

# Activités de réglementation

Ce bulletin des *Activités de réglementation* couvre le mois de décembre 2001

## Demandes liées à une audience publique

### Décision rendue

#### 1. **Petro-Canada - construction du gazoduc de Medicine Hat - GH-3-2001 - (dossier 3200-P100-1)**

Motifs de décision diffusés le 20 décembre.

L'Office a approuvé une demande de Petro-Canada pour construire un gazoduc ayant principalement 273,1 millimètres (10 pouces) de diamètre, sur environ 71 kilomètres (44 milles) de long depuis ses propriétés productrices de gaz naturel situées dans la région de Medicine Hat jusqu'au réseau de TransCanada PipeLines Limited, près de Burstall, en Saskatchewan. La capacité nominale de transport du gazoduc sera de 1,5 million de mètres cubes (53 millions de pieds cubes) par jour. Selon le tracé proposé, le gazoduc débiterait près du côté sud-est du terrain militaire Suffield, en Alberta, et s'étendrait vers le nord-est jusqu'à Burstall. Le tracé emprunte des couloirs existants sur quelque 57 kilomètres (35 milles). Le coût estimatif du gazoduc est de 10,1 millions de dollars, et la date de mise en service proposée est janvier 2003.

L'Office a étudié la demande dans le cadre d'une audience publique tenu à Calgary, en Alberta, le 19 novembre.

### Audiences prévues

#### 1. **TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la compagnie) - coût du capital pour les années 2001 et 2002 - RH-4-2001 (dossier 4200-T001-15)**

L'Office tiendra une audience publique à partir du 18 février 2002 à Calgary, en Alberta, concernant une demande de TCPL qui sollicite l'approbation du coût du capital à utiliser dans le calcul des droits applicables à la canalisation principale de la compagnie pour les années 2001 et 2002. L'Office a tenue une conférence préalable le 19 septembre, à Calgary, sur la procédure pour recueillir les vues des parties sur certaines questions de procédure.

L'Office a examiné le coût du capital de TCPL pour la dernière fois dans le cadre de l'instance sur le coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94). À la suite de cette audience, l'Office a décidé qu'un ratio du capital-actions ordinaire présumé de 30 % convenait dans le cas de TCPL. L'Office a également décidé que le rendement autorisé du capital-actions ordinaire serait rajusté de façon annuelle à l'aide de la méthode de la prime de risque des actions ordinaires. D'après cette formule, un taux de rendement du capital-actions ordinaire de 9,53 % a été établi pour l'année 2002.

## Dans ce numéro

### Préface

Le Bulletin signale les activités de l'Office. Sauf mention expresse, la compétence de l'Office s'étend aux points énumérés dans ce bulletin, en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, L.R.C. 1985, ch. N-7, dans sa version modifiée.

*Notre but global est de promouvoir  
la sécurité, la protection de  
l'environnement et l'efficacité  
économique*

<b>Demandes liées à une audience publique</b> . . . . .	1
<b>Demandes non liées à une audience publique</b> . . . . .	3
<b>Appels et révisions</b> . . . . .	8
<b>Modifications aux règlements</b> . . . . .	9
<b>Questions administratives</b> . . . . .	10
<b>Annexe I - Demandes en vertu de l'article 58</b> . . . . .	11
<b>Profil</b> . . . . .	12

Dans sa demande, TCPL a soutenu que la structure présumée du capital constituée à 30 % de capital-actions ordinaire et la formule d'établissement du taux de rendement du capital-actions aboutissent à une sous-estimation de ce qui constitue un rendement équitable pour TCPL et ne devraient donc pas être appliquées dans le cas de la compagnie à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2001.

TCPL demande l'approbation d'un coût du capital pondéré moyen net d'impôt (CCPMNI) de 7,5 % pour 2001 et 2002, rajusté en fonction de l'écart entre le coût de la dette sur le marché et le coût engagé de la dette de la compagnie. TCPL a déclaré qu'un CCPMNI de 7,5 % correspond à un rendement de 12,5 % sur une composante capital-actions ordinaire présumé de 40 %. La compagnie a de plus indiqué que, si l'Office rejette la méthode qu'elle propose, elle lui demandera de fixer pour 2001 et 2002 un taux de rendement de 12,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire présumé de 40 %.

## **2. Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GSCPL) - projet de pipeline GSX Canada - GH-4-2001 (dossier 3200-G049-1)**

La Commission d'examen conjoint du projet de pipeline GSX Canada a convoqué une audience publique qui commencera le 17 juin 2002, en Colombie-Britannique, les dates et lieux des séances seront annoncés à une date ultérieure, pour examiner une demande de GSCPL visant la construction et l'exploitation d'un gazoduc en Colombie-Britannique.

La Commission tiendra également des séances de consultation publique du 11 au 19 janvier 2002 afin de déterminer les questions qu'il convient d'aborder au cours de l'audience et de recueillir les commentaires du public sur les renseignements qu'il y aurait lieu d'obtenir de la part du demandeur. Les séances de consultation publique se tiendront à Vancouver, Sidney, Duncan, Cobble Hill, Île Salt Spring, Victoria, Île Saturna et Île Pender Nord, en Colombie-Britannique.

Le projet de pipeline GSX Canada projeté est une initiative conjointe de la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) et de la société Williams Gas Pipeline Company. Il s'agit de la partie canadienne du projet de franchissement du détroit de Georgia, qui doit assurer le transport de gaz naturel à partir de Sumas, dans l'Etat de Washington, jusqu'à l'île de Vancouver.

Le projet de pipeline GSX Canada aurait son point de départ sur la frontière canado-américaine, dans le passage Boundary (à l'ouest du détroit de Georgia), et se raccorderait au réseau existant de Centra Gas British Columbia Inc., à un point situé au sud de Duncan, sur l'île de Vancouver. Le tronçon canadien s'étendrait sur environ 60 kilomètres (37,5 milles), dont

approximativement 44 kilomètres (27,5 milles) seraient en mer et 16 kilomètres (10 milles) à terre. Le pipeline de 406,4 millimètres (16 pouces) de diamètre pourrait transporter au départ 2,71 millions de mètres cubes (96 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour. La compagnie propose de mettre le pipeline en service en octobre 2003 et on évalue à 100 millions de dollars le coût de la partie canadienne du projet.

## **Demandes d'audience déposées**

### **1. Westcoast Energy Inc. (WEI) - construction de pipelines - agrandissement du réseau de transport de gaz brut Grizzly et latéral Weejay (Dossier 3200-W005-11)**

Le 18 mai, l'Office a décidé de solliciter les commentaires du public sur les aspects environnementaux d'une demande déposée par WEI en vue de prolonger le réseau de transport de gaz brut Grizzly et de construire le latéral Weejay en Colombie-Britannique et en Alberta.

Le 31 janvier, WEI a demandé l'autorisation de construire environ 108,5 kilomètres (67 milles) de canalisations de 406,4 millimètres (16 pouces) qui prolongeraient le réseau de transport de gaz brut Grizzly d'un point situé à quelque 30 kilomètres (19 milles) au sud-est de Tumbler Ridge, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à un point de réception proposé en Alberta, environ 110 kilomètres (68 milles) au sud-ouest de Grande Prairie. WEI propose également de construire une canalisation de 273 millimètres (10 pouces) d'environ 6,3 kilomètres (4 milles) de longueur, désignée le latéral Weejay, qui s'étendrait d'un site de puits en Colombie-Britannique à un point de raccordement avec le pipeline de prolongement Grizzly proposé.

Les installations proposées permettront à WEI de connecter des réserves de gaz additionnelles du secteur Ojay/Weejay en Colombie-Britannique et du secteur Naraway en Alberta. On évalue à 64,5 millions de dollars le coût des installations proposées.

WEI a préparé un document d'évaluation environnementale qu'elle a présenté dans le cadre de sa demande. L'Office a déterminé que, pour satisfaire aux exigences de la **Loi canadienne sur l'évaluation environnementale**, le projet doit également faire l'objet d'une étude approfondie. L'Office a délégué à WEI la responsabilité de mener cette étude et de préparer un rapport d'étude approfondie. Le 20 juillet, WEI a déposé une ébauche de l'étude approfondie pour vérification par l'Office et le ministère des Pêches et des Océans.

## **2. Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) - construction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne internationale) - (dossier 2200-N088-1)**

Le 31 mai, Énergie NB a déposé une demande visant la construction et l'exploitation d'une ligne internationale à 345 kilovolts d'environ 95 kilomètres (59 milles) de longueur qui s'étendrait de la péninsule de Pointe Lepreau vers l'ouest, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Woodland (Maine), en passant par les comtés de Saint John et de Charlotte, au Nouveau-Brunswick. Le coût estimatif de la ligne internationale est de 40 millions de dollars et Énergie NB prévoit commencer la construction du projet au printemps 2002. La partie américaine du projet comprendra une ligne de transport d'environ 135 kilomètres (84 milles) qui s'étendra de Woodland à Orrington (Maine). Bangor Hydro Electric Company sollicite les autorisations requises, au niveau fédéral et de l'État, à l'égard de la partie américaine du projet.

Le 9 juillet, l'Office a invité le public à commenter l'avant-projet de portée de l'évaluation environnementale en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* relative à la proposition d'Énergie NB. L'Office, le ministère des Pêches et des Océans et le ministre de l'Environnement du gouvernement fédéral ont déterminé la portée du projet et les éléments qui devront être examinés dans le cadre de l'évaluation environnementale. Ces éléments, de

même que d'autres détails de l'évaluation, sont précisés dans un document intitulé *Avant-projet de portée de l'évaluation environnementale - Ligne internationale de transport d'électricité de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick*.

### **Audiences ajournées et reportées**

#### **1. Sumas Energy 2, Inc. (SE2) - ligne internationale de transport d'électricité - EH-1-2000 (dossier 2200-S042-1)**

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique *Demandes d'audiences, Audiences prévues* dans le bulletin *Activités de réglementation* du mois de février 2001.

#### **2. M. Robert A. Milne, 3336101 Ontario Limited, président du conseil d'administration, représentant Milne Crushing & Screening - MH-1-97**

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique *Demandes d'audiences, Report d'audiences* dans le Numéro 62 du document *Activités de réglementation* en date du 1<sup>er</sup> octobre 1997.

#### **3. Crowsnest Pipeline Project - construction d'un gazoduc**

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique *Demandes d'audiences, Demande d'audience reportée* dans le Numéro 63 du document *Activités de réglementation* en date du 1<sup>er</sup> janvier 1998.

## **Demandes non liées à une audience publique**

### **Questions relatives à l'électricité**

#### **Questions à l'étude**

#### **1. Aquila Canada (Aquila Canada) Capital and Trade Corp. - exportation d'électricité (dossier 6200-A090-1)**

Le 7 juin, Aquila Canada a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 142 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 10 000 gigawatts d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de dix ans.

Les 22 juin et 18 décembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Aquila Canada.

#### **2. Aquila (Aquila) Capital and Trade Corp. - exportation d'électricité (dossier 6200-A090-1)**

Le 7 juin, Aquila a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 142 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 10 000 gigawatts d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de dix ans.

Les 22 juin et 18 décembre, l'Office a demandé par lettre des compléments d'information à Aquila.

#### **3. La Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée (Cedars) - reconstruction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne internationale) - (dossier 2200-C019-1)**

Le 20 juillet, Cedars a sollicité un permis en vue de remplacer un tronçon de 71 kilomètres (44 milles) d'une ligne internationale établie de 72,8 kilomètres (45 milles) entre la centrale électrique Les Cèdres, au Québec, et un point de connexion à Cornwall, en Ontario. Le 1,8 kilomètre restant, qui va d'un point près de Cornwall jusqu'à la frontière canado-américaine, a déjà été reconstruit. La ligne internationale en place sera démantelée après la mise en service de la ligne reconstruite. Cedars a également demandé que la ligne reconstruite ait une tension de 230 kilovolts et qu'elle soit exploitée à 120 kilovolts.

#### **4. Encore Energy Solutions Inc. (Encore) - exportation d'électricité (dossier 6200-E050-1)**

Le 4 juin, Encore a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 10 541 gigawattheures d'énergie interruptible et jusqu'à 750 mégawatts et 6 588 gigawattheures de puissance et d'énergie garantie à court terme par année pour une période de dix ans.

Les 22 juin et 18 décembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Encore.

#### **5. Hudson Energy Company (Hudson) - projet de liaison électrique entre la Nouvelle-Écosse et New York - (dossier 2200-H044-1)**

Le 19 décembre, Hudson a déposé des documents intitulés *Project Description* (description du projet) et *Draft Scope of the Environmental Assessment* (ébauche de la portée de l'évaluation environnementale) en tant que requête préliminaire concernant le projet de liaison électrique entre la Nouvelle-Écosse et New York (le projet de liaison électrique). Le dépôt de cette requête préliminaire met en branle l'évaluation environnementale du projet de liaison électrique suivant la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). L'ébauche du document de détermination de la portée expose, en termes généraux, les éléments que la portée de l'évaluation doit inclure aux termes de la LCÉE ainsi que la démarche qu'Hudson se propose d'adopter pour mener l'évaluation.

Hudson propose de construire à Goldboro (Nouvelle-Écosse) une centrale au gaz naturel à cycle combiné de 832 mégawatts et de transporter l'électricité produite jusqu'à la ville de New York au moyen d'un câble sous-marin haute tension, de 500 kilovolts, à courant continu. On évalue à entre 1 300 et 1 450 kilomètres (806 à 900 milles) la longueur totale de câble qui sera nécessaire pour le projet de liaison électrique. Hudson propose de commencer à envoyer de l'électricité à la ville de New York d'ici le milieu de 2005. Dans sa requête, Hudson a indiqué que deux couloirs marins possibles sont envisagés :

- le couloir privilégié va du chenal du Nord-Est au Grand chenal Sud en contournant le banc de Georges par le sud-est;
- l'autre couloir va du chenal du Nord-Est au Grand chenal Sud en contournant le banc de Georges par le nord-ouest.

À partir du Grand chenal Sud et de la région à l'ouest du banc de Georges, le couloir va du terminal ouest du chenal maritime Ambrose menant au port de New York, en passant par le passage dans la partie supérieure de la baie et le cours inférieur de la rivière d'Hudson, jusqu'à

un terminal situé près de la 49<sup>e</sup> Rue Ouest, dans la ville de New York.

#### **6. Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) - construction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne international) - (dossier 2200-M020-4)**

Le 7 septembre, Hydro-Manitoba a déposé une demande visant l'approbation de construire une ligne international de 230 kilovolts entre le sud-ouest du Manitoba et la frontière canado-américaine, près de Killarney (Manitoba).

Hydro-Manitoba a conclu avec la Northern States Power Company et la Otter Tail Power Company, toutes deux établies aux États-Unis, une entente en vue de la construction d'une ligne international à partir de la station Glenboro actuelle jusqu'à la nouvelle station Rugby East qui serait construite à l'est de Rugby, dans le Dakota du Nord. La partie canadienne de la ligne international s'étendrait sur environ 80 kilomètres (50 milles), tandis que la partie située aux États-Unis, qui irait de Rugby jusqu'à un point au nord de Rolla, dans le Dakota du Nord, aurait environ 85 kilomètres (53 milles) de long. On évalue le coût de la partie canadienne de la ligne international à 22 millions \$CAN, celui de la partie américaine du projet étant estimé à 30 millions \$US. La date proposée de mise en service est le 31 octobre 2002.

Les 25 octobre, 16 et 28 novembre et 21 décembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Hydro-Manitoba.

#### **7. Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) - exportation d'électricité (dossier 6200-M020-12)**

Le 14 novembre, Hydro-Manitoba a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 100 mégawatts de puissance par année et jusqu'à 514 gigawattheures (GWh) en 2002, 878 GWh en 2003 - 2006, et 362 GWh en 2007 pour une période de cinq ans.

#### **8. Morgan Stanley Capital Group Inc. (Morgan) - exportation d'électricité (dossier 6200-M136-1)**

Le 1<sup>er</sup> mai, Morgan a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 2 336 000 mégawatts de puissance garantie et interruptible et jusqu'à 2 336 gigawattheures d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de 20 ans.

Le 22 juin, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Morgan.

#### **9. Nexen Marketing, an Alberta general partnership (Nexen) - exportation d'électricité (dossier 6200-N086-1)**

Le 24 août, Nexen a déposé une demande pour des

permis pour exporter jusqu'à 5 000 gigawattheures d'énergie interruptible et jusqu'à 1 000 megawatts et 5 000 gigawattheures de puissance et d'énergie garantie par année pour une période de 10 ans.

Les 1<sup>er</sup> octobre et 18 décembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à Nexen.

#### **10. TransCanada Power Marketing Ltd. (TransCanada) - exportation d'électricité (dossier 6200-T074-1)**

Le 13 mars, TransCanada a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 500 mégawatts de puissance garantie et interruptible par mois, et 2 térawattheures d'énergie interruptible et garantie par année pour une période de dix ans.

Les 22 juin et 27 novembre, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à TransCanada.

## **Questions relatives aux pipelines**

### **Questions réglées**

#### **1. Programme concernant les indicateurs de rendement en matière de sécurité (dossier 320-A000-027)**

Au printemps dernier, l'Office a lancé un programme intitulé Indicateurs de rendement en matière de sécurité, dont l'objectif principal est de recueillir des données repères pour analyser les tendances et comparer le rendement des compagnies pipelinaires réglementées par l'ONÉ à celui des compagnies réglementées par d'autres organismes. L'Office croit que ces renseignements seront une preuve fiable du caractère sécuritaire des installations réglementées par l'ONÉ pour les travailleurs pipeliniers et le grand public.

Le 14 décembre, l'Office a clarifié les définitions utilisées pour les données de 2001 afin d'en améliorer la précision et d'assurer la cohérence des renseignements recueillis. Il a envoyé une lettre à toutes les compagnies relevant de sa compétence afin de les informer des changements. On trouvera ces définitions, exemples à l'appui, dans le site Web de l'Office à [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca).

#### **2. Canadian Natural Resources Limited (CNRL) - gazoduc de Ladyfern (dossier 3400-C298-11)**

Le 18 décembre, l'Office a approuvé une demande datée du 20 juillet de CNRL pour construire le gazoduc Ladyfern qui consiste en une canalisation nouvelle d'environ 11,8 kilomètres (7,4 milles) de longueur de 508 millimètres (20 pouces) qui sera aménagée parallèlement au gazoduc Ladyfern construit récemment. Le tracé du gazoduc débute à la coordonnée d-87-H/94-H1, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et se

dirige généralement vers l'est pour rejoindre l'actuelle station de comptage Owl Lake South de TransCanada PipeLines Limited, située dans le nord-ouest de l'Alberta. Le coût du gazoduc est estimé à 8,6 millions de dollars et la mise en service est prévue pour le 15 mars 2002.

#### **3. Nova Scotia Resources Ventures Limited (NSRVL), ExxonMobil Canada Properties (ExxonMobil), Pétrolière Impériale Ressources Limitée (Impériale), Shell Canada Limitée (Shell) et Mosbacher Operating Ltd. (Mosbacher) - vente et achat des installations du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (Sable Offshore Energy Project (SOEP) - (dossiers 3400-E039-1; 3400-N174-1; 3200-E086-1 et 3200-S165-2)**

Le 14 décembre, l'Office a approuvé une demande conjointe, en date du 21 novembre, présentée par NSRVL, à titre de vendeur, et ExxonMobil, Impériale, Shell et Mosbacher, à titre d'acheteurs, relativement à la vente et à l'achat de certaines installations SOEP. Les acheteurs acquerront la participation directe indivise de 8,4 % de NSRVL dans le gazoduc de collecte marin, qui relie la plate-forme de production centrale Thebaud, située sur le Plateau néo-écossais, au large de la Nouvelle-Écosse, à l'usine à gaz de Goldboro, en Nouvelle-Écosse.

Les acheteurs détiennent déjà une participation directe indivise de 91,6 % (le reste) dans les installations SOEP. La transaction ne crée donc pas de nouveaux propriétaires en ce qui concerne ces installations.

#### **4. Pipestone Pipelines Ltd. (Pipestone); Wapella Pipelines Ltd; Wapella Pipelines Manitoba Inc.; PMC (Nova Scotia) Company, de la part de Plains Marketing Canada, L.P. - Vente et achat d'un pipeline (dossiers 3400-P176-3 et 3400-P102-1)**

Le 19 décembre, l'Office a approuvé une demande datée du 16 novembre de Pipestone, dans une demande présentée conjointement avec les compagnies susmentionnées, visant l'autorisation de vendre le réseau Pipestone à PMC (Nova Scotia) Company.

Le réseau Pipestone est un oléoduc de 70 kilomètres (43 milles) de long qui s'étend de Moosomin, en Saskatchewan, jusqu'au réseau d'Enbridge Pipelines Inc., à Virden, au Manitoba. Plains Marketing Canada, LP (Plains) est le seul expéditeur à utiliser l'oléoduc; les producteurs et consignataires qui souhaitent expédier via l'oléoduc doivent vendre leur pétrole brut à Plains. L'Office avait sollicité les commentaires des parties intéressées au sujet de la demande.

#### **5. Sable Offshore Energy Inc. (SOEI) et ExxonMobil Canada Ltd., au nom de Mobil Canada Properties - transfert du certificat d'utilité publique GC-94- (dossiers 3200-S165-2 et 3200-E086-1)**

Le 14 décembre, l'Office a approuvé une demande, en date du 22 novembre, présentée conjointement par SOEI et ExxonMobil en vue de transférer le certificat GC-94 de SOEI à ExxoMobil Canada Ltd. L'Office a approuvé la délivrance du certificat GC-94 en décembre 1997, afin d'autoriser la construction du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (Sable Offshore Energy Project) et des installations connexes pour le transport de gaz brut à partir de plates-formes de forage situées sur le Plateau néo-écossais, à proximité de l'île de Sable. Ces installations comprennent un gazoduc de 660 millimètres (26 pouces) de diamètre et d'environ 208 kilomètres (129 milles) de long, un récupérateur de bouchons et l'usine à gaz de Goldboro.

#### **6. Demandes présentées en vertu de l'article 58**

L'Office a approuvé plusieurs demandes, formulées en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, concernant des installations pipelinières courantes ou la construction de pipelines dont la longueur n'excède pas 40 kilomètres. Voir l'annexe I pour obtenir une description des demandes approuvées.

#### **Questions à l'étude**

#### **7. Réservoirs et tuyauteries sous pression - Transfert des pouvoirs fédéraux de réglementation (dossiers 9720-A000-10 et 185-A000-8)**

Le 30 novembre, l'Office a diffusé aux compagnies réglementées relevant de sa compétence, ainsi qu'aux autorités responsables des chaudières et réservoirs sous pression, l'ébauche de conditions ayant trait au transfert des pouvoirs de réglementation concernant les réservoirs et les tuyauteries sous pression qui sont de compétence fédérale, afin de recueillir leurs commentaires à leur sujet.

Le 15 août, la version modifiée de la partie V du *Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail* (RCSST), intitulée *Chaudières et réservoirs sous pression*, DORS/2001-284 (partie V) a paru dans la partie II de la Gazette du Canada. Une des modifications apportées dans la partie V consiste à exclure du champ d'application du RCSST les réservoirs et les tuyauteries sous pression qui font partie de pipelines interprovinciaux et internationaux. Ce changement entraîne le transfert des pouvoirs de réglementation connexes de Développement des ressources humaines Canada à l'Office.

En attendant que le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'Office national de l'énergie puisse être modifié, les exigences particulières régissant la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des réservoirs et des tuyauteries sous pression pourraient être prescrites au moyen d'une

ordonnance générale renfermant les conditions à l'égard desquelles l'Office sollicite actuellement les commentaires de l'industrie.

#### **8. Husky Oil Operations Limited (Husky) - construction de pipeline (dossier 3400-H012-10)**

Le 29 novembre, Husky a demandé l'autorisation de construire un gazoduc de 8,9 kilomètres (5,5 milles) qui s'étendrait d'un point situé environ 175 kilomètres (108 milles) à l'est de Fort Nelson, en Colombie-Britannique, à un point situé environ 40 kilomètres (25 milles) à l'ouest de Rainbow Lake, en Alberta. Le coût du gazoduc est évalué à 1,8 million de dollars et sa construction serait terminée d'ici la mi-mars 2002.

Le 21 décembre, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Husky.

#### **9. Paramount Transmission Ltd. (Paramount) - projet de pipelines transfrontaliers de Cameron Hills (dossier 3400-P097-1)**

Le 29 juin, Paramount a demandé l'autorisation de construire deux pipelines : le premier est un pipeline de pétrole acide, des condensats de gaz et de gaz naturel à double phase d'une longueur de 15 kilomètres (9,3 milles) et d'un diamètre de 323,8 millimètres (12 pouces) et le deuxième un pipeline de gaz combustible d'une longueur de 15 kilomètres et d'un diamètre de 88,9 millimètres (3,5 pouces). Les gazoducs seraient construits dans la même tranchée et s'étendraient de l'installation gazière centrale de Cameron Hills, dans les Territoires du Nord-Ouest, au point LSD 05-14-126-22 W5M, en Alberta. Le coût estimatif du projet est de 3,6 millions de dollars et la mise en service est prévue pour avril 2002.

#### **10. Pouce Coupé Pipe Line Ltd. (Pouce Coupé) - vente d'oléoducs (dossiers 3400-P123-2 et 3400-F72-1)**

Le 25 juillet 2000, Pouce Coupé a demandé l'autorisation pour : i) vendre l'oléoduc de Pouce Coupé à Pembina Partnership; ii) vendre l'oléoduc de Federated Pipe Lines (Northern) Ltd. (Federated) à Pembina Partnership; iii) vendre à Pembina Northern LP les deux oléoducs nouvellement acquis par Pembina Partnership; iv) changer le nom Pouce Coupé, tel qu'il apparaît dans l'ordonnance XO-1-89 de l'Office, pour «Pouce Coupé à titre de mandataire et d'associé commandité de Pembina Northern LP»; v) transférer le certificat OC-42 de Federated Pipe Lines (Northern) Ltd. à «Pouce Coupé à titre de mandataire et d'associé commandité de Pembina Northern LP». Pouce Coupé est une filiale en propriété exclusive de Pembina Corporation.

Les installations de Pouce Coupé consistent en un oléoduc de 26 kilomètres (16 milles) de longueur et 219 millimètres (huit pouces) de diamètre qui s'étend de

Dawson Creek (Colombie-Britannique) à Bay Tree (Alberta). Le réseau de Federated est constitué d'un oléoduc de 172 kilomètres (107 milles) de longueur et 273 millimètres (dix pouces) de diamètre qui s'étend de Taylor (Colombie-Britannique) à Belloy (Alberta).

Le 2 novembre 2001, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Pouce Coupé.

### **11. Star Oil & Gas Ltd. (Star) - construction de pipeline - (dossier 3400-S168-2)**

Le 20 décembre, Star a sollicité l'autorisation de construire les deux pipelines suivants :

- une canalisation haute pression de 13,5 kilomètres (8,3 milles) de long et 168,3 millimètres (6 pouces) de diamètre destinée à transporter la production de gaz naturel acide, qui s'étend de la coordonnée 01-34-79-14W6 en Colombie-Britannique jusqu'à l'usine de gaz acide Pouce Coupé de Duke, à la coordonnée 05-23-80-13W6 en Alberta;
- une canalisation haute pression de 13,5 kilomètres (8,3 milles) de long et 60 millimètres (2 pouces) de diamètre pour l'alimentation en gaz combustible, qui s'étend de l'usine de gaz acide Pouce Coupé de Duke à la coordonnée 05-23-80-13W6 en Alberta jusqu'à la coordonnée 01-34-79-14W6 en Colombie-Britannique.

Les deux pipelines partageraient la même tranchée. Le coût du projet est estimé à 1 509 500 \$, et la mise en service des pipelines est prévue pour la mi-mars 2002.

### **12. TransCanada PipeLines Limited, B.C. System (TCPL) - projet d'agrandissement Westpath en 2002 (dossier 3400-T054-3)**

Le 20 décembre, TCPL a demandé l'autorisation de construire environ 24,4 kilomètres (15 milles) de canalisations de 1 219 millimètres (48 pouces) de diamètre sur son réseau B.C. System et d'apporter des changements à ses stations de compression Elko et Moyie. Les installations visées par la demande auraient une capacité nominale de transport de 11,9 millions de mètres cubes (420 millions de pieds cubes) par jour. Le coût estimatif du projet est de l'ordre de 48,3 millions de dollars et la date de mise en service proposée est le 1<sup>er</sup> novembre 2002.

### **13. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - mise hors service d'équipements (dossier 3200-T001-192)**

Le 5 juillet, TCPL a demandé à l'Office d'approuver la mise hors service de certains équipements de compression à 16 stations sur son pipeline principal. Le

coût estimatif du projet est de 3 788 000 dollars.

Le 19 juillet, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a demandé que l'Office convoque une conférence afin d'établir expéditivement les faits entourant la demande de TCPL. L'ACPP a identifié un certain nombre de préoccupations concernant la demande de TCPL; à savoir, l'entretien des installations utilisées et utiles, le retrait des installations qui ne sont plus ni utilisées ni utiles, et l'entretien et la disponibilité de niveaux appropriés des installations.

Le 13 août, l'Office a invité les parties intéressées à lui fournir des commentaires sur ce qui suit : i) la nécessité d'une telle conférence, ii) l'opportunité d'une telle conférence en ce moment, et iii) les questions qui devraient y être abordées.

Le 11 septembre, l'Office a décidé de convoquer une conférence pour permettre un échange de vues sur les questions soulevées au sujet de la demande de TCPL, pour en arriver à comprendre et à résoudre éventuellement certaines ou l'ensemble de ces questions, et pour déterminer si l'Office doit prendre des mesures supplémentaires. L'Office annoncera à une date ultérieure la date et le lieu de la conférence.

## **Question relative au transport, aux droits et aux tarifs**

### **Questions réglées**

#### **1. Taux de rendement du capital-actions ordinaire (RCO) fixé pour 2001 (dossier 4750-A000-11)**

Le 6 décembre, l'Office a autorisé, pour certaines sociétés du groupe 1, un taux de rendement du capital-actions ordinaire de 9,53 % pour l'année 2002, conformément au mécanisme de rajustement du RCO approuvé dans le cadre de la décision sur le coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94), et révisé le 14 mars 1997.

#### **2. Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) de la part de Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd., zones 6 et 7 Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., zone 8 et Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd., zone 9 - budget des dépenses d'exploitation et d'entretien de 2002 (dossier 4750-F6-2)**

Le 30 novembre, Foothills a sollicité, au nom des filiales susmentionnées, l'approbation des budgets de dépenses d'exploitation et d'entretien pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2002.

Le 19 décembre, l'Office a avisé Foothills qu'avant de prendre une décision définitive au sujet des budgets

présentés, il souhaitait examiner ses coûts réels de 2001 et l'analyse des écarts des montants approuvés pour 2001, données que la compagnie doit déposer auprès de l'Office vers la fin de février 2002. L'Office a donc délivré une ordonnance provisoire autorisant, pour l'année se terminant le 31 décembre 2002, des budgets provisoires correspondant à 50 % des budgets présentés.

### **3. Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) - Droits de 2001 et de 2002 (dossiers 4200-T028-6 et 4200-T028-12)**

Le 20 décembre, l'Office a approuvé une demande datée du 8 novembre de TQM visant l'approbation de ses droits définitifs de 2001 et de droits provisoires qui seraient exigibles à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2002. L'Office a aussi approuvé une prorogation de cinq ans à l'entente pluriannuelle sur les droits de 1997-2001 de TQM. L'Office avait sollicité les commentaires des parties intéressées au sujet de la demande.

#### **Question à l'étude**

### **4. Westcoast Energy Inc. (WEI) - droits provisoires et droits définitifs exigibles au titre du transport en 2002 (dossiers 4200-W005-14 et 4400-W005-9)**

Le 13 décembre, WEI a demandé l'approbation des

droits provisoires et des droits définitifs qu'elle pourra exiger pour les services de transport sur sa canalisation principale à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2002. Dans sa demande, WEI a indiqué qu'elle espérait toujours pouvoir conclure un règlement négocié à l'égard des droits définitifs.

Le 20 décembre, l'Office a décidé que, puisque WEI avait l'intention de lui fournir une mise à jour dans la nouvelle année au sujet de l'éventuel règlement négocié, il convenait d'attendre jusqu'à ce que celle-ci dépose un complément d'information avant de mettre en place un processus en vue d'examiner les droits définitifs proposés de 2002. L'Office constate que WEI n'a pas indiqué dans sa demande si les parties intéressées ont été consultées au sujet des droits provisoires ou si elles les ont acceptées. Par conséquent, l'Office a décidé d'approuver les droits provisoires demandés, qui entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2002, en attendant qu'il reçoive et ait examiné les commentaires des parties intéressées. Celles-ci auront jusqu'au 10 janvier pour lui communiquer leurs observations sur l'à-propos des droits provisoires demandés et WEI aura jusqu'au 15 janvier pour répondre à tous commentaires reçus. Après avoir examiné les commentaires reçus, l'Office déterminera si les droits provisoires demandés conviennent toujours.

## **Appels et révisions**

### **Appels en instance**

#### **1. Canadian Forest Oil Limited c. Chevron Canada Resources et Ranger Oil Limited**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 1 sous la rubrique **Appels** dans le document **Activités de réglementation** en date du 31 août 2000.

#### **2. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Règlement sur le recouvrement des frais (RRF) - Réseau BC de TCPL**

Le 24 octobre, TCPL a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision du 27 septembre de l'Office visant à annuler le droit de TCPL de bénéficier du plafond prévu au chapitre du recouvrement des frais dans le cas de son réseau BC, lequel droit lui avait été consenti par l'Office le 14 mars. Selon la décision du 27 septembre de l'Office, le changement s'appliquait rétroactivement au 1<sup>er</sup> janvier.

En bref, TCPL demande d'interjeter appel pour les motifs suivants :

- i) l'Office a erré en droit et a agi sans compétence lorsqu'il a annulé, sans pouvoir légal, sa décision du 14 mars visant à limiter au plafond prévu par le RRF le montant des frais dont le

réseau BC de TCPL est redevable à l'Office en 2001 au titre du recouvrement des coûts;

- ii) l'Office a erré en droit lorsqu'il a annulé sa décision du 14 mars, alors que les dispositions du RRF autorisaient le réseau BC à bénéficier d'un plafond sur la part des frais dont il est redevable à l'Office;
- iii) l'Office est allé à l'encontre du principe de justice naturelle;
- iv) l'Office a erré en droit lorsqu'il a augmenté rétroactivement le montant des frais à payer aux termes du RRF pour la première moitié de 2001, sans que le RRF ou la Loi sur l'Office national de l'énergie ne l'y autorisent expressément.

### **Révisions en instance**

#### **1. Westcoast Energy Inc. (WEI) - installations Kwoen (dossier 3400-W005-265)**

Le 27 septembre, l'Office a décidé, de sa propre initiative, d'effectuer un examen de l'ordonnance XG-W005-22-2001, par laquelle l'Office avait approuvé une demande par WEI pour construire les installations Kwoen.

Le 19 septembre, WEI avait informé l'Office qu'elle avait détecté des problèmes concernant le puits de réinjection de Talisman Energy Inc. situé à b-65-B/93-p-5 (le puits b-65) et que la connexion des installations Kwoen, telle qu'approuvée par XG-W005-22-2001, au puits b-65 semble être sérieusement en doute. L'Office a noté que le puits b-65 est fondamental pour l'exploitation des installations Kwoen telles qu'approuvées. En l'absence d'une connexion entre le pipeline de réinjection Kwoen et le puits b-65, la viabilité du projet Kwoen et d'autres projets qui lui sont liés peut être remise en question.

Les installations Kwoen, qui seront situées à 29 kilomètres (17,4 milles) au sud-est de l'usine de Pine River en Colombie-Britannique, se composent : (i) d'une station de recompression; (ii) d'une usine de désacidification; (iii) d'un pipeline de réinjection de gaz acide de 10 kilomètres (6,2 milles); et (iv) de modifications à un puits de refoulement.

L'Office a ordonné à WEI, avant l'établissement d'un processus pour l'examen, de déposer une mise à jour des résultats de son examen des autres options de réinjection mentionnées dans la lettre de WEI du 19 septembre et ses plans pour les installations Kwoen et les autres projets connexes ou dépendant des installations Kwoen. Après réception et évaluation de l'information qui sera déposée, l'Office établira une procédure pour le processus d'examen.

## **2. Réservoir Safety Committee (Comité de sécurité du réservoir - CSR) - révision des permis d'exportation**

## **d'électricité délivrés à la British Columbia Power Exchange Corporation (Powerex) et à la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) (dossier 6200-B095-4-1)**

Le 17 octobre, le CSR a demandé une révision des permis d'exportation d'électricité EPE-118 et EPE-119 délivrés à Powerex et des permis EPE-124, EPE-125, EPE-126 et EPE-127 délivrés à BC Hydro. Dans sa demande, le CSR a déclaré que depuis 1980, 11 noyades se sont produites dans le réservoir Carpenter de BC Hydro. C'est là une conséquence du refus de BC Hydro de fournir une protection adéquate aux travailleurs et aux membres du public qui passent par l'installation de production de Bridge River, située dans le réservoir Carpenter. Le CSR a de plus déclaré que ce sont les inquiétudes de nombreux citoyens concernant l'exploitation de l'installation qui ont mené à la formation du CSR. Le but du CSR est de faire effectuer des améliorations importantes liées à la sécurité de l'installation. Le CSR a demandé à l'Office de révoquer les permis liés à l'exportation d'électricité produite par l'installation hydro-électrique de BC Hydro à Bridge River, jusqu'à ce que la sécurité des travailleurs et du public puisse être assurée.

Le 19 décembre, l'Office a envoyé une lettre au CSR l'informant qu'il maintiendra sa demande en suspens jusqu'à ce que le CSR ait observé l'article 44 des Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995), notamment en ce qui concerne l'avis aux personnes potentiellement intéressées.

# **Modifications aux règlements et aux règles**

## **1. Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie II - Règlement sur la prévention des dommages (dossier 185-A000-36)**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 1 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

## **2. Règlement sur les usines de traitement (le Règlement) (dossier 185-A000-13)**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 2 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

## **3. Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995) (Règles) (dossier 341-A000-2)**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 3 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

## **4. Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada**

## **(Règlement sur les opérations de plongée) et Note d'orientation (dossier 2001-1)**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 4 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

## **5. Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz au Canada (RFPPGC) et Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada (RPREPGC) (dossier 0406-14)**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 5 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

## **6. Règlements et Notes d'orientation pris aux termes du Code canadien du travail, Partie II**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 6 sous la rubrique **Modifications aux règlements** dans le bulletin **Activités de réglementation** du mois de mai 2001.

# Questions Administratives

## Instructions relatives au dépôt de documents

Toute la correspondance destinée à l'Office doit être adressée au : Secrétaire, Office national de l'énergie, 444, Septième Avenue S.-O., Calgary, AB T2P 0X8 - Télécopieur (403) 292-5503.

## Demande - Nombre de copies à déposer

Pour savoir le nombre de copies à fournir selon la nature de la demande, voir le site Internet sous la rubrique *Actualités en matière de réglementation*.

## Numéros pour communication avec l'Office

### Renseignements généraux :

(403) 292-4800  
1-800-899-1265

### Bureau des publications :

Téléphone : (403) 299-3562  
Télécopieur : (403) 292-5576  
Courriel : [publications@neb-one.gc.ca](mailto:publications@neb-one.gc.ca)

### Site Internet :

[www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)

### Numéros de téléphone :

Pour une liste à jour des numéros de téléphone des membres de l'Office et du personnel clé, voir le site Internet sous la rubrique *À propos de l'ONÉ, Notre personnel*.

Office national de l'énergie  
Michel L. Mantha  
Secrétaire

### Pour des renseignements :

Denis Tremblay, agent des Communications  
Téléphone : (403) 299-2717  
Courriel : [dtremblay@neb-one.gc.ca](mailto:dtremblay@neb-one.gc.ca)

# Annexe I

## Demandes présentées en vertu de l'article 58

### Gazoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Canadian Natural Resources Limited	Dossier : 3400-C298-11 Ord. : XG-C298-38-2001	Demande datée du 20 juillet; approuvée le 12 décembre. Construire le gazoduc Ladyfern.	8 600 000
Westcoast Energy Inc.	Dossier : 3400-W005-280 Ord. : XG-W005-36-2001	Demande datée du 2 novembre; approuvée le 7 décembre. Construire des revêtements anti-érosion au ruisseau Tasatchuka et au tributaire sans nom du lac McLeod et mettre en place des instruments de mesure de glissement en aval de la station de compression 5.	270 000
	Dossier : 3400-W005-265 Ord. : XG-W005-37-2001	Demande datée du 22 novembre; approuvée le 10 décembre. Soustraire le projet aux exigences de l'ordonnance MO-08-2000 en ce qui touche l'examen non destructif des réseaux de tuyauterie aux installations de compression et de traitement Kwoen.	N/A

### Oléoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Dome NGL Pipeline Ltd.	Dossier : 3400-D007-20 Ord. : XO-D007-41-2001	Demande datée du 10 septembre; approuvée le 14 décembre. Installer des installations de comptage pour l'importation au terminal de stockage de Windsor.	1 000 000
Enbridge Pipelines Inc.	Dossier : 3400-E101-40 Ord. : XO-E101-40-2001	Demande datée du 26 octobre; approuvée le 13 décembre. Modifications au terminal d'Edmonton et à la station Glenboro.	1 982 000
Enbridge Pipelines (Westpur) Inc.	Dossier : 3400-E103-12 Ord. : XO-E103-39-2001	Demande datée du 5 novembre; approuvée le 10 décembre. Huit projets.	424 670
ISH Energy Ltd.	Dossier : 3400-J038-5 Ord. : XO-J038-42-2001	Demande datée du 14 novembre; approuvée le 20 décembre. Programme d'inspection externe et de réparation du oléoduc Disan.	530 000

# Profil

L'Office national de l'énergie est une cour fédérale de réglementation créée par une loi du Parlement le 2 novembre 1959.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la **Loi sur l'Office national de l'énergie**, l'Office délivre des autorisations d'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, accorde des certificats visant les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes internationales de transport d'électricité et établit les droits et les tarifs applicables aux oléoducs et aux gazoducs relevant de la compétence fédérale.

Outre ses fonctions de réglementation, l'Office est également chargé de conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

La Loi exige également que l'Office suive la situation de l'approvisionnement en ce qui a trait à tous les principaux produits énergétiques au Canada, particulièrement l'électricité, le pétrole, le gaz naturel

et les sous-produits de ces hydrocarbures; il doit aussi se tenir au fait de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

Les responsabilités de l'Office en vertu de la **Loi sur les opérations pétrolières au Canada** et de certaines dispositions de la **Loi fédérale sur les hydrocarbures** englobent la réglementation des activités d'exploration, de mise en valeur et de production du pétrole et du gaz dans les régions pionnières de manière à favoriser la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement et la conservation des ressources en hydrocarbures.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la **Loi sur le pipe-line du Nord** et de la **Loi sur l'administration de l'énergie**. En outre, le ministre de Développement des ressources humaines Canada a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer la partie II du **Code canadien du travail**.

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE12-4/2001-12E  
ISSN 0821-8645

This document is published separately in both official languages. For further information, please contact:

Communications Team  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue SW  
Calgary, Alberta T2P 0X8  
Telephone: (403) 292-4800  
Telecopier: (403) 292-5503

©Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001 représentée par l'Office national de l'énergie

N<sup>o</sup> de cat. NE12-4/2001-12F  
ISSN 0821-865X

Ce document est publié séparément dans les deux langues officielles. Pour de plus amples renseignements :

Équipe des communications  
Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 0X8  
Téléphone : (403) 292-4800  
Télécopieur : (403) 292-5503