

Activités de réglementation

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

Demandes liées à une audience publique

Décisions rendues

1. **Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) - Droits de 2001 et 2002 - RH-3-2001 (dossier 4200-M124-1)**

Lettre de décision diffusée le 8 novembre (question de l'article 17).

Lettre de décision diffusée le 15 novembre (dépôt conforme au Règlement).

En juillet 2001, l'Office a convoqué une audience publique pour examiner une demande de M&NP concernant l'approbation de droits définitifs qui seraient exigibles du 1^{er} octobre 2000 au 31 décembre 2002. Après avoir rendu l'ordonnance d'audience RH-3-2001, l'Office a reçu, le 1^{er} août, un mémoire présenté conjointement par cinq parties (les promoteurs). Les promoteurs sollicitaient l'autorisation de modifier la liste des questions relatives à l'instance RH-3-2001 afin d'y ajouter une nouvelle question qui se lirait comme suit : « Dans la mesure où elles s'appliquent à de nouvelles installations pipelinières, l'interprétation et l'application appropriées de l'article 17 des Conditions générales des tarifs gaziers de M&NP. ». Le 13 août, l'Office a modifié la liste des questions afin d'y ajouter la question de l'article 17.

Le 31 août, M&NP a avisé l'Office que, par suite d'une résolution adoptée sans opposition, le Groupe de travail sur les droits et le tarif avait approuvé un règlement relativement à sa demande d'approbation des droits définitifs exigibles à compter du 1^{er} octobre 2000. M&NP a également informé l'Office qu'elle préparerait une demande fondée sur les modalités de l'entente relative au Règlement et la présenterait à l'Office pour qu'il l'approuve. Le 31 août, l'Office a décidé de suspendre les étapes subséquentes de la procédure de l'instance RH-3-2001, sauf celles ayant trait à la question de l'article 17.

Question de l'article 17

L'audience portant sur la question de l'article 17 s'est déroulée Dartmouth, en Nouvelle-Écosse, du 11 au 25 octobre. Il s'agissait d'examiner à fond la question à trancher, notamment au regard de deux ensembles d'installations théoriques, à savoir :

- les installations Nord-Ouest — un gazoduc proposé d'environ 260 kilomètres (161 milles) de canalisations de 508 millimètres (20 pouces) de diamètre s'étendant à travers le nord-ouest du Nouveau-Brunswick d'un point d'interconnexion avec le projet de gazoduc Cartier jusqu'à un point sur la canalisation

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*

Demandes liées à une audience publique	1
Demandes non liées à une audience publique	4
Appel et révision	8
Modifications aux règlements	9
Questions administratives	10
Annexe I - Demandes en vertu de l'article 58	11
Profil	12

principale actuelle de M&NP, près de Fredericton;

- les installations de l'Î.-P.-É. — un gazoduc potentiel sous-marin s'étendant d'un point sur la canalisation principale actuelle de M&NP, au Nouveau-Brunswick, jusqu'à l'Île-du-Prince-Édouard.

En ce qui touche les installations Nord-Ouest, l'Office avait à déterminer l'interprétation appropriée de l'article 17 et, plus précisément, la question de savoir si cet article s'applique aux installations Nord-Ouest. La question à examiner au sujet des installations de l'Î.-P.-É. portait sur la démarche à employer pour établir une estimation des frais d'immobilisations et d'exploitation des installations.

L'Office a conclu que les installations Nord-Ouest constituent un agrandissement de canalisation principale plutôt qu'un latéral, et qu'il ne s'agit pas d'installations auxquelles les avantages de la Politique relative aux latéraux sont censés s'appliquer suivant l'objet de cette politique. Par conséquent, l'Office a décidé que les installations Nord-Ouest ne sont pas visées par l'article 17.

L'Office a déterminé qu'étant donné que M&NP est responsable de toutes ces questions en bout de ligne, il est souhaitable que celle-ci conserve le pouvoir d'établir les coûts. L'Office a fait observer qu'en bout de ligne, ces estimations peuvent être présentées devant l'Office, ce qui ferait contrepois à l'exercice par M&NP de son pouvoir de décision.

Dépôt conforme au Règlement (DCR)

Le 14 septembre, M&NP a soumis son DCR à l'approbation de l'Office. Aux termes du DCR, les droits de M&NP étaient calculés en fonction des modalités de l'entente relative au Règlement datée du 31 août. Le 20 septembre, l'Office a établi une démarche en vue de recueillir les commentaires des parties sur le DCR, ainsi que sur le besoin de lancer un processus complémentaire pour examiner ce dépôt et la nature du processus, le cas échéant.

Le 15 novembre, l'Office a jugé que le DCR reflète des droits justes et raisonnables et, dans ces conditions, l'a approuvé sans autre formalité

2. TransCanada Pipelines Limited (TCPL) - droits et tarifs de 2001-2002 - RH-1-2001 (dossier 4200-T001-15)

Motifs de décision datée de novembre 2001; diffusés le 15 novembre.

L'Office a approuvé la demande de TCPL visant les droits et le tarif en 2001 et 2002 (demande visant les droits) ainsi que le Règlement concernant les prix et le transport sur la canalisation principale (Règlement).

La demande visant les droits était fondée sur le Règlement. Ce dernier établissait la méthode de conception des droits qui serait utilisée, les dispositions tarifaires applicables et les éléments constitutifs des besoins en recettes de TCPL (exception faite du coût du capital) pour les années d'essai 2001 et 2002. (Voir aussi le point 1 sous la rubrique **Audiences prévues** ci-dessous.)

L'Office a jugé que les éléments du Règlement donnent lieu à des droits justes et raisonnables qui n'entraînent pas de distinction injuste. En conséquence, l'Office a approuvé le Règlement.

En avril, TCPL et certains intervenants se sont entendus sur les modalités du Règlement sur lequel s'appuyait la demande visant les droits déposée le 3 mai. Par la suite, l'Office a sollicité les commentaires des parties intéressées sur le fond de la demande visant les droits et sur la nécessité ainsi que la nature éventuelle d'un processus supplémentaire. Après avoir passé en revue les commentaires recueillis, l'Office a décidé que le Règlement de TransCanada n'était pas conforme aux **Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs** (Lignes directrices) de l'Office, surtout parce qu'il était contesté par certains intervenants.

À la suite de l'instance RH-1-2001, le comité d'audience a décidé de recommander à l'Office qu'il entreprenne une révision de ses Lignes directrices dans un avenir prochain, pour examiner les questions de « règlements contestés » et les possibilités d'utilisation de mécanismes de « règlement extrajudiciaire de différends ».

L'Office a étudié la demande visant les droits dans le cadre d'une audience publique tenue du 18 septembre au 2 octobre, à Calgary, en Alberta.

Décision en suspens

3. Petro-Canada Oil & Gas (Petro-Canada) - construction du gazoduc de Medicine Hat - GH-3-2001 - (dossier 3200-P100-1)

L'Office a tenue une audience publique le 19 novembre, à Calgary, en Alberta, concernant une demande de Petro-Canada visant la construction d'un gazoduc entre la région de Medicine Hat, en Alberta, et Burstall, en Saskatchewan.

Petro-Canada propose de construire un gazoduc de 273,1 millimètres (10 pouces) de diamètre et d'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. Le gazoduc aura une capacité nominale de transport de 1,5 million de mètres cubes (53 millions de pieds cubes) par jour.

Selon le tracé proposé, le gazoduc débute près du côté sud-est du terrain militaire Suffield, en Alberta, et s'étend vers le nord-est pour rejoindre le réseau de TransCanada Pipelines Limited, près de Burstall, en Saskatchewan. Le tracé du gazoduc emprunte des couloirs existants sur la majeure partie de sa longueur, exigeant l'aménagement d'environ 14 kilomètres (9 milles) de nouvelle emprise. Le coût estimatif du gazoduc est de 10,1 millions de dollars, et la date de mise en service proposée est le mois de janvier 2003.

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 tenu 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 9,61 % a été établi pour l'année 2001.

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^{er} 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 Georgia Strait Crossing Pipeline Limited visant la construction et l'exploitation d'un gazoduc en Colombie-Britannique.

La Commission tiendra également des séances de consultation publique du 11 au 18 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 et Île Saturna, en Colombie-Britannique.

Le 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 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 Narraway 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 (dossier 2200-N088-1)

Le 31 mai, Énergie NB a déposé une demande visant la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport d'électricité (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). Bango 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^{er} 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^{er} 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.

Le 22 juin, l'Office a demandé par lettre un complément 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.

Le 22 juin, l'Office a demandé par lettre un complément 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 déposé une demande en vue d'obtenir des permis pour :

- reconstruire à 230 000 volts, sur une distance de 1,92 kilomètre, une section d'une ligne internationale existante;
- exploiter à 120 000 volts la section de 1,92 kilomètre reconstruite et 1,8 kilomètre de la ligne internationale existante;
- démanteler la section de ligne existante sur une distance de 1,92 kilomètre, après la mise en service de la section reconstruite.

La ligne internationale s'étendrait sur une distance de 1,92 kilomètre vers l'ouest à partir du point de raccordement existant de la ligne d'alimentation au poste de distribution Rosemount, situé à Cornwall, en Ontario, puis sur une distance de 1,8 kilomètre vers le sud jusqu'à un point situé sur la frontière internationale à Cornwall.

Subsidiairement, dans l'éventualité où la demande de permis ci-dessus n'était pas accordée, Cedars a demandé un permis l'autorisant à :

- reconstruire à 230 000 volts la ligne internationale existante sur une distance de 71 kilomètres, depuis la centrale Les Cèdres, au Québec, jusqu'à un point de raccordement situé à Cornwall;
- exploiter à 120 000 volts la ligne internationale reconstruite;
- démanteler la ligne internationale existante après la mise en service de la section reconstruite.

Dans l'un et l'autre cas, Cedars sollicite également une ordonnance d'annulation du certificat n° EC-10 de commodité et de nécessité publiques que l'Office a délivré en 1959. Cedars est d'avis qu'un certificat pour la ligne entière n'est plus exigé. Cedars a déclaré que la compétence constitutionnelle de l'Office ne s'appliquait

qu'à la partie de la ligne consacrée aux exportations, c'est-à-dire la section de 3,72 kilomètres de la ligne internationale allant de Cornwall à la frontière internationale.

Le 25 octobre, l'Office a décidé qu'il continuerait à exercer sa compétence, conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, sur tous les 72,8 kilomètres de la ligne internationale qui font l'objet du certificat n° EC-10.

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.

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

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

Le 7 septembre, Hydro-Manitoba a déposé une demande visant l'approbation de construire une ligne internationale 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 internationale 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 internationale 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 internationale 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.

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

6. 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 (GW.h) en 2002, 878 GW.h en 2003 - 2006, et 362 GW.h en 2007 pour une période de cinq ans.

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

Le 1^{er} 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.

8. 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 mégawatts et 5 000 gigawattheures de puissance et d'énergie garantie par année pour une période de 10 ans.

Le 1^{er} octobre, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Nexen.

9. 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. 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.

2. Duke Energy Canada Pipeline Ltd. (DECPL) et 806026 Alberta Ltd., au nom de Canadian Midstream Pipeline Limited Partnership - Vente et achat du pipeline West Doe (Dossiers 3400-D028-3 et 3400-Z007-1)

Le 22 novembre, l'Office a approuvé une demande conjointe de la part de DECPL et de 806026 Alberta

Ltd., datée du 28 septembre, en vue de la vente par DECPL et de l'achat par 806026 Alberta Ltd. du pipeline West Doe. Ce pipeline destiné au transport de gaz acide a environ 21 kilomètres (13 milles) de long et mesure 168,3 millimètres (six pouces) de diamètre; il part de l'installation de déshydratation située au point 11-1-81-15-W6M dans la région de West Doe (Colombie-Britannique) et se termine à l'usine à gaz Pouce Coupé de Duke Energy Midstream Services Canada Ltd., située au point 5-23-80-13-W6M.

Questions à l'étude

3. 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 (DRHC) 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.

4. AEC Suffield Gas Pipeline Inc. - Amber Energy Inc. - construction d'un gazoduc - projet de pipeline Ekwan (dossier 3400-A167-1)

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 7 sous la rubrique Demandes non liées à une audience, Questions relatives aux pipelines dans le Numéro 72 du document Activités de réglementation en date du 1^{er} avril 2000.

5. Canadian National Resources Limited (CNRL) - gazoduc de Ladyfern (dossier 3400-C298-11)

Le 20 juillet, CNRL a déposé une demande visant l'approbation de construire son projet de gazoduc Ladyfern. Le gazoduc Ladyfern consisterait en une canalisation nouvelle d'environ 11,8 kilomètres (7.4 milles) de longueur de 508 millimètres (20 pouces) qui serait 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 6 millions de dollars et la mise en service est prévue pour le 15 mars 2002.

6. 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.

7. 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.

8. 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.

Questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs

Question réglée

1. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - rapports du Groupe de travail sur les droits de 2001 (4775-T001-1/01-07)

L'Office a approuvé la résolution suivante du Groupe de travail sur les droits de 2001 :

No de la résolution	Date d'approbation	Subject
08.2001	28 novembre	Ratio du combustible marginal

Question à l'étude

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

Le 8 novembre, TQM a présenté une demande pour solliciter l'approbation de ses droits définitifs de 2001 et de droits provisoires qui seraient exigibles à compter du 1^{er} janvier 2002. TQM demande également l'approbation de changements à son entente pluriannuelle sur les droits de 1997, ainsi que la prolongation de l'entente pour une période de cinq ans.

Le 29 novembre, l'Office a décidé de solliciter les commentaires des parties intéressées au sujet de la demande.

Questions Pionnières

1. **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation, le 22 octobre, de mélanger la production au puits Para et al Southeast Fort Liard N-01, conformément à l'article 32 du Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada (RPREPGC).
2. **BP Canada Energy** a reçu une approbation, le 13 novembre, concernant le « Rapport de

cessation d'un puits », conformément à l'article 184 du Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada (RFPPGNC), pour les puits Pan Am Pointed Mountain K-45A et Amoco A-4 Pointed Mountain A-55.

3. **EOG Resources Canada Inc.** a reçu, le 21 novembre, une « approbation de forer un puits », aux termes du paragraphe 83(1) du RFPPGNC, à l'égard du puits EOG et al Devo Creek.
4. **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'approbation, le 30 novembre, d'un plan d'intervention en cas d'urgence pour la région de Colville Lake (T.N.-O.), qui satisfait aux exigences de l'article 60 du RPREPGC et de l'article 79 du RFPPGNC.
5. **Opérations géologiques, géophysiques ou géotechniques :** les deux demandes suivantes ont été approuvées aux termes du paragraphe 5 de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada :

Société	Région	Id. de la zone d'exploitation	Date
Paramount Resources Ltd.	sud des T.N.-O	9229-P033-005E	30 novembre
Conoco Canada Resources Limited	Delta du Mackenzie	9329-C145-001E	30 novembre

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^{er} janvier.

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

- 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;

- 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;
- l'Office est allé à l'encontre du principe de justice naturelle;
- 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

Modifications aux règlements et aux règles

personnes potentiellement intéressées.

1. Directives concernant les exigences de dépôt (Dossier 4750-A000)

Le 29 novembre, l'Office a approuvé, pour entrée en vigueur immédiate, des révisions à la partie XI des Directives, intitulée **Rapports de surveillance trimestriels que les sociétés pipelinères du groupe I doivent déposer en vertu du Règlement sur les renseignements relatifs aux droits.**

Le 16 février, l'Office a envoyé un questionnaire aux intervenants du secteur pour solliciter leurs commentaires au sujet du niveau approprié de déclaration financière que devrait prescrire la partie XI des Directives. L'Office a révisé les exigences de dépôt en fonction des réponses obtenues au questionnaire et, le 15 juin, il a demandé aux intervenants de commenter l'à-propos des changements.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. 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.

6. 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.

7. 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

Site Internet :

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

Annexe I

Demandes présentées en vertu de l'article 58

Gazoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Murphy Oil Company Ltd.	Dossier : 3400-M085-1-1 Ord. : XG-M085-34-2001	Demande datée du 14 septembre; approuvé le 1er novembre. Construire des tronçons de pipelines, des colonnes montantes, des raccords et des dispositifs de lancement et de réception de racleurs pour faciliter l'augmentation demandée de la pression de livraison	200 000
Westcoast Energy Inc.	Dossier : 3400-W005-279 Ord. : XG-W005-35-2001	Demande datée du 24 octobre; approuvée le 14 novembre. Apporter des modifications à la tuyauterie de la station de compression 1.	240 000

Oléoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Enbridge Pipelines Inc.	Dossier : 3400-E101-41 Ord. : XO-E101-37-2001	Demande datée du 6 novembre; approuvée le 23 novembre. Installer des réservoirs pour inhibiteur de corrosion aux stations d'Edmonton, de Kerrobert, de Regina, de Cromer et de Gretna.	277 000
Husky Energy Inc.	Dossier : 34000-H028-1 Ord. : XO-H028-38-2001	Demande datée du 25 octobre; approuvé le 26 novembre. Excaver le tronçon du pipeline de pétrole brut synthétique de 10 po de Husky situé entre l'usine de valorisation Lloydminster et le terminal Lloydminster, en évaluer l'état et réparer les anomalies.	48 800
Trans Mountain Pipe Line Company Limited	Dossier : 3400-T004-80 Ord. : XO-T004-35-2001	Demande datée du 20 septembre; approuvée le 6 novembre. Treize projets.	10 251 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	Dossier : 3400-T002-50 Ord. : XO-T002-36-2001	Demande datée du 28 août; approuvée le 9 novembre. Abaissement de pipeline dans la ville Toronto (auparavant la ville de Scarborough), en Ontario.	145 000

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. NE12-4/2001-11E
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^o de cat. NE12-4/2001-11F
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