pas à Westcoast de recouvrer.

Westcoast a soutenu que l'Office devait établir si, en principe, les dépenses engagées par la compagnie pour étudier la possibilité d'agrandir ses installations réglementées dans la région de Grizzly Valley et pour présenter une demande à ce sujet ont été faites avec prudence et si elles devraient être recouvrées par le biais des droits. De plus, Westcoast a fait ressortir qu'il serait injuste d'exiger d'elle et des producteurs de Grizzly Valley qu'ils absorbent ces coûts par l'intermédiaire du mécanisme de l'entente d'appui, puisque la décision de ne pas donner suite au projet a résulté du retard causé par la décision GH-5-94 du 26 mai 1995 concernant la compétence de l'Office.

#### **4.4 Positions des intervenants**

Les expéditeurs de Grizzly Valley («EGV») ont appuyé la demande de Westcoast de recouvrer les coûts d'élaboration du projet d'agrandissement de Grizzly Valley. Selon les EGV, les dépenses ont été engagées par Westcoast pour réaliser un projet destiné à fournir un service, et les coûts liés à la conception et aux études de planification ont servi à présenter à l'Office une demande détaillée permettant à celui-ci de rendre une décision éclairée. Les EGV sont d'accord avec Westcoast que les coûts sont des coûts de recherches préliminaires au sens du compte 172 du RNCG de l'Office, et que Westcoast n'a pas manqué de prudence lorsqu'elle a fait ces dépenses.

En ce qui concerne l'entente d'appui, les EGV ont déclaré que l'existence ou non de l'entente n'a rien à voir avec la question de fond que doit trancher l'audience, à savoir si Westcoast a fait preuve de prudence dans les décisions qu'elle a prises. Finalement, les EGC ont déclaré que, si on ne permettait pas à Westcoast de recouvrer les coûts du projet de Grizzly Valley, les expéditeurs de Grizzly Valley se verraient pénalisés pour avoir agi avec prudence.

COFI et autres ont contesté la déclaration de Westcoast selon laquelle la cause directe de ne pas donner suite au projet a été la décision relative à la compétence de l'Office. Selon eux, la cause directe de ne pas donner suite est plutôt liée à la décision des expéditeurs qui ont jugé que les marchés et la demande ne justifiaient plus le projet à ce moment-là. COFI et autres trouvent que Westcoast s'est montrée prudente en effectuant certaines études sur le projet et en couvrant le risque inhérent à cette situation par la conclusion d'une entente d'appui. COFI et autres trouvent qu'il serait raisonnable d'imputer 25 % des coûts au compte du service d'utilité publique, mais pas les 75 % restants.

Le GUME considère que le recouvrement des coûts d'ingénierie nécessaires à l'élaboration d'une demande adéquate devrait être approuvé de même que le recouvrement des coûts inhérents à une préparation raisonnable des demandes présentées par Westcoast. Le GUME a fait valoir que le recouvrement de coûts autres que ceux qui sont précisés devrait être refusé, parce que ces dépenses n'ont pas été faites avec prudence et qu'elles n'apportaient pas des éléments d'actifs susceptibles de présenter un avantage pour les clients de Westcoast.

Selon BC Gas, aucun des coûts relatifs au projet de Grizzly Valley ne devrait être recouvré par Westcoast. BC Gas fonde son affirmation sur les doutes qu'elle prête à Westcoast quant à son projet et qui l'auraient poussée — vu les risques évidents — à exiger des producteurs qu'ils signent une entente d'appui. Et BC Gas poursuit en affirmant que, comme les risques énoncés dans l'entente se sont concrétisés, les producteurs qui ont signé l'entente ne devraient pas être autorisés à décliner leur responsabilité dans les coûts qui y sont associés.

NORPAC s'est opposée à ce que les coûts du projet de Grizzly Valley soient intégrés aux droits de Westcoast parce que les coûts qui ont été attribués à la zone 3 la laissent perplexe. NORPAC a soutenu que, si l'Office permet que les coûts de projets auxquels on ne donne pas suite soient intégrés aux droits, cette intégration devrait se limiter aux éléments de coûts strictement nécessaires à l'élaboration d'une demande réglementaire. NORPAC a également déclaré que les expéditeurs de la zone 3 ne devraient pas endosser la responsabilité des 562 000 dollars que Westcoast a dépensés pour étudier la possibilité d'un pipeline vers l'Alberta.

### *Opinion de l'Office*

Éclairé par les preuves et les plaidoiries qui lui ont été présentées au cours de la présente audience, l'Office perçoit le projet de Grizzly Valley d'une toute autre manière que le projet Fort St. John. Durant l'audience, Westcoast a décrit le projet de Grizzly Valley comme un projet unique qui avait été mis en oeuvre dans des circonstances uniques. Westcoast a mentionné deux caractères spécifiques de ce projet : d'abord, l'approche d'entreprise conjointe ou de partenariat qui avait été adoptée de concert avec les futurs expéditeurs de l'agrandissement participant à la gestion du projet; ensuite, le fait que l'augmentation de l'approvisionnement en gaz de la région devait se faire parallèlement à la poursuite du projet, vu les coûts élevés que cela suppose. Un autre facteur qui distingue le projet de Grizzly Valley du projet de Fort St. John est que la demande a été retirée avant son audition par l'Office.

Face aux appréhensions concernant l'augmentation de l'approvisionnement en gaz et les questions de droits, Westcoast en est venue à la conclusion que le projet de Grizzly Valley était suffisamment différent de ses autres projets d'agrandissement et comportait suffisamment de risques pour qu'elle demande aux futurs expéditeurs de Grizzly Valley de partager ces risques en signant une entente d'appui. Ces risques se sont matérialisés lorsque, après que la Cour d'appel fédérale a rendu sa décision en février 1996, Westcoast a déterminé que la demande de capacité était insuffisante et a décidé de ne pas donner suite projet.

Dans les circonstances, l'Office est d'avis qu'aucun des coûts d'élaboration du projet n'est recouvrable.

## **Décision**

**L'Office refuse d'autoriser le recouvrement des coûts d'élaboration de 18,53 millions de dollars, y compris la PFUC, dans le cas du projet d'agrandissement de Grizzly Valley.**

## Chapitre 5

# Droits provisoires et droits définitifs

---

Aux termes de l'ordonnance TGI-8-96, datée du 23 décembre 1996, l'Office a approuvé les droits que la compagnie peut percevoir au titre des services qu'elle fournit à ses clients par l'entremise du réseau Westcoast, et ce, sur une base provisoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1997.

L'Office est d'avis que les droits définitifs de 1997 devraient demeurer au même niveau durant toute l'année. Westcoast sera tenue de rembourser à ses clients ou de recouvrer de ces derniers, selon le cas, la différence entre les droits découlant des présents motifs de décision et les droits approuvés à titre provisoire aux termes de l'ordonnance TGI-8-96, de même que les frais financiers connexes, calculés selon le rendement autorisé relativement au recouvrement des coûts liés au projet d'agrandissement de Fort St. John.

Dans les présents motifs de décision, l'Office n'a pas calculé les droits définitifs pour 1997. Westcoast est donc tenue de soumettre à son approbation les nouveaux droits, ainsi que les annexes justificatives, qui reflètent les décisions de l'Office aux chapitres 2, 3 et 4. Ces droits, tarifs et annexes justificatives doivent être déposés immédiatement auprès de l'Office et communiqués aux intervenants. Les documents que Westcoast déposera doivent comprendre des explications détaillées et, s'il y a lieu, des tableaux ou des documents de travail qui convaincront l'Office que les nouveaux droits reflètent ses décisions.

### Décision

**L'Office entend approuver, pour 1997, des droits définitifs qui sont uniformes pendant toute la durée de l'année civile 1997. Il ordonne à Westcoast de rembourser à ses clients ou de recouvrer de ces derniers, selon le cas, la différence entre les droits découlant des présents motifs de décision et ceux qui ont été autorisés à titre provisoire aux termes de l'ordonnance TGI-8-96, de même que les frais financiers connexes, calculés selon le taux de rendement autorisé relativement au recouvrement des coûts liés au projet d'agrandissement de Fort St. John.**

**L'Office ordonne à Westcoast de déposer sans délai les droits définitifs applicables à 1997 et, s'il y a lieu, aux années suivantes, lesquels doivent refléter ses décisions au sujet des questions examinées au cours de l'audience RH-2-97.**

## Chapitre 6

# Dispositif

---

Les chapitres précédents, ainsi que l'ordonnance TG-3-97, constituent notre décision et nos motifs de décision relativement aux questions examinées au cours de l'audience RH-2-97.

R. Illing  
membre président

R. Priddle  
membre

J.A. Snider  
membre

Calgary (Alberta)  
Août 1997

## Annexe I

# Ordonnance TG-3-97

---

### Ordonnance TG-3-97

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

RELATIVEMENT À une demande que Westcoast Energy Inc. («Westcoast») a présentée le 6 novembre 1996, puis modifiée le 20 mai 1997, en vue d'obtenir l'approbation de droits provisoires et de droits définitifs, conformément au paragraphe 19(2) et à la partie IV de la Loi, laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de dossier 4200-W005-10.

DEVANT l'Office, le 14 août 1997.

ATTENDU QUE Westcoast a déposé auprès de l'Office une demande datée du 6 novembre 1996 en vue d'obtenir aux termes du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la Loi une ou plusieurs ordonnances établissant les droits justes et raisonnables qu'elle pourra exiger, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1997, pour les services de transport de gaz brut et de gaz résiduaire et les services de traitement qu'elle fournit;

ATTENDU QUE l'Office, le 23 décembre 1996, a émis l'ordonnance TGI-8-96 qui autorisait Westcoast à exiger sur une base provisoire à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1997 des droits qui se traduiraient par une hausse de 10 % rapport aux droits approuvés en 1996 pour un acheminement typique de la zone 1 au point d'exportation de la zone 4;

ATTENDU QUE Westcoast avait engagé avec certaines parties des négociations concernant un règlement pluriannuel sur les droits et qu'elle avait informé l'Office le 18 février 1997 qu'elle serait en mesure de déposer une version révisée de sa demande au deuxième trimestre de 1997;

ATTENDU QUE, le 2 mai 1997, l'Office a lancé un processus de demandes de renseignements pour faciliter l'étude des questions liées au recouvrement des dépenses engagées par Westcoast au titre des projets d'agrandissement de Fort St. John et Grizzly Valley, après que Westcoast ait déclaré que ces deux questions seraient exclues de tout règlement négocié;

ATTENDU QUE Westcoast a déposé, le 20 mai 1997, une demande modifiée visant à faire approuver des droits définitifs exigibles à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1997, laquelle demande comprenait un règlement pluriannuel détaillant les droits ou les méthodes de conception des droits que Westcoast pourra percevoir du 1<sup>er</sup> janvier 1997 au 31 décembre 2001 (le «Règlement»);

ATTENDU QUE, conformément à l'ordonnance d'audience RH-2-97, l'Office a tenu une audience publique à Vancouver (Colombie-Britannique), qui a débuté le 23 juin 1997.

ATTENDU QUE les décisions de l'Office sur les questions traitées au cours de l'instance RH-2-97 et ses motifs de décision visant la demande de Westcoast datée du 6 novembre 1996, telle qu'elle a été modifiée le 20 mai 1997, sont énoncées dans les motifs de décision RH-2-97 en date d'août 1997 et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ CONFORMÉMENT À LA PARTIE IV ET L'ALINÉA 129(1.1) DE LA LOI QUE:

1. Westcoast calcule les nouveaux droits conformément aux décisions énoncées dans les motifs de décision RH-2-97, et dépose immédiatement auprès de l'Office, aux fins d'approbation, et signifie à tous les intervenants dans l'instance RH-2-97, les nouveaux tarifs incorporant ces nouveaux droits;
2. Westcoast mette en oeuvre, pour les fins de la comptabilité, des droits et du tarif, les procédures nécessaires pour donner effet aux décisions de l'Office dans les motifs de décision RH-2-97, y compris la décision visant à approuver le Règlement daté du 16 mai 1997 conclu entre Westcoast et certaines parties, tel qu'il a été déposé;
3. les installations de Westcoast situées dans les zones 1 et 2 sont exemptées, tel qu'il est opportun, de l'application des articles 48 à 55 du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* pendant la période de validité du Règlement;
4. l'ordonnance TGI-8-96, qui autorisait les droits que Westcoast peut exiger sur une base provisoire en attendant qu'une décision définitive soit rendue à l'égard de toutes les questions visées par l'instance RH-2-97, est abrogée et que les droits autorisés aux termes de cette ordonnance sont annulés;
5. Westcoast est tenue de rembourser à ses clients ou de recouvrer auprès de ceux-ci, selon le cas, l'écart entre les droits provisoires et ceux que l'Office a jugés justes et raisonnables dans la présente ordonnance, ainsi que les frais financiers connexes, calculés selon le taux de rendement autorisé à l'égard du recouvrement des coûts du projet d'agrandissement de Fort St. John;
6. les modalités relatives aux droits et aux tarifs de Westcoast, ou toute disposition de celles-ci, qui sont contraires à une disposition quelconque de la Loi, aux motifs de décision RH-2-97 de l'Office en date d'août 1997 ou à toute ordonnance de l'Office, y compris la présente ordonnance, sont annulées.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

M.L. Mantha  
Secrétaire

## Annexe II

# Ordonnance TGI-8-96

---

### Ordonnance TGI-8-96

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

RELATIVEMENT À une demande, présentée par Westcoast Energy Inc. («Westcoast» ou le «demandeur») en date du 6 novembre 1996, pour obtenir l'approbation des droits provisoires et définitifs exigibles à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1997 conformément au paragraphe 19(2) et à la partie IV de la Loi; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de dossier 4200-W005-10.

DEVANT l'Office, le 18 décembre 1996.

ATTENDU QUE Westcoast a déposé une demande, datée du 6 novembre 1996 («demande») pour être autorisée, aux termes du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la Loi, à modifier ses droits exigibles à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1997;

ATTENDU QUE l'Office a invité les personnes intéressées à présenter leurs commentaires sur le bien-fondé de la demande de Westcoast visant à exiger les droits proposés dans la demande sur une base provisoire à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1997;

ATTENDU QUE l'Office a étudié les commentaires des parties intéressées et les commentaires offerts en réponse par Westcoast;

ATTENDU QUE l'Office note que le demandeur a sollicité une augmentation des droits s'élevant à 25 %;

ATTENDU QUE l'Office reconnaît que la preuve produite par le demandeur à l'appui d'une augmentation n'a pas été contestée ou contredite dans les témoignages d'autres parties intéressées;

ATTENDU QUE le taux de rendement du capital-actions ordinaire de Westcoast est établi par l'Office conformément à l'ordonnance TG/TO-1-95;

ATTENDU QUE, dans une lettre datée du 16 décembre 1996, l'Office a entrepris un réexamen de l'ordonnance TG/TO-1-95;

ATTENDU QUE l'Office ne dispose pas, à l'heure actuelle, de suffisamment de renseignements pertinents pour rendre une décision concernant les droits définitifs que Westcoast peut exiger à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1997;

ATTENDU QUE l'Office juge raisonnable, dans les circonstances, de fournir une augmentation provisoire de 10% des droits, sous réserve d'un examen plus approfondi, dans le cadre d'une audience publique, de la demande concernant l'augmentation des droits par rapport aux droits de 1996;

IL EST ORDONNÉ QUE :

1. Westcoast exige, sur une base provisoire à partir du 1<sup>er</sup> janvier 1997, des droits qui se traduiront par une augmentation de 10 % pour un acheminement type (base résiduelle, avec ratio résidu/gaz brut de 86 % et pourcentage en gaz acide du gaz brut de 10 %) de la zone 1 au point d'exportation de la zone 4. L'augmentation de 10 % sera calculée en fonction des droits approuvés au 1<sup>er</sup> janvier 1996 d'après un règlement intervenu entre Westcoast and certaines parties, dont la conception des droits est résumée à l'annexe 1, Conception des droits exigibles en 1997, droits comparatifs applicables au service garanti - liés à la demande ( $\$/10^3\text{m}^3\text{j}$ ), de la rubrique Demande de la demande;
2. Tous les comptes de report liés au coût du service et aux recettes qui sont actuellement en vigueur demeurent provisoirement en vigueur;
3. Les droits autorisés par la présente ordonnance demeurent en vigueur jusqu'à ce qu'ils soient remplacés par des droits approuvés par l'Office dans une autre ordonnance sur les droits.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

M.L. Mantha  
Secrétaire p. i.

## Annexe III

### Liste des questions

---

La liste vise à aider les parties à définir les questions clés qui seront traitées à l'audience. Elle n'est pas exhaustive, car l'Office peut traiter d'autres questions qui sont normalement soulevées dans le cadre de son mandat aux termes de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

À l'audience, l'Office examinera, entre autres, les questions suivantes :

1. Est-ce que le règlement satisfait aux critères des règlements négociés, tels que précisés dans les Lignes directrices de l'Office sur les règlements négociés relatifs au transport, aux droits et aux tarifs, en date du 23 août 1994.
2. Est-ce que les dépenses engagées par Westcoast relativement au projet d'agrandissement Fort St. John devraient être autorisées aux fins du calcul des droits? Dans l'affirmative, de quelle façon.
3. Est-ce que les dépenses engagées par Westcoast relativement au projet d'agrandissement Grizzly Valley devraient être autorisées aux fins du calcul des droits? Dans l'affirmative, de quelle façon.

**Annexe IV**

**Carte du réseau de Westcoast Energy Inc.**

---

