



Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**Maritimes & Northeast  
Pipeline Management Ltd.**

**GH-4-98**

**Janvier 1999**

---

**Installations**

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

relativement à

### **Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.**

Demande en date du 14 août 1998, dans sa  
version modifiée, visant des installations du  
latéral Point Tupper

**GH-4-98**

**Janvier 1999**

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1999  
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1999-1F  
ISBN 0-662-83430-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du:**

Coordonnatrice des publications  
Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 0X8  
Courrier électronique: [orders@neb.gc.ca](mailto:orders@neb.gc.ca)  
Télécopieur: (403) 292-5503  
Téléphone: (403) 299-3562  
1-800-899-1265

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

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1999  
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1999-1E  
ISBN 0-662-27495-4

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Publications Coordinator  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue SW  
Calgary, Alberta T2P 0X8  
E-Mail: [orders@neb.gc.ca](mailto:orders@neb.gc.ca)  
Fax: (403) 292-5503  
Phone: (403) 299-3562  
1-800-899-1265

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

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

## Table des matières

<b>Liste des tableaux</b> .....	(ii)
<b>Liste des figures</b> .....	(ii)
<b>Liste des annexes</b> .....	(ii)
<b>Abréviations</b> .....	(iii)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(vi)
<b>Introduction</b> .....	1
1.1 Demande aux termes de l'article 52 .....	1
1.2 Demande aux termes de l'article 58 .....	3
<b>Description des installations et sécurité pipelinère</b> .....	4
2.1 Description des installations .....	4
2.2 Caractère approprié de la conception .....	5
2.3 Sécurité de la conception et de l'exploitation .....	7
<b>Questions environnementales et socio-économiques, choix du tracé et questions foncières</b> ...	9
3.1 Questions environnementales .....	9
3.1.1 Rapport d'examen environnemental préalable .....	9
3.1.2 Le processus d'évaluation environnementale .....	9
3.2 Questions socio-économiques .....	12
3.2.1 Portée de l'évaluation socio-économique menée par M&NP .....	12
3.2.2 Retombées sur le plan de l'emploi et des achats .....	14
3.2.3 Incidence sur le développement futur .....	14
3.2.4 Services communautaires .....	16
3.3 Choix du tracé et questions foncières .....	17
3.3.1 Processus de sélection du tracé .....	17
3.3.2 Besoins en terrains .....	18
3.3.3 Emprises partagées .....	19
3.3.4 Préoccupations des propriétaires fonciers .....	21
3.4 Exemption demandée aux termes de l'article 58 .....	22
<b>Questions tarifaires</b> .....	24
4.1 Politique relative aux latéraux de M&NP .....	24
4.1.1 Application de la politique relative aux latéraux .....	24
4.1.2 Préoccupations de SaskEnergy .....	27
4.2 Arrangements commerciaux .....	28

<b>Approvisionnement en gaz, transport, marchés et faisabilité économique</b> .....	30
5.1 Approvisionnement en gaz .....	30
5.2 Arrangements en matière de transport .....	30
5.3 Marchés .....	31
5.4 Faisabilité économique et intérêt public .....	33
<b>Dispositif</b> .....	37

## **Liste des tableaux**

2-1 Coût en capital estimatif des installations projetées .....	4
2-2 Coût en capital du latéral Point Tupper selon le diamètre du tuyau .....	5
4-1 Coût du service - Test de la politique relative aux latéraux .....	25
5-1 Ententes de service de transport garanti .....	31

## **Liste des figures**

1-1 Tracé des latéraux projetés de M&NP .....	2
---	---

## **Liste des annexes**

I Liste des questions .....	38
II Conditions du certificat .....	39
III Décisions .....	45
IV Extraits d'articles de la Loi sur l'ONÉ .....	49
V Politique relative aux latéraux de M&NP (telle qu'elle a été déposée à l'instance GH-6-96) .....	54
VI Protocole d'entente daté du 3 décembre 1997 .....	56

## Abréviations

10 <sup>6</sup> Btu/j	million de thermies par jour
10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	milliard de mètres cubes
10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j	millier de mètres cubes par jour
10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	million de mètres cubes par jour
10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j	million de pieds cubes par jour
ARDA	Antigonish Regional Development Authority
BK	borne kilométrique
Btu	thermie britannique
CEPC	Commission d'examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable
CGC	CGC Inc.
cm	centimètre
d.e.	diamètre extérieur
DED	<i>Directives concernant les exigences de dépôt</i> de l'ONÉ
Duke Energy	Duke Energy Marketing L.P.
ÉIE	étude des incidences environnementales
Enbridge	Enbridge Consumers Energy Inc.
expéditeurs, les	Stora, SOEI et CGC
Gaz N.-B.	Gaz Nouveau-Brunswick
Gj	Gigajoule
Î.-P.-É.	Province de l'Île-du-Prince-Édouard, Development Department
Irving Oil	Irving Oil Limited
km	kilomètre
kPa	kilopascal

lb/po <sup>2</sup>	livre par pouce carré
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
LGN	liquides de gaz naturel
Loi sur l'ONÉ	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
M&NP ou la compagnie	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
MDG	Municipalité du District de Guysborough
mm	millimètre
MN365	service de transport garanti 365 jours par année
Mobil	Mobil Oil Canada Properties
MPO	ministère des Pêches et Océans
MRCB	Municipalité régionale de Cap-Breton
Norme CSA Z662-96	Norme Z662-96, <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz naturel</i> , de l'Association canadienne de normalisation
Nouveau-Brunswick	Province du Nouveau-Brunswick, Ressources naturelles et Énergie
Nouvelle-Écosse	Province de la Nouvelle-Écosse, Petroleum Directorate
Nova Scotia Power	Nova Scotia Power Inc.
NPS 12	diamètre nominal du tuyau - 12 po (323,9 mm d.e)
NPS 10	diamètre nominal du tuyau - 10 po (273,1 mm d.e)
NPS 8	diamètre nominal du tuyau - 8 po (219,1 mm d.e)
NPS 6	diamètre nominal du tuyau - 6 po (168,3 mm d.e)
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PFUDC	Provision pour fonds utilisés durant la construction
pi	piéd
rapport, le	le rapport d'examen environnemental préalable
RPT	<i>Règlement sur les pipelines terrestres de l'ONÉ</i>
SaskEnergy	SaskEnergy International Incorporated

Sempra	Sempra Atlantic Gas Incorporated
SOEI	Sable Offshore Energy Incorporated
SOEP	projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
Stora	Stora Port Hawksbury Limited
TPT	transport par des tiers

## Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* («LCÉE»), S.C., 1982, ch C-37, dans sa version modifiée, et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande en date du 14 août 1998 visant des installations, dans sa version modifiée, que Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. a présentée au nom de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership aux termes de l'article 52, partie III, de la Loi en vue d'obtenir : (1) l'autorisation de construire et d'exploiter une canalisation latérale s'étendant de la canalisation principale de M&NP jusqu'à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse (désignée ci-après le latéral Point Tupper) et (2) une ordonnance sur les droits connexes, aux termes de la partie IV de la Loi.

EXAMINÉE au cours d'une audience orale tenue à Antigonish, en Nouvelle-Écosse, les 23, 24, 25, 26, 27 et 30 novembre et le 1<sup>er</sup> décembre 1998.

DEVANT :

J.A. Snider	membre président
A. Côté-Verhaaf	membre
C.M. Ozirny	membre

COMPARUTIONS :

L.E. Smith N.M. Gretener B. Gilmour	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
J. Holm, député provincial	Caucus du NPD de la Nouvelle-Écosse
J. Reynolds J. Woods	Energy Sector for Voluntary Planning
R.M. Perrin	CGC Inc.
H.T. Soudek L. Bugden	Enbridge Consumers Energy Inc.
K.G. Brown	Enterprise Cape Breton Corporation
H.T. Soudek R.B. Eddy	Gaz Nouveau-Brunswick
M. Imbleau	Gaz Métropolitain, Société en Commandite
J.H. Smellie J.F. Bowe	Irving Oil Limited

M. MacDonald G. Cameron	Maritimes NRG (Nova Scotia) Limited
K.M.C. Fernandez	Mobil Oil Properties Canada
P.W. Gurnham, c.r. J. McIssac	Nova Scotia Power Inc.
M. Laprairie M. Wappel	SaskEnergy International Inc.
J.L. Connors S.T. McGrath D. Mackenzie	Sempra Atlantic Gas Incorporated
G.T.H. Cooper, c.r. K. Sebalj	Stora Port Hawkesbury Limited
J. Parker	Antigonish Regional Development Authority et le Antigonish Gas Committee
A.V. Parish, c.r. D. Muise J. Whalley	Municipalité régionale de Cap-Breton
A.W.D. Pickup, c.r.	La Municipalité du comté d'Inverness, la Municipalité du comté de Richmond et la Strait-Highlands Regional Development Agency
I.A. Blue, c.r. A. Hamilton	Province du Nouveau-Brunswick
R.G. Grant	Sable Offshore Energy Incorporated
H.D. Williamson, c.r. W. Moreira	Province de la Nouvelle-Écosse, Petroleum Directorate
V. Bulger J. Johson M. Proud	Province de l'Île-du-Prince-Édouard, Department of Development
G. MacDonald W.L. Hines B. McKeen	Municipalité du District de Guysborough
C. McKinnon P. Enderwick	Avocats de l'Office

## Chapitre 1

# Introduction

---

### 1.1 Demande aux termes de l'article 52

Le 14 août 1998, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. («M&NP» ou la «compagnie»), au nom de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership, a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») en vue d'obtenir, aux termes de l'article 52, partie III (voir l'annexe IV) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi sur l'ONÉ»), un certificat d'utilité publique l'autorisant à construire et à exploiter une canalisation latérale destinée au transport du gaz naturel qui s'étendrait de la canalisation principale de M&NP jusqu'à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse («latéral Point Tupper»). M&NP a également demandé que l'Office rende une ordonnance sur les droits, suivant la partie IV de la Loi sur l'ONÉ.

Le latéral Point Tupper<sup>1</sup> serait constitué d'environ 55 km (34,2 milles<sup>2</sup>) de canalisation de 219,1 mm de d.e. («NPS 8») qui s'étendraient d'un point près de Goldboro, comté de Guysborough, en Nouvelle-Écosse (environ 6 km à l'ouest de l'usine de traitement de gaz de Sable Offshore Energy Inc. («SOEI»)), jusqu'au point de livraison du gaz à l'usine de fractionnement de SOEI, située à Point Tupper. Il comprendrait aussi une conduite de 4 km de long et de 168,3 mm de d.e. («NPS 6») destinée à transporter le gaz vers deux autres points de livraison, soit Stora Port Hawkesbury Ltd. («Stora») et CGC Inc. («CGC») dans la région de Point Tupper, de même que toutes les installations connexes de comptage, de commande et de régulation de pression. La construction de la partie du latéral Point Tupper comprise entre la canalisation principale de M&NP et l'usine de fractionnement de SOEI se ferait en même temps que la construction du pipeline de SOEI destiné au transport de liquides de gaz naturel («LGN»). Le latéral partagerait la même tranchée que le pipeline de LGN. SOEI prévoit commencer à déboiser l'emprise en janvier 1999, étape qui sera suivie de la construction du pipeline, de mai à octobre 1999. SOEI projette de construire un franchissement du Détroit de Canso au début de 1999, lequel consisterait en deux canalisations NPS 8. M&NP compte acheter une de ces deux canalisations de SOEI, qui ferait alors partie du latéral Point Tupper.

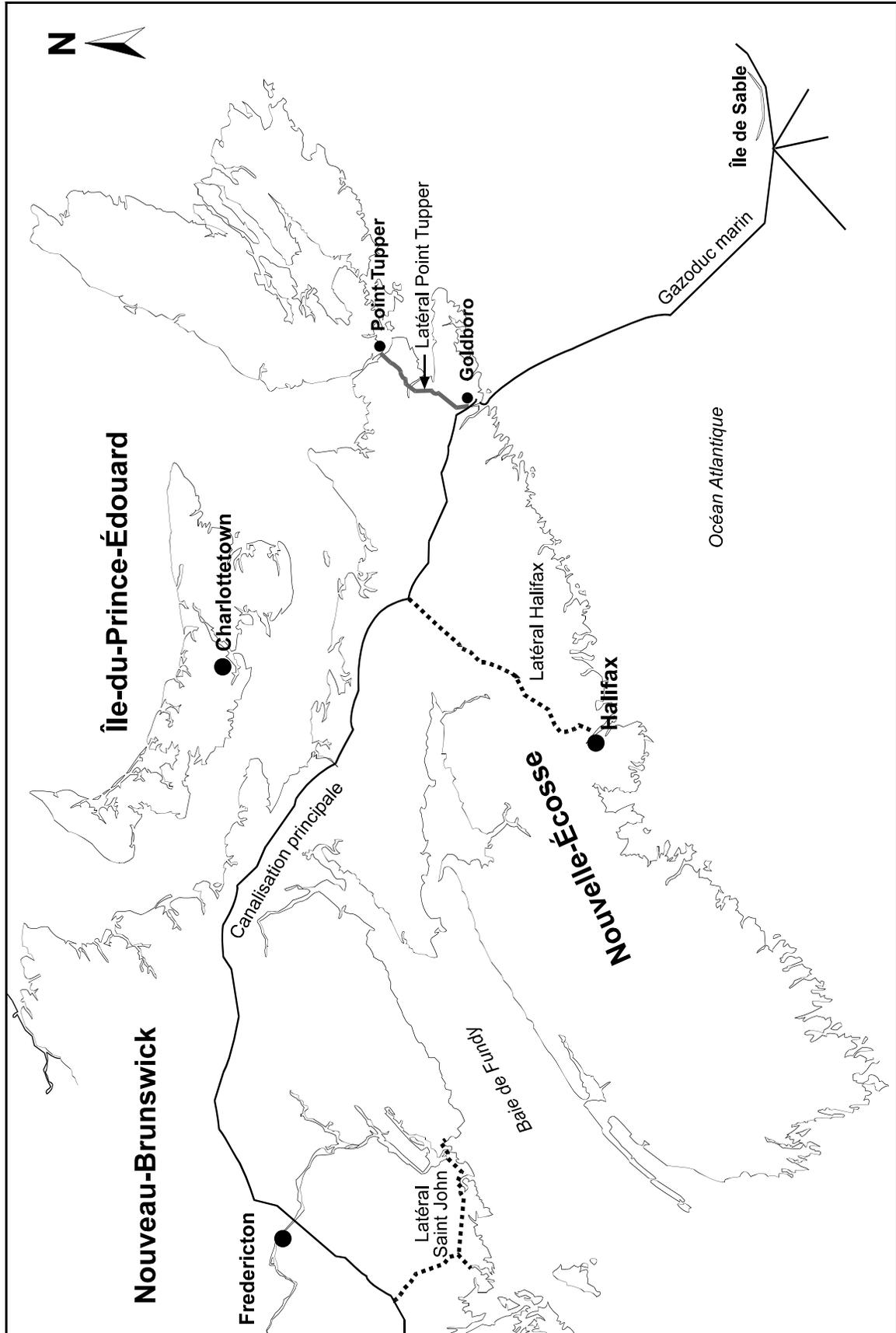
L'Office a décidé de tenir une audience publique orale pour examiner la demande de M&NP relative au latéral Point Tupper. L'ordonnance d'audience GH-4-98, rendue le 10 septembre 1998, énonçait les instructions sur le déroulement de l'audience orale portant sur la demande. L'audience s'est tenue à Antigonish, en Nouvelle-Écosse, du 23 novembre au 1<sup>er</sup> décembre 1998.

---

<sup>1</sup> Voir la figure 1.

<sup>2</sup> Un facteur de conversion de 0,62137 a été employé pour transformer les kilomètres en milles.

Figure 1-1  
Tracés des latéraux projetés de M&NP



## 1.2 Demande aux termes de l'article 58

Le 16 novembre 1998, M&NP a présenté une demande aux termes de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ (voir l'annexe IV) pour obtenir une ordonnance afin de soustraire certaines installations, qui feraient partie du latéral Point Tupper, à l'application des articles 30 à 33 et de l'article 47 de la Loi sur l'ONÉ (voir l'annexe IV). Dans cette demande, M&NP a également sollicité l'autorisation de modifier sa demande présentée aux termes de l'article 52 afin d'en exclure les installations visées par sa demande aux termes de l'article 58.

La demande déposée aux termes de l'article 58 visait à tenir compte du calendrier de construction de SOEI, c'est-à-dire à faire en sorte que la construction d'environ 5 km de canalisation dans des zones humides puisse commencer au début de février 1999. Étant donné le calendrier de réglementation auquel est soumise la demande présentée aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, et des délais à prévoir pour tout processus d'approbation du tracé détaillé, M&NP a fait valoir qu'il n'y aurait aucune possibilité de respecter le calendrier de construction de SOEI à moins que les installations devant être construites dans des zones humides en hiver bénéficient d'une exemption en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ.

L'Office a entendu une motion concernant la modification de la demande aux termes de l'article 52 de M&NP au début de la partie orale de l'instance. À la lumière des arguments mis de l'avant par M&NP et les autres parties, l'Office a conclu que, bien que la proposition de modifier la demande aux termes de l'article 52 soient motivée par des raisons pratiques, il n'existait aucun fondement juridique pour agréer la motion visant à faire exempter certaines installations de l'application de l'article 30 de la Loi sur l'ONÉ.

L'Office n'a pas écarté la possibilité que M&NP dépose une autre demande aux termes de l'article 58 afin de soustraire à l'application de l'article 33 de la Loi sur l'ONÉ les installations visées par sa demande originale présentée en vertu de l'article 58. Avant la clôture de l'audience, M&NP a déposé une version modifiée de sa demande aux termes de l'article 58 dans laquelle elle demandait que les 5 km de canalisation devant être aménagés dans des zones humides soient exemptés de l'application de l'article 33 de la Loi sur l'ONÉ. Le texte intégral de la décision de l'Office sur cette question figure à l'annexe III.

## Chapitre 2

# Description des installations et sécurité pipelinière

---

### 2.1 Description des installations

Les installations faisant partie de la demande de M&NP, qui ont été examinées dans le cadre de l'instance GH-4-98, comprennent environ 55 km de canalisation NPS 8 qui s'étendraient d'un point<sup>1</sup> près de Goldboro, dans le comté de Guysborough (Nouvelle-Écosse), jusqu'à un point de livraison situé à l'entrée de l'usine de fractionnement de SOEI dans la région de Point Tupper, et environ 4 km de canalisation NPS 6 menant à deux autres points de livraison (Stora et CGC). Le latéral traverserait le Détroit de Canso entre les BK 52 et 55. Cette portion du latéral serait conçue et construite par SOEI, avec l'approbation du Nova Scotia Energy, Mines and Resources Conservation Board. M&NP projette d'acheter le tronçon de canalisation qui franchit le Détroit de Canso afin de compléter les installations de son latéral.

Le tronçon NPS 8 du latéral Point Tupper compterait trois emplacements de vannes intermédiaires comprenant chacun une vanne de sectionnement et des vannes de purge. Des stations de transfert de la propriété seraient installées à chacun des trois points de livraison le long du latéral Point Tupper. Chaque station serait munie de tuyaux d'aspiration et de refoulement, de dispositifs de filtration, d'injecteurs d'odorisant, de régulateurs de pression, de compteurs et des installations associées, de vannes de sectionnement et de purge et d'un bâtiment de commande.

M&NP propose d'exploiter le latéral Point Tupper à une pression de service maximale admissible de 9 930 kPa (1 440 lb/po<sup>2</sup>). Elle compte mettre les installations en service d'ici le 1<sup>er</sup> novembre 1999. Le coût en capital des installations projetées est évalué à 20,8 millions \$ (dollars de 1999).

**Tableau 2-1**  
**Coût en capital estimatif des installations projetées**

<b>Description</b>	<b>en milliers de dollars</b>	
Canalisations et revêtement	1938	
Vannes et raccords	600	
Matériaux divers	346	
Matériaux des stations	491	
Fournitures/pièces de rechange	22	
<b>Total partiel - Matériaux</b>		<b>3 397</b>

---

<sup>1</sup> Le point de branchement du latéral Point Tupper se trouve quelque 6 km à l'ouest de l'usine de traitement de gaz de SOEI (c.-à-d. à la BK 6 de la canalisation principale de M&NP).

<b>Coût en capital estimatif des installations projetées (suite)</b>		
<b>Description</b>	<b>en milliers de dollars</b>	
<b>Total partiel - Matériaux</b>		<b>3 397</b>
Contrat principal	10 929	
Contrat relatif aux stations	510	
Contrats secondaires	563	
<b>Total partiel - Contrats</b>		<b>12 002</b>
Coûts d'ingénierie et d'aménagement	2 968	
Terrains	270	
<b>Total partiel - Ing. et amén.</b>		<b>3 238</b>
<b>TOTAL PARTIEL DES COÛTS</b>		<b>18 637</b>
Fonds pour imprévus		1 846
Financement		50
PFUDC		317
<b>TOTAL</b>		<b>20 850</b>

## 2.2 Caractère approprié de la conception

La canalisation NPS 8 de 55 km pourrait acheminer 71 000 10<sup>6</sup>Btu/j (74 880 GJ/j ou 1,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j)<sup>1</sup> tandis que la conduite NPS 6 de 4 km pourrait livrer 60 700 10<sup>6</sup>Btu/j. M&NP dispose déjà d'engagements fermes pour l'expédition de 15 600 10<sup>6</sup>Btu/j. Lors de la planification des installations du latéral Point Tupper, M&NP a examiné plusieurs modèles de conception pour le tronçon de 55 km sur le plan de la capacité et des coûts estimatifs. Ces modèles sont résumés ci-dessous.

**Tableau 2-2**  
**Coût en capital du latéral Point Tupper selon le diamètre du tuyau**

<b>Diamètre du tuyau (d.e.)</b>	<b>Capacité 10<sup>6</sup>Btu/j</b>	<b>Coût en capital en milliers de dollars (1999)</b>
NPS 6	34 000	19 289
NPS 8	71 000	20 850
NPS 10	125 000	25 199
NPS 12	197 000	28 519

<sup>1</sup> Pour convertir 10<sup>6</sup>Btu en GJ, on divise par 0,94821; pour convertir des GJ en m<sup>3</sup>, on multiplie par 1 000/38,86.

Plusieurs intervenants ont mis en doute l'à-propos du diamètre choisi pour le latéral. Ils ont laissé entendre qu'une conception axée sur des tuyaux NPS 8 ne permettrait pas de répondre aux besoins prévisibles du marché. M&NP a indiqué que la conception proposée a été retenue parce qu'elle répondrait aux exigences actuelles et immédiates du marché tout en offrant un surplus de capacité suffisant pour faire face à la croissance future du marché. Une conception basée sur des conduites NPS 10 (273,1 mm d.e.) n'a pas été jugée convenable parce que les trois nouveaux expéditeurs auraient à apporter une importante contribution d'aide à la construction et que la conception NPS 8 représentait le meilleur choix économique eu égard à l'éventail de prévisions relatives au marché. M&NP a indiqué que la bonne façon de faire face à une augmentation de la charge consistait à agrandir son réseau au fur et à mesure que de nouveaux besoins surgissent sur le marché. Elle s'est engagée à accroître au besoin la capacité de son réseau pour satisfaire à la demande future.

On a également soulevé la question de savoir si M&NP n'aurait pas dû concevoir le latéral Point Tupper en fonction de la demande de pointe pour tenir compte de l'éventuelle implantation d'un réseau de distribution du gaz. M&NP a indiqué qu'elle a reçu des engagements fermes totalisant 15 600 10<sup>6</sup>Btu/j qui visent tous à répondre à une demande industrielle, qui n'exigerait pas de service de pointe. Elle a également indiqué que si elle devait faire face à une charge de pointe, elle pourrait répondre à la demande de diverses façons, à savoir : recourir au stockage de gaz naturel, demander aux gros consommateurs industriels de réduire leur demande ou de changer de combustible, ou encore accroître la capacité de son réseau par l'ajout de doubléments ou d'installations de compression.

### *Opinion de l'Office*

Pour être judicieux, le modèle de conception d'un pipeline doit tenir compte d'une gamme de facteurs à la fois techniques et non techniques, dont la capacité nominale requise. Cette dernière est établie en fonction des besoins supplémentaires actuels du marché et de la croissance du marché, dans la mesure où celle-ci peut être raisonnablement prévue. En règle générale, la conception d'un pipeline est le plus économique lorsqu'on en détermine la capacité d'après les besoins précis et connus du marché qu'il est censé desservir. On pourra tenir compte des besoins inconnus ou à long terme en incorporant dans les critères de conception la capacité de reconfigurer ou d'agrandir facilement le pipeline lorsque les futures besoins deviennent manifestes. Une fois la capacité nominale choisie, il est possible de déterminer la conception exacte des installations.

L'Office constate que M&NP dispose d'engagements fermes pour seulement 22 % de la capacité du gazoduc, soit 71 000 10<sup>6</sup>Btu/j. Ces engagements fermes se rapportent exclusivement à des demandes industrielles et se traduisent par des contrats de livraison à l'année longue (365 jours par année) à raison d'un facteur de charge de 100 %. Par conséquent, l'Office trouve convenable que M&NP ait conçu son gazoduc en fonction de sa prévision des besoins journaliers moyens des utilisateurs finals, plutôt qu'en fonction de prévisions hypothétiques de la demande de pointe. Étant donné l'incertitude entourant l'évolution future des marchés et compte tenu de l'engagement et de la capacité de la compagnie d'agrandir son réseau à l'avenir, l'Office juge qu'il n'y a pas lieu d'exiger de M&NP qu'elle construise un gazoduc de plus gros diamètre.

Sur le plan strictement technique, l'Office trouve que le choix judicieux de la taille d'un pipeline constitue un moyen satisfaisant et économique de répondre aux besoins immédiats et aux besoins raisonnablement prévisibles du marché et fait observer que M&NP s'est engagée à agrandir son réseau à l'avenir si le besoin s'en fait sentir. La preuve concernant l'état actuel et futur du marché n'a pas convaincu l'Office qu'une canalisation NPS 10 serait requise dans un avenir prévisible ou même nécessaire pour satisfaire à d'autres considérations liées à l'intérêt public. Étant donné que des considérations d'ordre économique et la conjoncture du marché ont aussi influé sur le choix de la taille de la canalisation, le lecteur est prié de se reporter au chapitre 5 des présents motifs de décision qui traite des marchés, de la faisabilité économique du projet et des questions relatives à l'intérêt public.

### **2.3 Sécurité de la conception et de l'exploitation**

M&NP a affirmé qu'elle concevrait, construirait et exploiterait les installations projetées conformément au *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'ONÉ («RPT»), lequel prescrit que la conception, la mise en place, l'essai et l'exploitation d'un pipeline doivent respecter les dispositions applicables de la norme Z662-96, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz naturel* de l'Association canadienne de normalisation («norme CSA Z662-96»), ainsi que tous autres codes, normes et devis techniques pertinents incorporés par renvoi dans cette norme.

M&NP a indiqué que la canalisation NPS 8 seraient munie d'un revêtement extérieur d'époxy thermofusible, tandis que la canalisation NPS 6 serait revêtue de polyéthylène extrudé. M&NP a précisé qu'elle pourrait revêtir la surface extérieure des pièces de tuyauterie d'époxy-uréthane ou d'un ruban à base de goudron de houille appliqué à chaud. Un système de protection cathodique par courant imposé fournirait une protection supplémentaire contre la corrosion.

La construction de la partie du latéral Point Tupper comprise entre la canalisation principale de M&NP et l'usine de fractionnement de SOEI serait confiée sous contrat à SOEI; ce tronçon serait construit en même temps que le pipeline de LGN de SOEI et enfoui dans la même tranchée. L'espace séparant le latéral Point Tupper et le pipeline de LGN serait généralement de 30 cm et ne dépasserait pas un mètre. Les deux pipelines seraient espacés l'un de l'autre à l'aide de poches<sup>1</sup> qu'il est proposé de placer à intervalles réguliers le long de la canalisation.

Un système de commande et d'acquisition de données («SCADA») permettrait de surveiller à distance le fonctionnement des installations projetées. Le système SCADA recueillerait les nouvelles données de chacun des terminaux éloignés du système à toutes les 60 secondes. Dans la partie canadienne de son réseau, M&NP projette d'implanter son centre de commande d'acheminement du gaz à Fredericton, au Nouveau-Brunswick, et d'obtenir l'appui du centre de commande de Union Gas Limited, qui est situé à Chatham, en Ontario. Toutefois, la décision finale concernant l'emplacement du centre de commande d'acheminement du gaz fait toujours l'objet de délibérations et doit être approuvée par le comité de direction de M&NP.

---

<sup>1</sup> Il s'agit d'une poche construite en matériaux non biodégradables qui est remplie de gravier ou d'autres matériaux granuleux de taille semblable.

### *Opinion de l'Office*

La sécurité d'un pipeline dépend d'un grand nombre de facteurs, dont la conception, le choix des matériaux, les essais, les méthodes de construction et d'inspection ainsi que les opérations d'exploitation et d'entretien. M&NP est tenue de se conformer au RPT de l'Office, lequel prévoit des dispositions particulières à ces égards et prescrit que la conception, la mise en place, la mise à l'essai et l'exploitation d'un pipeline doivent répondre aux exigences de la norme CSA Z662-96.

M&NP s'est engagée à concevoir, à construire et à exploiter les installations projetées conformément aux normes et aux règlements pertinents. De plus, la compagnie et l'Office inspecteraient les installations proposées pendant la construction et à intervalles réguliers au cours de leur exploitation.

Compte tenu de ce qui précède, l'Office est convaincu que les installations projetées répondraient aux normes généralement admises, y compris aux exigences du RPT de l'ONÉ, sur le plan de la conception, de la construction et de l'exploitation.

## Chapitre 3

# Questions environnementales et socio-économiques, choix du tracé et questions foncières

---

### 3.1 Questions environnementales

#### 3.1.1 Rapport d'examen environnemental préalable

L'Office a mené un examen environnemental préalable et produit un rapport d'examen environnemental préalable (le «rapport») conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* («LCÉE») et à sa propre démarche de réglementation. L'Office a fourni des exemplaires du rapport aux organismes fédéraux qui avaient offert des conseils spécialisés sur le projet, aux organismes de réglementation provinciaux et aux parties mentionnés dans le rapport ainsi qu'à M&NP. Le rapport fait état des conditions relatives à l'environnement dont sera assorti tout certificat délivré à l'égard de la demande. Ces conditions sont énoncées à l'annexe II.

L'Office a examiné le rapport et les observations reçues à son sujet conformément aux instructions relatives à l'audience GH-4-98 et estime que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées et des exigences énoncées dans les conditions ci-jointes (voir l'annexe 2), les travaux proposés dans la demande de M&NP ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Ceci constitue une décision prise aux termes du paragraphe 20(1)a) de la LCÉE, laquelle a été rendue avant de rendre toute décision en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ à l'égard des installations projetées.

La décision rendue aux termes de la LCÉE et un résumé des observations reçues figurent à la section 7 du rapport. La pièce jointe 2 du rapport<sup>1</sup> renferme le texte intégral des observations reçues.

#### 3.1.2 Le processus d'évaluation environnementale

Dans sa plaidoirie finale, M&NP a souligné qu'elle a mené l'évaluation environnementale du projet Point Tupper en faisant fond sur les évaluations environnementales que la Commission d'examen public conjoint («CEPC») avait déjà effectuées à l'égard du couloir du pipeline et du franchissement du Détroit de Canso au moment d'étudier les projets gaziers de l'île de Sable. Ainsi, en préparant l'évaluation du présent projet, elle s'est attachée à cerner les différences entre le latéral Point Tupper et le pipeline de LGN et les effets cumulatifs. M&NP a aussi fait valoir qu'étant donné que des études environnementales détaillées propres au site ne sont généralement pas disponibles aux premiers stades de la planification d'un projet, il convient d'en prévoir l'exécution dans les conditions associées au certificat. Elle a soutenu que la LCÉE vise à garantir qu'une autorité fédérale aient une compréhension suffisante des effets environnementaux éventuels, dans la mesure où ceux-ci peuvent être prévus, pour

---

<sup>1</sup> On peut obtenir un exemplaire du rapport d'examen environnemental préalable en s'adressant au Bureau des publications de l'Office, au (403) 292-3562 (télécopieur : (403) 292-5503).

pouvoir conclure que le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants pourvu que soient mises en oeuvre les mesures d'atténuation voulues.

Pour ce qui concerne le franchissement du Déroit de Canso, M&NP a précisé qu'elle ne demande pas l'autorisation de construire le franchissement car elle projette d'acheter la canalisation que SOEI doit construire en même temps que son pipeline de LGN. Elle a soutenu que, puisque l'Office n'est pas appelé à autoriser la construction du franchissement, c'est sur l'exploitation de ce dernier, plutôt que sa construction, qu'il devrait centrer son processus d'examen environnemental préalable. Selon M&NP, cela est d'autant plus vrai qu'une évaluation du franchissement du Déroit de Canso a déjà été effectuée en rapport avec le pipeline de LGN, soit par la CEPC, aux termes de la LCÉE, et par le gouvernement de la Nouvelle-Écosse, en vertu de la *Nova Scotia Environment Act*.

### *Opinion de l'Office*

La construction proposée du gazoduc Point Tupper aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ est un projet qui nécessite la tenue d'un examen environnemental préalable suivant la LCÉE. Même si la CEPC a évalué le pipeline de LGN de SOEI, les installations visées par la demande n'ont pas été évaluées antérieurement.

Aux termes de l'article 16 de la LCÉE, l'Office est tenu d'examiner :

- les effets environnementaux du projet proposé;
- l'importance de ces effets;
- les observations du public à l'égard du projet;
- les mesures permettant d'atténuer les éventuels effets environnementaux négatifs du projet;
- tout autre élément que l'Office juge pertinent, en sa qualité d'autorité responsable.

Pour s'acquitter de ses obligations aux termes de la LCÉE et veiller à l'intérêt public, comme l'exige la Loi sur l'ONÉ, l'Office devait effectuer une évaluation approfondie des effets environnementaux des installations Point Tupper. Cette évaluation a été menée à l'égard de tous les éléments du projet qui avaient été définis dans la portée de l'évaluation, y compris le franchissement du Déroit de Canso.

M&NP a invoqué plusieurs dispositions de la LCÉE pour souligner que, suivant le mandat qui lui est confié, l'Office devrait se fier sur les évaluations environnementales faites antérieurement, notamment en ce qui concerne le franchissement du Déroit de Canso. M&NP a cité l'alinéa 4 b.1) et les articles 18 et 24 de la LCÉE à l'appui de cette assertion.

L'Office est d'accord avec l'assertion qu'il importe d'éviter tout double emploi dans la conduite du processus d'évaluation environnementale, lorsque c'est possible. L'alinéa 4 b.1) de la LCÉE dispose qu'un des objectifs de la Loi est de faire en sorte que les autorités responsables s'acquittent de leurs responsabilités d'une manière coordonnée afin d'éviter les chevauchements inutiles dans le processus d'évaluation environnementale. À cette fin, l'Office a envoyé un avis aux autres organismes qui pourraient constituer des autorités responsables dans le cas du projet, conformément au *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale*. Le MPO a été la seule autre

autorité responsable définie et ce ministère a fourni des commentaires auxquels M&NP a répondu. Environnement Canada, à titre de ministère compétent en la matière, a également fourni des avis, dont M&NP a traité au cours de l'audience.

L'Office juge que l'article 24 de la LCÉE ne s'applique pas dans le cas du projet Point Tupper, car il ne vise que les projets à l'égard desquels une évaluation environnementale a déjà été menée. Ce projet-ci n'a pas été évalué antérieurement, si bien qu'il n'est pas possible d'utiliser une évaluation antérieure, comme le prévoit cette disposition.

En procédant à l'évaluation du projet relatif au latéral Point Tupper, l'Office a utilisé, dans toute la mesure du possible, des renseignements environnementaux existants, y compris le rapport de la CEPC. Toutefois, suivant le paragraphe 18(2) de la LCÉE, l'Office a établi que les renseignements à sa disposition n'étaient pas suffisants pour procéder à un examen préalable complet du projet. C'est pourquoi qu'il a émis un certain nombre de demandes de renseignements et posé un grand nombre de questions au cours de l'audience afin de recueillir de l'information complémentaire sur les effets environnementaux du projet. Du reste, l'Office s'est fié dans une large mesure sur les renseignements supplémentaires que M&NP a produits au cours de l'audience pour s'acquitter de ses responsabilités aux termes de la LCÉE.

M&NP a souligné que l'évaluation effectuée aux termes de la LCÉE a un caractère prévisionnel et a lieu aux tous premiers stades de la planification, et que des études environnementales détaillées propres au site ne sont habituellement pas requises dans le processus d'évaluation, car ils ne sont produits normalement que beaucoup plus tard au cours de l'élaboration du projet. L'Office fait les observations suivantes à ce sujet :

1. La CEPC a conclu que le pipeline de LGN de SOEI n'était pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Toutefois, dans son rapport, la CEPC a recommandé que toute approbation accordée par les organismes de réglementation soit assortie d'une condition exigeant que le demandeur dépose, aux fins d'approbation, une somme considérable de renseignements détaillés sur les mesures d'atténuation qu'il mettrait en oeuvre au cours de la construction du pipeline de LGN. C'est donc dire que la CEPC était d'avis qu'il fallait mener des études environnementales plus poussées avant d'entamer la construction de l'emprise proposée.
2. Bien que le gazoduc Point Tupper partagerait la même tranchée que le pipeline de LGN de SOEI, il ne s'agit pas du même projet et il doit être soumis à une évaluation qui, de l'avis de l'Office, répond aux exigences de la LCÉE.
3. M&NP soutient que l'examen environnemental préalable est un outil de planification préliminaire; or, elle n'a pas demandé à l'Office de mener cet examen préalable au début du processus de planification des installations. En fait, M&NP a demandé à entreprendre la construction de certaines parties du pipeline dès février 1999.

4. La partie VII des DED de l'Office précise les renseignements sur l'environnement qu'il faut déposer à l'appui d'une demande présentée aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ. D'autres renseignements peuvent être demandés par le biais de demandes de renseignements et, au besoin, de questions posées au cours de l'audience.
5. Il convient dans certains cas d'imposer des conditions pour exiger que le demandeur dépose des renseignements supplémentaires, aux fins d'approbation, avant le début des travaux de construction. Toutefois, il faut garder à l'esprit que l'Office doit disposer de renseignements suffisants pour mener une évaluation environnementale complète et qu'on ne peut remédier à l'absence de tels renseignements par l'imposition de conditions.

Pour les raisons précitées, l'Office estime que pour effectuer son examen environnemental préalable, il lui fallait disposer de renseignements détaillés propres au site semblables à ceux que renferment les plans de protection de l'environnement et les évaluations géotechniques.

Pour ce qui est de l'assertion de M&NP selon laquelle l'Office n'a pas à évaluer la construction du franchissement du Détroit de Canso, l'Office fait observer que ce franchissement sert à relier la partie continentale du latéral Point Tupper à la partie située au Cap-Breton, et que le franchissement fait partie intégrante du projet visé par la demande. C'est pourquoi la construction du franchissement du Détroit de Canso dans le cadre du projet faisait partie de la portée définie pour l'évaluation environnementale. Par conséquent, l'Office était tenu d'évaluer les effets environnementaux de la construction et de l'exploitation du franchissement du Détroit de Canso. Ici encore, il s'est servi dans la mesure du possible du rapport de la CEPC et de la preuve déposée au cours de l'instance GH-6-96. Toutefois, comme nous l'avons déjà mentionné, le rapport de la CEPC renfermait un grand nombre de recommandations concernant la fourniture d'autres renseignements détaillés aux organismes de réglementation compétents. Même s'il n'avait pas à approuver la construction du franchissement aux termes de la Loi sur l'ONÉ, l'Office jugeait qu'il lui fallait obtenir des renseignements en sus de ceux que M&NP avait déposés à l'origine pour pouvoir remplir ses obligations aux termes de la LCÉE.

## **3.2 Questions socio-économiques**

### **3.2.1 Portée de l'évaluation socio-économique menée par M&NP**

La Municipalité régionale de Cap-Breton («MRCB») s'est inquiétée que les effets du projet sur le secteur industriel de Cap-Breton puissent s'avérer beaucoup plus importants que ceux prévus dans l'évaluation effectuée par M&NP. La Municipalité a fait valoir que la demande de M&NP ne respect ni l'esprit des DED de l'ONÉ, ni les exigences de la LCÉE dans la mesure où le document ne mentionne pas les effets socio-économiques importants que ce projet pourrait avoir sur la MRCB ni les mesures qui permettraient d'atténuer d'éventuelles répercussions socio-économiques défavorables. Avant la tenue de l'audience, la MRCB a demandé une prorogation de la période allouée pour le dépôt des preuves afin de pouvoir présenter le rapport intitulé *A Socio-Economic Study of the Development*

*of the Sable Gas Projects on the Cape Breton Regional Municipality* (Étude des effets socio-économiques de la mise en oeuvre des projets gaziers de l'île de Sable, appelée ci-après l'«étude socio-économique»); ce rapport était en voie d'être préparé pour la province de la Nouvelle-Écosse en consultation avec la MRCB. Cette dernière a justifié sa demande de prorogation en soutenant que les résultats de l'étude seraient pertinents pour la détermination des effets socio-économiques du projet sur Cap-Breton.

La Municipalité régionale d'Antigonish («MRA») a soutenu la thèse de la MRCB selon laquelle les renseignements socio-économiques fournis par M&NP étaient inadéquats. La MRA estimait en effet que l'évaluation de M&NP se cantonnait aux questions relatives à la construction.

Dans sa réponse à la demande de prorogation de la MRCB visant à permettre le dépôt de l'étude socio-économique, la Nouvelle-Écosse a fait des observations indirectes au sujet de l'à-propos de la portée de l'évaluation socio-économique menée par M&NP. Dans une lettre adressée à l'Office le 5 novembre 1998, la Nouvelle-Écosse a souligné que le contenu anticipé de l'étude socio-économique sera peu pertinent, voire pas du tout, pour l'instance entamée devant l'Office. La Nouvelle-Écosse a souligné que l'étude socio-économique traitait de questions d'importance générale concernant la mise en valeur du gaz naturel et la disponibilité de ce produit dans l'ancien comté de Cap-Breton, mais qu'elle ne se rapportait pas expressément au projet de M&NP.

M&NP a soutenu que son évaluation socio-économique était appropriée compte tenu de l'envergure du projet. La compagnie jugeait que les effets socio-économiques du projet étaient limités largement aux répercussions prévues dans le voisinage immédiat des installations pipelinaires proposées. Selon elle, les incidences directes du projet seraient modestes par rapport à celles d'autres projets industriels récents, mais néanmoins positives. M&NP a fait valoir qu'elle considérait que son projet n'aurait pas d'effets socio-économiques substantiels sur la MRCB compte tenu de la distance séparant ce dernier de la MRCB.

### *Opinion de l'Office*

L'Office s'intéresse aux effets socio-économiques d'un projet en raison de ses responsabilités en vertu de la LCÉE, et de la nécessité de tenir compte de l'intérêt public en vertu de la *Loi sur l'ONÉ*.

L'Office note que, en ce qui concerne l'évaluation des effets socio-économiques aux termes de la LCÉE, seuls les effets qui découlent de changements au milieu directement imputables au projet doivent être pris en considération. Comme exemple de changement imputable à un projet on peut citer la dégradation de l'habitat du poisson et des ressources halieutiques, changements qui peuvent à leur tour avoir des conséquences sociales ou économiques négatives, comme porter atteinte à la pêche récréative ou commerciale. L'Office est d'avis que la position de la MRCB est basée sur la prétendue insuffisance des renseignements portant sur les changements socio-économiques directs, plutôt que sur les répercussions socio-économiques découlant d'effets environnementaux. L'Office a décrit de manière générale son intérêt à l'égard des questions socio-économiques dans ses DED. L'objet des DED est de guider les demandeurs pour ce qui est de la nature des renseignements dont ils doivent étayer leur demande. L'Office examine toute demande reçue et détermine si elle contient suffisamment d'information pour faire l'objet d'une audience. En l'espèce, l'Office a

jugé qu'il y avait suffisamment de renseignements dans la demande, y compris des renseignements de nature socio-économique, pour aller de l'avant. L'Office fait également remarquer que ses DED définissent les attentes en matière de dépôt de renseignements pour une grande variété de projets, étant donné que les effets potentiels des projets varient de manière importante en fonction de la nature et de l'envergure de ces projets. C'est pourquoi les DED indiquent que le degré de détail des renseignements attendus devrait correspondre à la nature et à l'ampleur des incidences prévues. Une telle approche encourage le choix de limites maniables et pertinentes pour ce qui concerne les dimensions spatiales et temporelles et les sujets traités lors de la détermination de la portée des études socio-économiques requises par l'Office.

Pour ce qui est des renseignements socio-économiques présentés par M&NP, l'Office remarque que la compagnie a relevé et évalué les incidences dans le voisinage immédiat de l'emplacement prévu pour le projet. En conclusion, l'Office est convaincu que le degré de détail des renseignements socio-économiques fournis par M&NP est approprié, compte tenu de la nature et de l'envergure du projet.

### **3.2.2 Retombées sur le plan de l'emploi et des achats**

La Municipalité du district de Guysborough («MDG»), la MRCB ainsi que les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick ont soulevé des questions concernant l'emploi et les achats. Elles ont souligné que des perspectives devraient être offertes au marché local dans ces deux secteurs.

M&NP a estimé que la construction de son projet, répartie sur six mois, nécessiterait un effectif de jusqu'à 60 travailleurs de la construction plus 20 personnes comprenant des employés de la compagnie, des inspecteurs et des entrepreneurs techniques et professionnels. La compagnie a fait part de son intention de maximiser le recrutement local et elle prévoit que 80 % des travailleurs seraient des résidents de Nouvelle-Écosse. Compte tenu de la disponibilité actuelle de main d'oeuvre en Nouvelle-Écosse, M&NP n'envisage aucune pénurie à ce niveau.

En outre, M&NP a déclaré que sa politique consiste à s'approvisionner localement lorsque les produits sont disponibles et que la qualité, les prix et le soutien à la clientèle satisfont à ses exigences.

#### *Opinion de l'Office*

L'Office est d'avis que M&NP a élaboré des plans appropriés pour offrir au marché local un accès libre et impartial aux possibilités en matière d'emploi et d'achats et qu'elle s'efforce d'offrir des retombées bénéfiques à la population locale.

### **3.2.3 Incidence sur le développement futur**

La MRCB a dit craindre la possibilité que le projet entraîne un déplacement de la demande d'électricité et de charbon en provenance de Cap-Breton et une baisse de la compétitivité relative de son secteur industriel. La MRCB a soutenu que si la région n'avait pas accès au gaz naturel, il en résulterait un déclin économique et social plus rapide que celui qui s'est produit au cours des trente dernières années. La MRCB a également souligné que le pipeline proposé serait trop modeste pour répondre dans l'avenir à une éventuelle demande de gaz naturel du Cap-Breton.

La MDG est d'avis que le gaz naturel devrait être accessible à l'intérieur de la réserve de terrains à vocation industrielle de Melford, qui a été désignée pour utilisation future par l'industrie pétrochimique d'aval. Un certain nombre d'intervenants ont soutenu l'idée qu'un pipeline plus gros est nécessaire pour satisfaire aux futurs besoins de développement régional. Parmi les intervenants qui prônaient un pipeline de plus grand diamètre pour satisfaire à la demande future en gaz naturel se trouvaient la MRCB, la Enterprise Cape Breton Corporation, la Strait-Highlands Regional Development Agency, la Municipalité du comté de Richmond, la Municipalité du comté d'Inverness et le caucus du Nouveau parti démocratique de la Nouvelle-Écosse. La Sydney Steel Corporation a également fait parvenir une lettre de commentaires contenant des remarques dans ce sens.

M&NP a soutenu que le projet n'affecterait pas l'utilisation du charbon ou de l'électricité du Cap-Breton mais qu'il provoquerait le remplacement du propane dans une installation ainsi que celui du pétrole lourd et des copeaux à brûler dans un autre établissement. M&NP considère que la question du développement régional futur relève de considérations relatives à l'utilisation finale, et que celles-ci débordent le cadre du projet faisant l'objet de la demande. De même, M&NP s'oppose à la position de la MRCB portant que la disponibilité du gaz naturel dans la région du Détroit de Canso désavantagerait la MRCB sur le plan concurrentiel en Nouvelle-Écosse et que le projet aurait donc des répercussions socio-économiques défavorables.

M&NP a reconnu que l'ampleur des retombées du projet pour la Nouvelle-Écosse dépendrait de la plus ou moins grande accessibilité du gaz pour les communautés situées le long du pipeline, pour des usages domestiques, commerciaux et industriels.

### *Opinion de l'Office*

Bien que la MRCB ait affirmé que le gaz naturel se substituerait au charbon, aucune preuve soutenant cette affirmation, c'est-à-dire que le projet entraînerait par lui-même l'abandon du charbon de Cap-Breton, n'a été avancée. Les seuls expéditeurs qui ont passé des contrats pour être alimentés en gaz naturel n'utilisent pas le charbon actuellement. Le scénario selon lequel d'autres utilisateurs potentiels du gaz naturel contribueraient, en accédant à ce produit, à faire disparaître le charbon est pure conjecture.

L'Office reconnaît le bien-fondé des inquiétudes formulées par la MRCB, à savoir que le projet pourrait réduire la compétitivité du secteur industriel de Cap-Breton par rapport à celle d'autres régions si le gaz naturel n'y était pas accessible aussi rapidement qu'ailleurs. L'Office note cependant que la zone industrielle de Cap-Breton est relativement proche du pipeline proposé, comparativement à plusieurs autres régions des Maritimes. En supposant que le réseau de distribution du gaz naturel soit mis en place comme prévu en Nouvelle-Écosse, Cap-Breton ne devrait pas être désavantagé par rapport à d'autres régions des Maritimes.

Enfin, l'Office est d'avis que l'accès local au gaz naturel pourrait finalement constituer le principal bienfait économique du projet. L'Office pense cependant que les demandes d'accès au gaz naturel des administrations locales et régionales doivent être considérées dans le cadre de la planification du développement communautaire et régional et des politiques connexes, et qu'elles relèvent donc des compétences de la province.

L'opinion de l'Office pour ce qui est de la taille appropriée du pipeline est exposée aux chapitres 2 et 5.

### **3.2.4 Services communautaires**

La construction d'un pipeline peut entraîner une demande supplémentaire à l'égard des services communautaires publics et privés, tels que les services médicaux et les services de soins d'urgence, les réseaux de transport, le logement ou les infrastructures touristiques. La nature et l'ampleur de ce type d'incidences dépendent en général de l'envergure, de l'échéancier et de la durée du projet, du déroulement éventuel d'autres projets de construction importants et de la disponibilité de services dans la communauté. M&NP a relevé les services de soins d'urgence, la capacité routière et la circulation, le logement ainsi que les effets sur les activités récréo-touristiques comme étant des questions socio-économiques qui soulèvent des préoccupations.

En ce qui concerne les services de soins d'urgence, M&NP a déposé une preuve indiquant qu'il y aurait un service d'ambulance et du personnel qualifié sur les chantiers. Des services ambulanciers et d'évacuation par air sont également disponibles à l'échelle de la province et aucune partie de l'emprise ne se trouve à plus d'une heure du plus proche hôpital. La compagnie s'attend à ce que son projet n'entraîne qu'une faible augmentation de la demande pour les services de santé et de soins médicaux.

Pour ce qui est de la circulation et de la capacité routière, M&NP se fiera aux conclusions de l'étude portant sur ses questions. Cette étude a été menée et soumise au ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse ainsi qu'à l'Office relativement à la construction de la canalisation principale de M&NP et à l'aménagement de l'usine de traitement du gaz et du pipeline de LGN de SOEI. M&NP a soutenu que la capacité de transport offerte par la route 104, les voies ferrées et le nouveau quai de Goldboro est suffisante et qu'il n'y aurait pas d'effets résiduels négatifs moyennant une consultation appropriée et une planification efficace de la circulation liée au projet.

M&NP a réalisé un inventaire des logements disponibles dans la région adjacente au pipeline proposé et a conclu qu'il y existait suffisamment de logements pour les travailleurs. Cette conclusion est basée sur l'hypothèse que 40 travailleurs auront besoin de logements loués, qu'il y aura suffisamment de logements libres à moins de 60 km des chantiers, et que SOEI réussira, en collaboration avec les gens de la région, à inventorier les possibilités d'hébergement chez des particuliers et à en faire la promotion.

M&NP a soutenu que le projet n'aurait que des répercussions minimales sur les ressources récréatives grâce aux mesures d'atténuation et en raison de la courte durée de la construction. M&NP a adopté les mesures d'atténuation et les pratiques de gestion exemplaires que SOEI s'est engagée à appliquer à l'égard des ressources récréatives. Les mesures d'atténuation consistent entre autres à décourager les intrusions indésirables sur la servitude et à préserver l'esthétique de l'environnement le long de l'emprise proposée. Les pratiques de gestion exemplaires consisteront entre autres à publier dans les journaux locaux un avis détaillant le calendrier des activités de construction; à aviser et consulter les groupes d'utilisateurs locaux avant le début de la construction; à signaler à l'aide de panneaux les travaux de construction dans les aires de loisirs; à restaurer le lit et les berges des cours d'eau; à éviter de perturber la faune.

### *Opinion de l'Office*

Compte tenu des circonstances locales, de la planification menée par M&NP et des mesures d'atténuation proposées, l'Office est d'avis qu'il est peu probable que le projet ait des répercussions négatives sur les services communautaires. L'Office note également que M&NP a planifié ses travaux de construction de concert avec SOEI qui installera simultanément son pipeline de LGN dans la même tranchée.

## **3.3 Choix du tracé et questions foncières**

### **3.3.1 Processus de sélection du tracé**

#### **Tracé entre la canalisation principale et l'usine de fractionnement de SOEI**

Dans le cadre de l'instance GH-6-96, SOEI a effectué une analyse de tracé afin de choisir, en fonction de critères environnementaux, socio-économiques, techniques et financiers, un emplacement convenable pour son pipeline de LGN, qui s'étendrait de l'usine de traitement de gaz située près de Goldboro jusqu'à l'usine de fractionnement prévue dans la région de Point Tupper. Le couloir privilégié a fait l'objet d'une étude des incidences environnementales («ÉIE»), qui a été présentée à la CEPC. Le processus de sélection du couloir consistait à choisir pour le pipeline de LGN un couloir de un kilomètre de largeur qui convenait à la fois sur le plan environnemental et socio-économique.

#### **Tracé entre l'usine de fractionnement et le point terminal**

Pour choisir le couloir à privilégier et l'emplacement de l'emprise entre l'usine de fractionnement de SOEI et le point terminal, M&NP a défini plusieurs tracés éventuels qui longeraient des emprises établies (p. ex. routes, voies ferrées, installations de services publics) afin de perturber le moins possible le milieu naturel et le contexte socio-économique. C'est ainsi que trois emprises possibles ont été définies et évaluées au regard des impératifs environnementaux, socio-économiques et techniques.

M&NP s'est laissée guider par les principes directeurs suivants pour choisir le tracé privilégié :

- a) le site de la station de transfert de la propriété à l'usine de fractionnement de SOEI constituerait le point d'approvisionnement;
- b) le point terminal serait le site de l'usine de CGC;
- c) l'emprise serait de 15 m de largeur sauf aux endroits où l'espace de travail est limité;
- d) le tracé doit convenir sur le plan environnemental, social, technique et économique;
- e) il faut respecter les DED de l'Office.

Le choix de la zone d'étude dépendait directement des points de livraison terminaux que M&NP avait définis. La limite nord de la zone d'étude se trouvait entre le réservoir du lac Landrie et le Détroit de Canso, soit une distance d'environ 1,5 km.

Une fois la zone d'étude délimitée, des cartes des contraintes établies à l'échelle de 1:50 000 ont été employées pour choisir des couloirs de rechange. Dans la mesure du possible, ceux-ci ont été définis de manière à longer des emprises établies, p. ex. routes, voies ferrées et installations de services publics. La largeur du couloir ne pouvait dépasser 100 m environ en raison du haut niveau de développement de la région. Vu l'impossibilité de délimiter avec précision une bande de 100 m ou de

définir les contraintes de façon détaillées, il a fallu employer à la fois des cartes établies à l'échelle 1:50 000 et des cartes à l'échelle 1:10 000. À cette étape, les cartes ont servi principalement pour cerner les contraintes précises aux points de vue environnemental, socio-économique et technique, et les contraintes sur le plan de la construction. En outre, M&NP a privilégié un aménagement parallèle aux emprises et aux couloirs linéaires existants afin de perturber l'utilisation des terres le moins possible et d'atténuer les effets potentiels sur des composantes environnementales ou socio-économiques importantes.

M&NP a examiné les données disponibles et a fait une reconnaissance de la région en hélicoptère en 1998 afin d'élaborer des couloirs de rechange et de choisir le couloir à privilégier. M&NP a présenté les couloirs de rechange et le couloir privilégié au public à l'occasion d'assemblées portes ouvertes qui ont eu lieu à Guysborough et à Point Tupper en mai 1998. Le public a eu l'occasion d'examiner l'information présentée et de formuler ses commentaires.

M&NP a choisi le couloir privilégié à l'issue des assemblées portes ouvertes. Le couloir suit la limite sud de la propriété de l'usine de fractionnement de SOEI et le couloir abritant des installations ferroviaires et électriques jusqu'à la route Industrial Park; il longe la route vers le nord, jusqu'à la servitude de la conduite d'eau municipale, vire à l'ouest pour traverser des terrains à vocation industrielle, puis se poursuit jusqu'au site de l'usine de CGC. Ayant quelque 4 km de longueur, ce couloir a été retenu parce qu'il répondrait aux critères suivants :

- a) longer des emprises établies sur toute sa longueur;
- b) éviter dans la mesure du possible les endroits où le substratum rocheux est peu profond ou exposé;
- c) éviter les pentes abruptes et les zones résidentielles;
- d) réduire au minimum la longueur du gazoduc;
- e) longer la conduite d'eau municipale;
- f) réduire au minimum les effets sur les zones humides voisines et la proximité des résidences et des petites propriétés;
- g) éviter les zones perturbées et les lieux d'enfouissement de déchets industriels.

### **3.3.2 Besoins en terrains**

M&NP a indiqué que le latéral Point Tupper projeté serait aménagé sur une emprise permanente de 25 m de largeur qui s'étendrait sur 55 km. Elle a ajouté que l'emprise pourrait être moins large par endroits si l'espace de manoeuvre disponible était limité de quelque façon. Le gazoduc proposé partagerait la même tranchée et la même emprise que le pipeline de LGN de SOEI.

Le tronçon de 4 km qui va de l'usine de fractionnement au point de livraison terminal serait aménagé sur une emprise de 15 m. Là où la conduite serait installée sur une réserve pour chemin existante, l'aire de travail serait ramenée à moins de 15 m. Il s'agirait d'adapter les méthodes de construction en fonction des limites d'espace. En réponse à des demandes de renseignements de l'Office, M&NP a fourni des schémas (profil en travers) des emprises de 25 et de 15 m en identifiant les diverses activités qui seraient menées à l'intérieur de celles-ci.

## **Aires de travail temporaires**

L'aménagement d'un pipeline qui traverse un cours d'eau ou des zones humides nécessite habituellement un espace de travail supplémentaire, de part et d'autre du franchissement, en sus de la servitude standard. Cet espace est requis pour préparer le tronçon de conduite, entreposer temporairement les matériaux de terrassement ou de remblayage et conserver les déblais des fossés.

SOEI a indiqué qu'il lui faudrait habituellement un espace de 10 m de largeur sur 30 m (et plus) de longueur de part et d'autre du franchissement d'un cours d'eau, lequel s'ajouterait à la servitude de 25 m. L'expérience enseigne qu'un tel espace de travail supplémentaire suffit pour des franchissements. À l'audience, M&NP a indiqué que pour répondre à ses besoins d'espace de travail temporaire, elle avait décidé d'acheter une servitude permanente aux endroits où il lui faudrait plus d'espace de manoeuvre. La décision de se procurer une servitude permanente comme aire de travail temporaire a été prise de telle sorte que si l'une ou l'autre des compagnies avait de nouveau besoin de l'espace en question pour excaver le pipeline après sa mise en service, elle disposerait des terrains requis et n'aurait pas à retourner voir le propriétaire foncier.

Pour ce qui concerne l'avis à donner aux propriétaires fonciers, M&NP a déposé un relevé chronologique des travaux à terre (*Chronology of Lands Activities*) qui détaille les activités à exécuter, le calendrier et le déroulement de chaque événement. La compagnie a aussi déposé auprès de l'Office des échantillons des avis et des accords visés au paragraphe 87(1), relativement aux accords d'acquisition de servitudes permanentes et d'aires de travail temporaires.

### **3.3.3 Emprises partagées**

Dans sa demande, M&NP a indiqué que les installations relatives au latéral Point Tupper avaient été conçues de sorte qu'elles soient construites dans la même tranchée et sur la même emprise que le pipeline de LGN de SOEI, pour ce qui est du tronçon compris entre la canalisation principale et l'usine de fractionnement de SOEI, dans la région de Point Tupper. L'aménagement du gazoduc exigerait d'acquérir des droits fonciers, sous forme de servitude, pour en permettre la construction, l'exploitation et l'entretien ultérieurs. SOEI détiendra également une servitude sur la même emprise, pour les besoins de son pipeline de LGN.

Pour comprendre le fonctionnement de tels accords de servitude chevauchants, et leurs effets sur les propriétaires fonciers, l'Office a prié M&NP de lui fournir des copies de tous les accords conclus entre elle et SOEI au sujet des emprises de 25 m qui seraient acquises aux termes de lois provinciales et fédérales. En réponse à cette requête, M&NP a indiqué qu'elle en était à élaborer un certain nombre d'ententes, dont les suivantes :

- a) l'entente relative au latéral Point Tupper;
- b) l'entente d'exploitation;
- c) une lettre d'engagement.

#### **Entente relative au latéral Point Tupper**

L'entente relative au latéral Point Tupper précise le prix et les modalités d'achat du pipeline de franchissement du Détroit de Canso, ainsi que le prix et les modalités associés à l'ingénierie, à l'acquisition, à la construction et à l'inspection du latéral Point Tupper, en prenant pour acquis qu'il

serait aménagé dans la même tranchée que le pipeline de LGN. La clause 8.1 de l'entente prescrit ce qui suit :

M&NP et SOEI conviennent chacune de collaborer à l'élaboration d'une politique conjointe à l'égard des propriétaires fonciers se trouvant le long de la canalisation latérale et du pipeline de LGN.

M&NP a indiqué que la politique conjointe mentionnée dans cette clause n'était pas censée être une politique officielle. Elle a précisé que M&NP et elle-même ont toutes deux des obligations envers les propriétaires fonciers. M&NP a préparé certains instruments, dont des lettres d'engagement, et tient à ce que ceux-ci soient fournis aux propriétaires fonciers touchés. SOEI a accepté de se servir des lettres d'engagement de M&NP.

La clause 8.2 de l'entente traite d'un système de suivi des plaintes. M&NP a affirmé qu'elle a mis en place une base de données pour consigner les plaintes et sujets de préoccupation transmis par le personnel sur le terrain et qu'un rapport serait produit périodiquement pour documenter les réponses apportées aux plaintes.

M&NP s'est engagée vis-à-vis de l'Office à énoncer par écrit une politique concernant les propriétaires fonciers et à la communiquer à ces derniers.

### **Entente d'exploitation**

M&NP et SOEI sont en voie de négocier une entente d'exploitation visant à établir des lignes de conduite pour l'exploitation individuelle et conjointe de la canalisation de gaz naturel Point Tupper et le pipeline de LGN. L'entente ferait également ressortir les possibilités de réaliser des avantages mutuels, grâce aux gains d'efficacité et à la synergie résultant de cette entreprise de collaboration. M&NP s'est engagée à déposer une copie de l'entente auprès de l'Office, une fois que les compagnies l'auraient parachevée.

### **Lettre d'engagement**

M&NP a indiqué qu'elle fournira une lettre d'engagement aux propriétaires fonciers. SOEI se servira aussi du document, qui doit être remis aux propriétaires fonciers au cours du programme d'acquisition de terrains. M&NP a fourni à l'Office une copie d'une lettre d'engagement qu'elle remet actuellement aux propriétaires fonciers se trouvant le long des tracés des latéraux Halifax et Saint John, et dont elle s'inspirerait pour rédiger la lettre d'engagement à l'intention des propriétaires fonciers touchés par le latéral Point Tupper. M&NP a ajouté qu'en raison du caractère unique du projet, il faudrait réviser la lettre d'engagement pour y refléter la nature du projet, l'interaction entre M&NP et SOEI, ainsi que les principes directeurs et les responsabilités associés à l'exploitation du projet.

La lettre d'engagement aborderait les aspects suivantes : les communications relatives au projet, la construction du pipeline (en général), les travaux de construction menés dans des régions boisées et sur des terres agricoles, l'utilisation de la surface de la servitude, et la zone de sécurité<sup>1</sup> prescrite par

---

<sup>1</sup> Outre l'emprise particulière acquise aux termes de l'accord de servitude, une zone de sécurité de 30 m est établie de part et d'autre de l'emprise. Cette zone de sécurité, qui est prévue par la Loi sur l'ONÉ, interdit les travaux d'excavation susceptibles de poser un risque pour la sécurité.

l'ONÉ. M&NP s'est engagée à déposer une copie de l'entente auprès de l'Office, une fois celle-ci mise au point.

### 3.3.4 Préoccupations des propriétaires fonciers

Dans une lettre de commentaires, M. Alan Hayman, avocat représentant plusieurs propriétaires fonciers, a soulevé les quatre questions qui suivent. Les réponses que M&NP y a apportées au cours de l'instance sont données à la suite de chacune des questions.

- a) Qu'en est-il de la disposition, contenue dans les accords de servitude de SOEI signés par les propriétaires fonciers, qui interdit à ces derniers d'accorder des droits supplémentaires à une tierce partie sans le consentement écrit de SOEI?

M&NP a indiqué avoir été informé qu'il est probable que SOEI donnerait son consentement.

- b) Le pipeline de LGN et la canalisation latérale Point Tupper sont réglementés séparément par des organismes de réglementation provincial et fédéral, respectivement; comment les propriétaires fonciers feront-ils pour savoir lequel de ces organismes est compétent lorsque les normes découlant de leur réglementation respective sont différentes?

Comme il est précisé dans l'entente relative au latéral Point Tupper, M&NP confierait sous contrat à SOEI la construction de la partie du latéral Point Tupper comprise entre la canalisation principale et l'usine de fractionnement. M&NP serait responsable devant les propriétaires fonciers et l'Office de toute question découlant de la construction et de l'exploitation des installations du latéral Point Tupper. SOEI serait responsable devant les propriétaires fonciers et les organismes de réglementation provinciaux pour toute question résultant de la construction et de l'exploitation du pipeline de LGN. Pendant les travaux de construction, un agent d'emprise représentant M&NP et SOEI agirait en tant que principal point de liaison pour les propriétaires fonciers pour veiller à ce que les questions et les problèmes que ces derniers soulèvent soient abordés et résolus de manière éclairée. La lettre d'engagement offrirait des détails supplémentaires à propos des mécanismes de contrôle et de gestion, tels que le système de communication et de résolution des problèmes.

Avant la mise en service du latéral Point Tupper et du pipeline de LGN, les propriétaires fonciers auront reçu les détails des accords d'exploitation entre M&NP et SOEI. La lettre d'engagement constituerait une déclaration des principes directeurs et des responsabilités de M&NP et de SOEI pour ce qui est de l'exploitation des pipelines.

- c) Qui est responsable pendant la construction et quel palier de gouvernement va superviser la construction et répondre aux préoccupations des propriétaires fonciers?

M&NP a fait savoir que la construction et l'exploitation du latéral Point Tupper seraient soumises aux dispositions de la *Loi de l'ONÉ* et de ses règlements d'application, tandis que le pipeline de LGN serait régi par les dispositions de la *Nova Scotia Pipeline Act* et de ses règlements d'application.

- d) Est-ce que M&NP acquerrait la servitude requise comme si aucun intérêt n'avait déjà été accordé (c.-à-d. la servitude acquise par SOEI).

M&NP ne réduirait pas la valeur marchande de la servitude le long du latéral Point Tupper à un montant symbolique parce qu'elle a déjà été acquise par SOEI. Cependant, M&NP ne s'attend pas à indemniser les propriétaires pour des dommages qui ont déjà été payés par SOEI, par exemple les dommages résultant du déboisement. M&NP se conformerait à toutes les dispositions concernant l'indemnisation qui sont décrites aux articles 86 et 87 de la *Loi sur l'ONÉ* lorsqu'il s'agirait d'accorder une indemnité aux propriétaires fonciers pour la servitude requise le long du latéral Point Tupper.

### *Opinion de l'Office*

L'Office trouve acceptable les critères identifiés par M&NP aux fins de la sélection du tracé pour le pipeline NPS 8. L'Office estime de surcroît que l'approche adoptée par M&NP pour la sélection du tracé est acceptable et qu'elle permet de choisir un tracé approprié pour le pipeline.

L'Office a soigneusement examiné les effets potentiels de la construction du pipeline sur les propriétaires fonciers touchés, y compris la quantité de terrains nécessaire pour les servitudes et les aires de travail temporaires. L'Office estime que les besoins prévus de M&NP et la méthode d'acquisition des servitudes et des aires de travail temporaires sont raisonnables et justifiés pour ce projet.

En résumé, l'Office est satisfait du processus de sélection de tracé adopté par M&NP et de l'approche de cette dernière pour ce qui est des questions foncières relatives à ce projet. L'Office note cependant que plusieurs documents de politique, qui sont en voie de parachèvement, doivent être soumis à son approbation.

## **3.4 Exemption demandée aux termes de l'article 58**

Dans une décision rendue au début de l'audience, l'Office a rejeté une motion de M&NP visant à modifier sa demande déposée aux termes de l'article 52 afin d'en exclure quelque 5 km de canalisation qui seraient aménagés dans des zones humides le long du tracé de 55 km. M&NP voulait supprimer cette partie du tracé de sa demande aux termes de l'article 52 et demander une exemption à son égard en vertu de l'article 58. Sa demande avait pour but d'accélérer l'approbation du tronçon de 5 km, de sorte que SOEI puisse exécuter les travaux de construction dans les zones humides en février 1999, comme elle le prévoyait. SOEI avait invoqué des motifs environnementaux pour démontrer qu'il était préférable d'effectuer la construction en zones humides pendant l'hiver.

M&NP a présenté de solides raisons environnementales et économiques pour justifier une approbation rapide du tronçon de 5 km, mais l'Office a statué qu'il n'existait aucun fondement légal pour faire droit à la motion. Faisant référence au jugement rendu par la Cour d'appel fédérale dans la décision *Pesh Creek*<sup>1</sup>, l'Office a établi qu'un demandeur n'avait pas le droit de diviser son pipeline en plusieurs parties de sorte qu'un des tronçons puisse être examiné en vertu de l'article 58. Toutefois, l'Office a

---

<sup>1</sup> *Alberta c. Westcoast Energy Inc.* [1997] A.C.F. n° 77.

laissé à M&NP la possibilité de faire une demande en vertu de l'article 58 pour obtenir une exemption de l'application de l'article 33 de la Loi à l'égard du tronçon de 5 km de la canalisation. Une exemption aux termes de l'article 33 lui éviterait d'avoir à déposer des plan, profil et livre de renvoi à l'égard du dit tronçon de 5 km. M&NP a déposé une telle demande le 27 novembre 1998.

### *Opinion de l'Office*

La preuve que le demandeur a déposée sur les questions environnementales indiquait que le fait de mener la construction en hiver réduirait l'impact du projet sur les zones humides et qu'il y aurait un impact supplémentaire sur l'environnement s'il fallait que l'entrepreneur soit obligé de construire les deux canalisations séparément. En outre, il est nettement moins économique d'avoir à prévoir deux périodes de construction. Par conséquent, l'Office juge que, pour des motifs environnementaux et économiques, il est préférable qu'il n'y ait qu'une période de construction dans les zones humides vulnérables le long du tracé.

Il n'est pas loisible au demandeur de diviser son projet en plusieurs parties afin de soustraire un pipeline de plus de 40 km de longueur à l'exigence d'obtenir un certificat autorisant sa construction et son exploitation. Toutefois, l'Office estime qu'il est admissible d'exempter une partie de la canalisation, dans des circonstances appropriées, de l'application des exigences de l'article 33. Selon l'article 33, une compagnie doit déposer des plan, profil et livre de renvoi à l'égard du pipeline. Si M&NP est exemptée de cette exigence, elle pourra amorcer la construction dès que le certificat lui est accordé. Il ne serait pas nécessaire d'assujettir cette partie du pipeline au processus d'établissement du tracé détaillé, ce qui empêcherait effectivement d'effectuer la construction dans les zones humides pendant l'hiver. M&NP a communiqué avec les propriétaires fonciers qui sont touchés par cette partie du pipeline et aucune préoccupation ne semble avoir été soulevée. Par conséquent, dans la mesure où M&NP obtient tous les droits fonciers requis, l'Office est convaincu que, pour les motifs cités plus haut, il est conforme à l'intérêt public d'exempter M&NP de l'application des exigences de l'article 33 en ce qui concerne le tronçon de 5 km qui doit passer dans des zones humides.

## Chapitre 4

# Questions tarifaires

---

### 4.1 Politique relative aux latéraux de M&NP

À l'instance GH-6-96, l'Office a approuvé la conception de droits timbres-poste pour la portion canadienne du gazoduc de M&NP. L'Office a jugé que le droit timbre-poste, fixé à environ 0,60 \$/10<sup>6</sup>Btu/j, assurait un équilibre approprié entre d'une part, l'encouragement du développement des marchés du gaz en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick et d'autre part, la capacité du gazoduc de M&NP de demeurer concurrentiel par rapport aux autres gazoducs desservant les marchés du nord-est des É.-U. À l'instance GH-6-96, l'Office a également approuvé la politique relative aux latéraux de M&NP, qui a été conçue à titre de test pour la construction de latéraux à destination des marchés de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick <sup>1</sup>. La CEPC a considéré le droit timbre-poste et la politique relative aux latéraux comme un ensemble qui permettrait d'asseoir le gazoduc sur une base économique solide pendant ses premières années d'exploitation et d'optimiser le développement futur du marché du gaz dans les Maritimes.

Outre la politique relative aux latéraux, M&NP a déposé, à l'instance GH-6-96, une entente intitulée «Position conjointe sur la conception des droits et les latéraux» qui avait été négociée entre M&NP, SOEP, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse. L'une des principales dispositions de cette entente était l'engagement pris par M&NP d'élaborer des plans de travail visant la construction d'un latéral à destination du Cap-Breton.

En dernier lieu, M&NP a négocié un protocole d'entente («PE») avec SOEP, Nova Scotia Power et la province de la Nouvelle-Écosse le 3 décembre 1997. Dans ce PE, M&NP s'est engagée à construire le latéral Point Tupper concurrentiellement avec le pipeline de LGN de SOEI, à condition que soient signées des ententes de service de transport garanti visant au moins 10 000 10<sup>6</sup>Btu/j, pour une période d'au moins 20 ans<sup>2</sup>.

#### 4.1.1 Application de la politique relative aux latéraux

À la présente instance, M&NP a demandé à l'Office de délivrer, en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, une ordonnance confirmant qu'aucune contribution d'aide à la construction ne serait perçue auprès des expéditeurs du latéral Point Tupper et que le coût total du service de ce dernier serait inclus dans le calcul des droits de M&NP.

Selon la politique relative aux latéraux de M&NP, si la capacité réservée par contrat d'un latéral proposé génère des recettes suffisantes pour couvrir le coût annuel du service du projet en tenant pour acquis un droit d'essai minimal de 0,60 \$/10<sup>6</sup>Btu, M&NP construirait le latéral sans contribution supplémentaire de la part de l'expéditeur. Par contre, si le latéral proposé ne générerait pas de recettes

---

<sup>1</sup> Le texte intégral de la politique relative aux latéraux se trouve à l'annexe V.

<sup>2</sup> Le texte intégral du PE se trouve à l'annexe VI.

suffisantes pour couvrir le coût du service, M&NP exigerait de l'expéditeur une contribution visant à combler le manque à gagner (ou insuffisance de recettes). Le manque à gagner est la différence cumulative entre le droit calculé en fonction des coûts estimatifs et des volumes acheminés par le latéral éventuel et le droit d'essai de 0,60 \$/10<sup>6</sup>Btu, pendant la période visée par les contrats proposés.

Dans le cas des installations de Point Tupper, le coût annuel du service associé aux installations a été calculé pour chaque année selon la méthode classique à partir de l'estimation faite par M&NP des coûts d'immobilisations et d'exploitation des installations et d'un taux d'amortissement fondé sur la durée des contrats de transport des expéditeurs (soit 20 ans). Il a été déterminé qu'au cours des cinq premières années d'exploitation du latéral, il y aurait un manque à gagner total de 719 000 \$.

**Tableau 4-1**  
**Coût du service - Test de la politique relative aux latéraux**  
(000 \$)

<b>Coût de transport</b>	<b>Année 1</b>	<b>Année 2</b>	<b>Année 3</b>	<b>Année 4</b>	<b>Année 5</b>
Frais d'expl. et d'entretien	84	87	91	94	98
Frais d'amortissement	1 042	1 042	1 042	1 042	1 042
Impôt foncier	110	114	119	124	129
Impôt sur le capital	94	89	84	79	74
Impôt sur le revenu	461	736	732	726	720
Rendement de la base des taux	<u>1 766</u>	<u>1 673</u>	<u>1 583</u>	<u>1 494</u>	<u>1 405</u>
Coût total du service	3 556	3 741	3 651	3 560	3 468
Déterminants de la demande annuelle	187 200	187 200	187 200	187 200	187 200
Demande (\$/10 <sup>6</sup> Btu/mois)	18,9974 \$	19,9838 \$	19,5023 \$	18,5231 \$	18,5231 \$
Facteur de charge de 100% (\$/10 <sup>6</sup> Btu) (droit estimatif)	0,6246 \$	0,6570 \$	0,6412 \$	0,6252 \$	0,6090 \$
Valeur actuelle nette du manque à gagner cumulatif par rapport à un droit de 0,60 \$/10 <sup>6</sup> Btu/j	719 000 \$				

En vertu de la politique relative aux latéraux, M&NP peut, à sa discrétion, renoncer, en totalité ou en partie, à la contribution de l'expéditeur si elle juge que la construction des installations serait économique compte tenu des divers facteurs énumérés dans la politique.

M&NP a indiqué que pour déterminer si un projet était économique, elle évaluait divers critères économiques (p. ex. établissement d'un droit d'essai) ainsi que les facteurs associés à l'estimation des recettes nettes du réseau. M&NP a conclu que ces facteurs laissent prévoir un marché durable qui, en retour, rendait économique le projet de latéral Point Tupper conformément à la politique relative aux latéraux. Par suite de cette conclusion, M&NP a porté à 25 ans (au lieu de 20 ans) la période de rendement de la base des taux et d'amortissement pour tenir compte d'un marché durable au-delà des périodes visées par les contrats. Quand le coût du service est appliqué à cette période prolongée, le nouveau droit d'essai tombe sous le seuil de 0,60 \$/10<sup>6</sup>Btu/j.

M&NP a déclaré qu'elle s'attendait à ce que les expéditeurs actuels du latéral prolongent la durée de leurs contrats de transport au-delà de 20 ans et que l'on devrait considérer qu'il s'agit d'un marché durable. Cette perspective reposait sur le fait que les expéditeurs étaient des entreprises industrielles de très grande taille et que leur intention de signer une entente de 20 ans indiquait fortement qu'ils prévoient mener leurs activités pendant plus de 20 ans. En tenant pour acquis que le régime des droits fondés sur le coût du service existera encore dans 20 ans et qu'aucun ajout majeur aux immobilisations ne sera fait, M&NP a indiqué que les droits seraient encore légèrement inférieurs pendant les années 21 à 25, ce qui inciterait les clients à renouveler leurs contrats.

En outre, M&NP a indiqué que l'on devrait renoncer à la contribution du client pour une autre raison, à savoir qu'une canalisation NPS 6 suffirait amplement à répondre aux besoins en services de transport des trois expéditeurs existants. Les coûts associés à une canalisation NPS 6 auraient permis de respecter le seuil du droit d'essai fondé sur le coût du service sans exiger de contribution de la part du client et, par conséquent, sans compter sur le facteur du marché durable. La décision de construire une canalisation NPS 8 a été basée sur l'hypothèse que d'autres marchés seront desservis par la canalisation. Par conséquent, M&NP a conclu qu'il ne serait pas raisonnable d'imposer ce déficit aux trois expéditeurs existants.

### *Opinion de l'Office*

La politique relative aux latéraux permet de renoncer à une contribution d'aide à la construction si un projet s'avère économique en fonction de divers critères. Au cours de l'instance, M&NP a convenu que ces divers facteurs se réduisaient à une évaluation de l'existence d'un marché durable pour le latéral. Selon l'Office, M&NP a établi qu'il existe un marché durable en raison de l'engagement à long terme des trois expéditeurs et il est raisonnable de prévoir que les contrats de ces derniers seront prolongés au-delà de 20 ans. En raison des avantages économiques liés à la construction partagée, il est clair que le moment est bien choisi pour construire ce pipeline et qu'en construisant une canalisation d'un diamètre légèrement supérieur à celui normalement requis pour répondre à la demande existante, la compagnie sera moins obligée de procéder à des accroissements éventuels de capacité si de nouveaux marchés se développent. Par conséquent, l'Office convient qu'il ne serait pas raisonnable dans ces circonstances particulières d'exiger une contribution d'aide à la construction de la part des expéditeurs du latéral Point Tupper. L'Office est donc d'avis que M&NP a appliqué correctement la politique relative aux latéraux et que, dans le cas présent, le coût total du service du latéral devrait être inclus dans le calcul des droits de M&NP.

### 4.1.2 Préoccupations de SaskEnergy

SaskEnergy a contesté l'à-propos du droit d'essai de 0,60 \$/10<sup>6</sup>Btu/j, établi dans la politique relative aux latéraux, en tant que seuil devant être appliqué aux latéraux. À son avis, le seuil approprié devrait être la plus élevée des deux valeurs suivantes : 60 cents le million de Btu, ou le droit réel perçu sur le réseau de M&NP au moment où la politique relative aux latéraux est appliquée. L'Office a entendu l'argumentation sur ce point et a déterminé que le droit d'essai de 0,60 \$/10<sup>6</sup>Btu/j constituait un élément fondamental de la politique relative aux latéraux. En outre, il a déterminé qu'il ne serait pas indiqué de modifier cette politique car cela constituerait une révision de la décision prise par l'Office à l'instance GH-6-96 à cet égard. La décision figure en totalité à l'annexe III.

SaskEnergy a également exprimé ses préoccupations concernant la façon dont M&NP a appliqué le droit d'essai et au sujet des répercussions sur les sociétés de distribution locale («SDL») éventuelles. Selon SaskEnergy, la «sélection sans restrictions» de la demande industrielle par M&NP aurait pour effet de réduire le nombre de consommateurs et de collectivités qui reçoivent le gaz naturel. SaskEnergy a affirmé que dans le cadre de l'examen de la présente demande, l'Office devrait tenir compte de tout intérêt public susceptible d'être touché par l'acceptation ou le refus de la demande, ou par l'approbation conditionnelle de celle-ci, et que la viabilité des SDL de l'ensemble de la province serait déterminée par la décision de l'Office.

Si l'objectif premier de M&NP en vertu de la politique relative aux latéraux est d'encourager le développement des marchés du gaz en Nouvelle-Écosse, SaskEnergy a fait valoir que les avantages de cette politique ne devraient pas servir uniquement à construire les installations de M&NP, mais que les SDL devaient également en profiter. SaskEnergy a demandé à l'Office d'obliger M&NP à utiliser les fonds générés, en vertu de sa politique relative aux latéraux, par l'acheminement sur le latéral de volumes supérieurs à 15 600 10<sup>6</sup>Btu/j pour faciliter la construction de prolongements jusqu'au latéral Point Tupper. De l'avis de SaskEnergy, cela n'aurait pas d'effets négatifs sur la capacité de M&NP de desservir ses clients ou de maintenir la compétitivité de ses droits, et cela ferait en sorte que les habitants de la Nouvelle-Écosse puissent profiter pleinement des avantages de la politique relative aux latéraux de M&NP.

M&NP et d'autres intervenants se sont opposés à la proposition de SaskEnergy et ont fait valoir qu'elle débordait le cadre de la présente instance.

#### *Opinion de l'Office*

L'Office a examiné la demande de SaskEnergy visant l'ajout d'une condition ou d'un énoncé de principes à son ordonnance concernant l'incidence de la politique relative aux latéraux de M&NP sur les SDL. L'Office est d'avis qu'il ne serait pas pertinent d'annexer une telle condition. Le développement des marchés du gaz naturel dans la province, ainsi que les modalités d'achat et de vente du gaz, constituent une question d'intérêt local qui relève de la compétence de la province.

## 4.2 Arrangements commerciaux

### Nature et modalités de l'entente relative au latéral Point Tupper

L'entente relative au latéral Point Tupper, qui a été conclue entre SOEI et M&NP, contient des dispositions régissant a) l'exécution par SOEI des travaux nécessaires associés à l'ingénierie, à l'acquisition et à la construction de la canalisation latérale de gaz naturel Point Tupper, et b) les arrangements financiers concernant la vente à M&NP de la portion du pipeline qui traverserait le Détroit de Canso. Sur le paiement forfaitaire de 15,6 millions \$ que M&NP verse à SOEI pour la construction de son latéral, une somme d'environ 3,1 millions \$ est liée à l'achat du franchissement du Détroit de Canso.

### Processus de négociation et caractère raisonnable des coûts

Même si Mobil Oil est un associé du projet de M&NP, elle participe également au projet de SOEI par l'intermédiaire d'une société affiliée. Comme le comité de direction de M&NP n'est pas intervenu dans les négociations avec SOEI au sujet de l'entente jusqu'à ce que celle-ci soit prête à être approuvée, M&NP a affirmé que l'entente a été négociée entre entreprises indépendantes.

La Nouvelle-Écosse a posé des questions détaillées aux témoins de M&NP au sujet du caractère raisonnable des coûts qui constituaient le paiement forfaitaire de 15,6 millions \$ pour les installations de Point Tupper. M&NP a soutenu que tous les coûts étaient pleinement justifiés. En ce qui touche le caractère raisonnable du coût lié au franchissement du Détroit de Canso, M&NP a affirmé que ce montant était, selon son estimation, très bas comparativement au risque que les coûts de construction engagés soient plus élevés, faisant remarquer que le paiement serait fixe sans égard aux coûts réels.

M&NP a reconnu qu'elle serait tenue de déposer une demande devant l'Office, en vertu de l'alinéa 74(1)b) de la Loi, pour solliciter l'autorisation d'acheter le tronçon du pipeline qui traverse le Détroit de Canso.

#### *Opinion de l'Office*

L'Office fait remarquer que les arrangements pris par M&NP relativement au franchissement du Détroit de Canso ont soulevé beaucoup de controverse au cours de la présente instance. Le franchissement du Détroit de Canso figurait dans la description initiale du projet, mais M&NP a indiqué qu'elle avait l'intention d'acheter le franchissement auprès de SOEI. Le 16 novembre 1998, M&NP a demandé l'autorisation de modifier sa demande pour retirer le franchissement du Détroit de Canso de la description du projet. Dans sa réponse du 18 novembre 1998, l'Office a avisé la compagnie que cette motion serait entendue au début de l'audience. L'Office a rappelé à M&NP que le franchissement était inclus dans la portée de l'évaluation environnementale et qu'à ce titre, il serait examiné au cours de l'instance sans égard à l'issue de la motion visant à le retirer de la demande aux termes de l'article 52. Dans une lettre adressée à l'Office le 22 novembre 1998, M&NP a retiré sa demande du 16 novembre, affirmant que le franchissement du Détroit de Canso avait toujours fait partie de la demande déposée aux termes de l'article 52.

L'Office reconnaît l'argument de M&NP, à savoir que la décision d'acheter le franchissement, au lieu d'adjuger un contrat à SOEI pour le construire en son nom, reposait sur des raisons commerciales. Cependant, même si M&NP n'a pas déposé de demande pour obtenir l'autorisation de construire la portion de son pipeline qui traverse le Détroit de Canso, elle doit obtenir un certificat en vertu de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ pour l'exploiter. L'Office est d'avis qu'il aurait été préférable pour M&NP d'avoir demandé à l'Office l'autorisation de construire et d'exploiter tout le pipeline de 55 km, y compris le franchissement du Détroit de Canso. Le franchissement n'est pas une installation déjà construite; en fait, les travaux de construction seront exécutés en même temps que la construction des autres éléments des pipelines de SOEI et de M&NP. En outre, le franchissement n'est pas simplement un accessoire du pipeline visé par la demande; il en fait partie intégrante. Même si l'Office aurait préféré une autre démarche, il juge acceptables les arrangements relatifs à l'entente au sujet du franchissement du Détroit de Canso. Le certificat renfermerait une condition portant que M&NP doit présenter une demande à l'Office au sujet de l'achat du franchissement du Détroit de Canso auprès de SOEI.

L'Office est convaincu que les négociations ayant abouti à l'entente relative au latéral Point Tupper ont été menées entre entreprises indépendantes et d'une manière objective. En ce qui a trait au caractère raisonnable des coûts, l'Office constate les économies estimatives de 14 millions de dollars qui seront réalisées grâce à la construction du latéral dans la même tranchée que le pipeline de LGN de SOEI. L'Office est également convaincu que la méthode utilisée par M&NP pour évaluer la justification des coûts particuliers liés à ces installations était raisonnable. Cependant, les coûts réels, une fois engagés, peuvent faire l'objet d'un autre examen dans le cadre d'une instance en vertu de la partie IV.

## Chapitre 5

# Approvisionnement en gaz, transport, marchés et faisabilité économique

---

### 5.1 Approvisionnement en gaz

Le gaz naturel devant être acheminé aux clients desservis par le latéral Point Tupper sera produit à même les réserves de la plate-forme Scotian située près de l'île de Sable au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Au cours de l'instance GH-6-96, SOEP a estimé que les ressources totales de gaz pour la plate-forme Scotian étaient d'environ  $512 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $18,1 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ). À cette même instance, il a été déterminé que la productibilité moyenne quotidienne de la première année serait d'environ  $480\,000 \cdot 10^6 \text{ Btu/j}$ . Dans sa demande visant le latéral Point Tupper, M&NP s'est fiée sur les constatations de l'ONÉ, de la CEPC, du commissaire pour SOEP et de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, qui ont tous conclu à l'existence d'un approvisionnement en gaz suffisant pour étayer les demandes respectives de SOEP et M&NP, au cours de l'instance GH-6-96.

La CEPC a conclu que les promoteurs ont utilisé des sources fiables pour leurs estimations des ressources et que les différents ministères et organismes gouvernementaux s'entendent pour dire que l'approvisionnement en gaz est suffisant. Elle a également conclu que M&NP a démontré que les réserves en gaz et la production prévue sont suffisantes pour étayer sa proposition. À la lumière de ces constatations, M&NP a indiqué qu'il n'était pas nécessaire, à la présente instance, d'examiner la preuve détaillée relative à l'approvisionnement en gaz.

En ce qui a trait à l'approvisionnement en gaz réservé au projet, M&NP a déposé une preuve concernant les arrangements d'approvisionnement en gaz de ses expéditeurs. SOEI utilisera le gaz produit au large des côtes et fourni proportionnellement aux volumes appartenant à chaque producteur en vertu d'un arrangement de 20 ans. Stora a signé des offres de souscription avec Duke Energy pour des volumes de  $11\,000 \cdot 10^6 \text{ Btu/j}$ . Elle prévoit signer un contrat d'approvisionnement en gaz avec Duke Energy. CGC négocie actuellement les modalités d'une entente officielle d'achat et de vente de gaz avec Duke Energy visant la vente garantie de  $1\,000 \cdot 10^6 \text{ Btu/j}$ . CGC s'attend à signer son contrat d'approvisionnement en gaz d'ici la mi-décembre 1998. Stora et CGC prévoient toutes deux prendre livraison de leur approvisionnement en gaz à un facteur de charge de 100 %. Les arrangements d'approvisionnement en gaz de Stora et de CGC visent une période initiale de cinq ans et sont assortis de trois périodes de renouvellement éventuel de cinq ans. Ces deux expéditeurs ont donné l'assurance à l'Office qu'il y avait un gros incitatif pour eux à prolonger ces contrats au-delà de la période initiale de cinq ans étant donné qu'ils se sont engagés à utiliser le pipeline pendant une période de 20 ans.

### 5.2 Arrangements en matière de transport

Les certificats d'utilité publique délivrés à SOEP et à M&NP en vertu de l'instance GH-6-96 donnent à SOEP et à M&NP les autorisations nécessaires pour construire et exploiter les installations d'amont qui fourniront le gaz et le service de transport jusqu'au latéral Point Tupper.

M&NP a conclu avec CGC, SOEI et Stora (appelées collectivement les «expéditeurs») des ententes de service de transport garanti en vertu desquelles ces expéditeurs ont convenu d'accepter le service de transport de gaz naturel à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1999 ou de la date de commencement du service, selon la plus éloignée des deux dates. Les expéditeurs doivent construire les installations d'acheminement en aval pour recevoir le gaz naturel et doivent passer des contrats relatifs à l'approvisionnement en gaz naturel détaillé ci-dessus. Les besoins en combustible de ces expéditeurs seront négligeables car il n'y a pas d'installations de compression sur les installations pipelinières canadiennes de canalisation principale ni sur le latéral Point Tupper. Les arrangements des expéditeurs sont résumés au tableau 5-1.

**Tableau 5-1**  
**Ententes de service de transport garanti**

Nom du client	Marché à desservir	Volume	Service prévu au contrat	Durée	Genre d'entente
CGC	Usine de panneaux de gypse	1 000 10 <sup>6</sup> Btu/j	MN365 (facteur de charge de 100%)	20 ans	Entente de service de transport garanti
SOEI	Usine de fractionnement	3 600 10 <sup>6</sup> Btu/j	MN365 (facteur de charge de 100%)	20 ans	Entente de service de transport garanti
Stora	Pâtes et papier	4 000 10 <sup>6</sup> Btu/j	MN365 (facteur de charge de 100%)	20 ans	Entente de service de transport garanti
Stora	Pâtes et papier	7 000 10 <sup>6</sup> Btu/j	MN365 (facteur de charge de 100%)	20 ans	Entente de service de transport garanti

### 5.3 Marchés

Le marché qui vient étayer le plus clairement le pipeline proposé est constitué des usines de CGC, SOEI et Stora. Outre ces trois expéditeurs ayant signé des ententes de service de transport garanti, M&NP prévoit que d'autres marchés se développeront au moment de la mise en place de réseaux de distribution locale du gaz naturel. Elle prévoit que des franchises de distribution seront accordées en Nouvelle-Écosse en 1999 en vertu de la loi provinciale adoptée en septembre 1997 (*Gas Distribution Act*). La *Gas Distribution Act* (Loi sur la distribution du gaz) a pour objet de fournir un cadre pour la mise en place ordonnée et l'exploitation d'un réseau de livraison du gaz dans la province, et de permettre une saine concurrence dans la vente du gaz pour consommation dans la province.

Se fondant sur sa prévision concernant l'octroi de franchises de distribution, M&NP a élaboré pour la région du Cap-Breton et du nord de la Nouvelle-Écosse une prévision de la croissance future des marchés qui sont susceptibles d'être desservis par le latéral Point Tupper. Cette prévision faisait partie

de l'évaluation générale, faite par M&NP, des marchés potentiels du gaz pour la province de la Nouvelle-Écosse. Certaines hypothèses ont été mises de l'avant concernant l'utilisation, la conversion, le développement et la pénétration du marché<sup>1</sup> pour arriver à une mesure ultime du marché de la Nouvelle-Écosse. Dans son analyse, M&NP a présumé qu'il serait faisable sur le plan économique de mettre en place des réseaux de distribution dans cette région, mais elle n'a pas fourni de preuve particulière à l'appui de cette hypothèse.

Un taux d'acquisition prévu du marché de 50 % a été utilisé pour le marché résidentiel; ce taux est fondé en très grande partie sur l'expérience passée de Westcoast Energy Inc. sur l'île de Vancouver, laquelle représentait, selon M&NP, un tout nouveau marché analogue. La compagnie s'est également fondée sur une étude de marché de Réalités canadiennes qui portait sur les attitudes et les perceptions des consommateurs et des entreprises des Maritimes à l'égard du gaz naturel. M&NP a déclaré que son hypothèse relative aux taux d'acquisition était fondée sur la logique économique de la conversion au gaz naturel ainsi que sur la capacité d'une entreprise d'absorber le coût en capital de la conversion. M&NP a présumé un taux d'acquisition de 65 % pour les clients commerciaux et un taux d'acquisition de 100 % pour les clients industriels là où le service serait offert.

L'analyse de M&NP visait à montrer que le marché potentiel futur pour le latéral Point Tupper pourrait atteindre 13 956 10<sup>6</sup>Btu/j au cours de la quinzième année, excluant les volumes de 15 600 10<sup>6</sup> Btu/j qui font actuellement l'objet de contrats.

En plus des marchés répertoriés, d'éventuels projets industriels pouvant être réalisés dans le futur, comme la centrale de cogénération dont Stora projette la construction, ont été examinés au cours de l'instance. L'installation de 250 mégawatts projetée par Stora nécessiterait environ 29 000 10<sup>6</sup>Btu/j de gaz naturel. Stora prévoit prendre une décision concernant la réalisation de ce projet en 1999.

Les points de vue des intervenants au sujet du marché potentiel devant être desservi par le latéral Point Tupper étaient variés. Enbridge Consumers Energy Inc. n'était pas certaine que le marché serait aussi considérable que le prévoyait M&NP. Par contre, SaskEnergy et Sempra Atlantic Gas Incorporated croyaient que M&NP avait sous-estimé la taille du marché potentiel. SaskEnergy a fait valoir que les prévisions relatives au marché de M&NP étaient inutilement pessimistes tandis que Sempra a soutenu que malgré ses meilleures intentions, M&NP n'avait pas mené une évaluation complète du marché futur anticipé. Sempra était tout particulièrement préoccupée par le fait que dans son hypothèse d'un taux d'acquisition de 50 % du marché résidentiel en 15 ans, M&NP n'avait pas tenu compte de la réglementation du gouvernement de la Nouvelle-Écosse qui prévoit un engagement à «installer des conduites aux portes de 62 % des résidences de la Nouvelle-Écosse en sept ans».

Irving Oil Limited («Irving Oil») et la Nouvelle-Écosse estimaient que la prévision de M&NP était raisonnable. Irving Oil a fait valoir que M&NP avait préparé une prévision crédible et appropriée aux aspects uniques d'un projet entièrement nouveau. La Nouvelle-Écosse était convaincue que M&NP avait établi une prévision raisonnable du marché et avait conçu le pipeline en lui donnant une capacité suffisante pour répondre à la demande dans l'avenir prévisible.

---

<sup>1</sup> L'expression «pénétration du marché» désigne la proportion de résidences qui ont accès au service du gaz naturel tandis que le taux d'acquisition correspond à la proportion de résidences qui effectuent réellement la conversion au service de gaz naturel.

## 5.4 Faisabilité économique et intérêt public

Tous les intervenants ont appuyé le projet de latéral Point Tupper.

M&NP a laissé entendre que le latéral Point Tupper représentait une occasion unique de construire un latéral jusqu'au Cap-Breton. M&NP a fait valoir que les considérations de faisabilité économique de son projet étaient différentes de celles des autres projets étant donné qu'il s'agissait d'un pipeline entièrement nouveau qui desservirait une région qui n'avait jamais eu accès au gaz naturel. M&NP a reconnu qu'un facteur de charge de 20 % sur un pipeline ne satisfait habituellement pas l'Office, mais elle a fait valoir que le latéral Point Tupper avait de nombreuses caractéristiques uniques. L'une d'elles est que le coût estimatif du projet est de 20,9 millions \$, alors qu'il aurait été de 35,0 millions \$ si le gazoduc n'avait pas été construit en même temps que le pipeline de LGN.

Se fondant sur son analyse des marchés existants et sur la croissance des nouveaux marchés, M&NP a conclu que les installations proposées seraient exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique et que les frais liés à la demande seraient payés.

Plusieurs intervenants ont fait valoir que la demande de M&N devrait être approuvée en raison des avantages environnementaux liés à l'utilisation de la même tranchée et parce que son coût correspondait uniquement au coût supplémentaire de la construction du gazoduc dans la même tranchée que le pipeline de LGN.

Irving Oil a fait valoir que l'Office a tenu compte de circonstances différentes dans son évaluation de la faisabilité économique de nouvelles installations depuis sa décision GH-5-89. Irving Oil a soutenu que pour un pipeline entièrement nouveau, la capacité serait parfois en place avant le développement des marchés et que la preuve relative aux marchés déposée par M&NP devrait être examinée dans ce contexte.

Le Nouveau-Brunswick a fait valoir que l'Office n'était pas tenu d'examiner les facteurs prévus à l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ et a laissé entendre que cet article confère à l'Office un pouvoir discrétionnaire concernant les facteurs qu'il peut juger utiles à son examen de l'utilité publique d'un projet. Le Nouveau-Brunswick a soutenu que la preuve de M&NP concernant l'approvisionnement, les marchés et la faisabilité économique était suffisante pour convaincre l'Office que les installations proposées étaient économiques et qu'elles étaient nécessaires dans l'intérêt public.

### *Opinion de l'Office*

M&NP a déposé sa demande visant l'obtention d'un certificat d'utilité publique en vertu de l'article 52 de la Loi sur le l'ONÉ (dont le texte intégral figure à l'annexe IV).

L'article 52 expose les obligations de l'Office relativement à la présente demande. Dans l'exécution de son mandat, l'Office doit examiner tous les facteurs prévus dans cette disposition de la Loi sur l'ONÉ.<sup>1</sup> Cependant, il est important de souligner que le Parlement n'a pas jugé nécessaire de préciser comment ces facteurs, ou d'autres que l'Office peut juger utiles d'examiner, doivent être pondérés et appliqués. Aucun de ces facteurs ne peut ou ne devrait être examiné séparément. En outre, même si l'Office peut être guidé par des décisions antérieures, il n'est pas lié par celles-ci. Par conséquent, l'Office doit chercher à établir un équilibre approprié entre tous les facteurs pertinents, y compris ceux qui sont énumérés à l'article 52 (sans toutefois s'y limiter), et il doit le faire en se fondant sur la preuve déposée et selon les circonstances particulières de chaque demande.

En ce qui a trait à l'approvisionnement en gaz disponible pour le pipeline (alinéa 52a)) et aux questions financières visées à l'alinéa 52d), l'Office est satisfait de la preuve de la compagnie. Aucune de ces questions n'a été contestée au cours de l'audience.

Ces dernières années, l'Office a évalué la faisabilité économique des projets visant des installations de gazoduc en déterminant la probabilité que ces installations seront exploitées à un niveau raisonnable au cours de leur vie économique et la probabilité que les frais liés à la demande seront payés. L'Office a d'abord établi ce test dans sa décision GH-5-89 qui visait un projet d'agrandissement mis de l'avant par TransCanada PipeLines Limited.<sup>2</sup> Pour déterminer la faisabilité économique d'un projet, l'Office évalue normalement des facteurs tels que :

- a) la disponibilité de l'approvisionnement en gaz à long terme;
- b) les perspectives à long terme de la demande de gaz sur les marchés à desservir;
- c) les engagements contractuels étayant la proposition;

---

<sup>1</sup> L'Office constate que les versions anglaise et française de l'article 52 véhiculent des sens différents. Selon la version anglaise, l'Office peut tenir compte des facteurs décrits aux alinéas a) à e), tandis que la version française ne fait pas allusion à cet aspect discrétionnaire et laisse plutôt entendre que les facteurs énumérés aux alinéas a) à e) doivent être pris en compte. Comme les deux versions ont valeur officielle, il faut s'en remettre ici aux règles voulant que les lois bilingues soient interprétées en fonction de l'intention du Parlement. Dans son application des règles d'interprétation législative qui sont pertinentes en l'espèce, l'Office juge que la version française de l'article 52 reflète l'intention du Parlement et constitue la version à retenir.

La version française de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ se lit comme suit (le libellé plus restrictif est souligné) : *Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline; ce faisant, il tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents, et notamment de ce qui suit :*

- a) *l'approvisionnement du pipeline en pétrole, gaz ou autre produit;*
- b) *l'existence de marchés réels ou potentiels;*
- c) *la faisabilité économique du pipeline;*
- d) *la responsabilité et la structure financière du demandeur et les méthodes de financement du pipeline ainsi que la mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la construction du pipeline;*
- e) *les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir sa décision.*

<sup>2</sup> Motifs de décision GH-5-89, volume 1, «Conception des droits et faisabilité économique», novembre 1990, chapitre 3, pages 29 et 32.

- d) les risques associés aux nouvelles ventes de gaz, y compris toute expérience antérieure avec le marché.

Le contexte dans lequel ce test de faisabilité économique a d'abord été établi, et dans lequel il est appliqué depuis ce temps, est celui de l'agrandissement des pipelines en place ou de la construction de nouveaux pipelines pour desservir des marchés existants.

En ce qui touche d'abord l'existence de marchés potentiels, l'Office a des préoccupations importantes au sujet de la prévision présentée par M&NP au tableau 6-5 de sa demande concernant le marché cumulatif du Cap-Breton et du nord de la Nouvelle-Écosse. M&NP n'a pas effectué d'évaluation de la faisabilité des réseaux de transport et de distribution qui seront nécessaires pour que ces marchés se concrétisent. L'Office est d'avis que tant que les franchises de distribution ne seront pas accordées en Nouvelle-Écosse et que les réseaux de distribution ne seront pas aménagés, on ne saura pas avec certitude quand ces marchés se développeront et dans quelle mesure. En outre, l'Office n'a pas été convaincu que les taux d'acquisition du marché enregistrés par Westcoast Energy Inc. sur l'île de Vancouver fournissent une analogie que l'on devrait présument appliquer directement à la région du Cap-Breton et du nord de la Nouvelle-Écosse. Même si l'existence du pipeline mènera sans aucun doute à un niveau d'utilisation dépassant les besoins des trois expéditeurs du service garanti actuellement recensés, il est difficile d'évaluer l'ampleur de ce marché futur dans cette situation tout à fait nouvelle.

Par contre, l'Office est satisfait de la preuve de M&NP selon laquelle les expéditeurs du latéral Point Tupper desservent des marchés à long terme. L'Office constate que des ententes de service de transport garanti sont en place pour une période de 20 ans. Même si ces marchés peuvent absorber au début seulement 22 % de la capacité de la canalisation proposée, il a été démontré qu'ils sont solides et voués à une utilisation à long terme du latéral Point Tupper.

L'Office reconnaît que le facteur de charge du latéral proposé sera faible au cours des cinq premières années du projet et que la faisabilité économique des installations proposées est marginale si l'on applique rigoureusement le test de faisabilité économique élaboré dans la décision GH-5-89 de l'Office. Cependant, dans le cas d'un pipeline entièrement nouveau desservant un marché qui ne bénéficie pas du service du gaz naturel, on peut s'attendre à ce que la capacité soit en place avant le développement complet des marchés.

Dans le cas à l'étude, où une application rigoureuse et classique des facteurs normalement examinés par l'Office ne permet peut-être pas une évaluation complète de l'utilité publique actuelle et future du pipeline proposé, l'Office est d'avis qu'il faut accorder une importance appréciable aux questions d'intérêt public. À cet égard, l'Office fait remarquer que la demande relative au latéral Point Tupper représente une occasion unique de saisir les avantages de la construction simultanée du gazoduc et du pipeline de LGN. Cette construction combinée minimise les effets environnementaux de la construction de la canalisation de gaz naturel et permet à M&NP de payer seulement le coût supplémentaire de construction de cette canalisation dans la même tranchée que le pipeline de LGN. Même s'il est difficile d'évaluer avec précision les

marchés futurs pour ce pipeline, il est certain qu'en ne construisant pas le latéral à ce moment-ci et en ne saisissant pas l'occasion de cette construction conjointe, on pourrait retarder sensiblement l'implantation du service de gaz naturel dans la région du Cap-Breton en Nouvelle-Écosse. En outre, l'Office est d'avis que la construction des installations proposées serait conforme à l'intérêt public parce qu'en général, les consommateurs d'un marché profitent de la concurrence et du choix qui sont associés à l'introduction d'une source d'énergie de rechange.

En conclusion, l'Office est convaincu, compte tenu de tous les facteurs pertinents, que le latéral Point Tupper est d'utilité publique et qu'il le demeurera à l'avenir.

## Chapitre 6

# Dispositif

---

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision relativement à la demande entendue devant l'Office au cours de l'instance GH-4-98.

L'Office est convaincu que le latéral Point Tupper projeté est d'utilité publique et qu'il le demeurera à l'avenir pourvu que les conditions énoncées à l'annexe II soient respectées. Par conséquent, un certificat d'utilité publique sera délivré à M&NP aux termes de la partie III de la Loi sur l'ONÉ, sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil.

Sur délivrance du certificat, l'Office rendra une ordonnance, en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ, exemptant M&NP de l'application des dispositions de l'article 33 de la Loi sur l'ONÉ en ce qui concerne environ 5 km de canalisation aménagés dans des zones humides.

L'Office confirme qu'aucune contribution d'aide à la construction ne sera requise à l'égard des installations du latéral Point Tupper et que le coût du service du latéral sera entièrement inclus dans le calcul des droits que M&NP pourra exiger.

J.A. Snider  
membre président

A. Côté-Verhaaf  
membre

C.M. Ozirny  
membre

Calgary, Alberta  
Janvier 1999

## Annexe I

### Liste des questions

---

L'Office a relevé les questions suivantes aux fins de discussion à l'audience, sans toutefois s'y limiter :

1. Faisabilité économique des installations proposées.
2. À-propos de la conception des installations proposées.
3. Conception et exploitation en toute sécurité des installations proposées.
4. Effets environnementaux et répercussions socio-économiques que pourraient avoir les installations proposées. Seront notamment pris en compte les éléments relevés au paragraphe 16(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.
5. Toute question ressortissant à la partie IV de la Loi que pourrait soulever la présente demande.
6. À-propos des arrangements proposés par M&NP à l'égard de la partie du gazoduc qui franchirait le Détroit de Canso.
7. Conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée.

## Annexe II

# Conditions du certificat

---

### Conditions générales

1. Les installations pipelinières à l'égard desquelles le présent certificat est délivré appartiendront à M&NP et seront exploitées par elle.
2. M&NP doit :
  - a) faire en sorte que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et installées conformément aux spécifications, dessins et autres renseignements énoncés dans la demande ou présentés dans la preuve produite devant l'Office, sous réserve des dispositions du paragraphe b) ci-dessous;
  - b) soumettre à l'approbation préalable de l'Office toute modification apportée aux spécifications, dessins ou autres renseignements ou données mentionnés au paragraphe a).
3. M&NP doit présenter une demande à l'Office, suivant l'article 74 de la Loi sur l'ONÉ, en ce qui concerne l'achat auprès de SOEI de la partie du latéral Point Tupper qui consiste dans le franchissement du Détroit de Canso.

### Avant le début des travaux de construction

4. Avant le début des travaux d'excavation, M&NP doit déposer sa lettre d'engagement auprès de l'Office la lettre d'engagement qu'elle a remise aux propriétaires fonciers.
5. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, pratiques et procédures de protection de l'environnement, comprises ou mentionnées dans sa demande et dans ses engagements pris envers les organismes de réglementation compétents, et figurant dans la preuve produite devant l'Office à l'instance GH-4-98.
6. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit garantir que la paille et le foin utilisés comme matériaux de lutte contre l'érosion et la sédimentation ne contiennent pas d'herbes nocives ou envahissantes.
7. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins quinze (15) jours avant d'entreprendre le forage dirigé horizontal du Détroit ou le début des travaux de construction, M&NP doit déposer auprès de l'Office les renseignements suivants :
  - a) un plan détaillé du franchissement du Détroit de Canso qui décrit notamment la méthode de franchissement retenue, les mesures d'atténuation qui seront adoptées, le cas échéant, pour protéger l'environnement, et la façon dont celles-ci seront communiquées à l'entrepreneur;

- b) un programme de surveillance détaillé, tel que prévu dans le plan de protection de l'environnement, qui devrait fournir des données de référence recueillies avant la construction du franchissement du Déroit de Canso.
8. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit déposer auprès de l'Office et conserver dans ses bureaux de construction des copies de tous permis, autorisations ou approbations délivrés à l'égard des installations projetées par des organismes fédéraux ou provinciaux, ou d'autres organismes compétents, qui imposent des conditions en matière d'environnement ou recommandent des mesures d'atténuation ou de restauration propres au site. En outre, M&NP doit déposer auprès de l'Office et conserver dans ses bureaux de construction des dossiers indiquant toute modification apportée aux permis, autorisations ou approbations accordés avant ou après le début de la construction.
9. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins quinze (15) jours avant le début des travaux d'excavation, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office des versions à jour des plans de protection de l'environnement déposés antérieurement. Les trois plans de protection de l'environnement doivent prévoir une politique d'interruption des travaux en cas de temps humide qui vise les travaux de franchissement comme tels et les travaux aux abords des cours d'eau.
10. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins vingt-et-un (21) jours avant le début de la construction à sec de franchissements de cours d'eau, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office des renseignements complémentaires sur le franchissement de chaque cours d'eau. Ceux-ci doivent comprendre :
- a) le calendrier de construction de tous les franchissements;
  - b) le modèle de conception des franchissements;
  - c) la durée projetée des travaux de franchissement;
  - d) les restrictions temporelles définies par les organismes de réglementation à l'égard des travaux de construction dans le lit de cours d'eau;
  - e) un plan de lutte contre l'érosion et la sédimentation;
  - f) les mesures d'atténuation et de restauration propres à chaque site, qui auront été déterminées de concert avec les organismes de réglementation;
  - g) si l'emploi d'explosifs s'impose, le plan de dynamitage, y compris les commentaires formulés par le ministère des Pêches et des Océans;
  - h) des copies, à l'intention de l'Office, de toute communication reçue du ministère des Pêches et des Océans et du ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse à propos des franchissements de cours d'eau, y compris une preuve établissant que les questions soulevées par les organismes de réglementation ont été réglées de façon satisfaisante;

- i) une preuve établissant que les méthodes de construction projetées et les mesures d'atténuation et de restauration propres à chaque site répondent aux exigences des lois fédérales et provinciales;
  - j) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement dont s'assortissent les autorisations déjà reçues.
11. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins trente (30) jours avant le début de la construction de tout franchissement de cours d'eau apparaissant sur les cartes établies à l'échelle 1:10 000, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office des renseignements complémentaires sur la méthode de traitement du drainage acide et sur les mesures d'atténuation particulières devant être appliquées aux franchissements de cours d'eau dans les endroits susceptibles de receler des roches acidogènes, qui auront été définies de concert avec Environnement Canada et les autorités provinciales compétentes. Les renseignements complémentaires doivent préciser ce qui suit à l'égard de chaque franchissement de cours d'eau à effectuer :
- a) le nom et l'emplacement du cours d'eau;
  - b) la méthode de traitement choisie pour les eaux de ruissellement;
  - c) les valeurs proposées pour cette utilisation particulière, selon les Recommandations pour la qualité des eaux au Canada;
  - d) les mesures d'atténuation, de surveillance et de restauration qui seront appliquées à l'issue des consultations avec les organismes de réglementation;
  - e) une preuve établissant que toutes les questions soulevées par les organismes de réglementation et d'autres parties intéressées ont été traitées de façon convenable, y compris les mises à jour requises des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été décelées;
  - f) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement dont s'assortissent les autorisations déjà reçues.
12. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit choisir le franchissement à sec ou le forage dirigé horizontal comme méthode de franchissement des rivières Saint Francis Harbour, Salmon et Milford Haven.
13. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins quinze (15) jours avant le début des travaux d'excavation M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office les résultats des études sur les roches acidogènes, y compris les endroits qui seraient touchés par les travaux de construction, les mesures d'atténuation proposées, les exigences en matière de surveillance et les résultats des consultations menées auprès d'Environnement Canada et des autorités provinciales compétentes. Les plans de protection de l'environnement doivent inclure tous les renseignements susmentionnés relativement à la protection de l'environnement.
14. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office des plans d'atténuation propres aux sites élaborés de concert avec les spécialistes de la faune

d'Environnement Canada à l'égard de tout nid occupé de rapace ou d'une espèce vulnérable qui a été relevé à moins de 400 m de l'emprise.

15. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit consulter le Nova Scotia Museum of Natural History et SOEI pour déterminer les méthodes appropriées à utiliser pour l'évaluation et la surveillance des richesses archéologiques et patrimoniales le long des emprises et dans les aires de travail temporaires qui sont communes à M&NP et à SOEI. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins trente (30) jours avant le début des travaux d'excavation, M&NP doit déposer auprès de l'Office, pour qu'il l'approuve, la méthode dont il a été convenu pour assurer l'évaluation et la surveillance des richesses archéologiques et patrimoniales.
16. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit déposer auprès de l'Office, avant la mise en service du projet de latéral Point Tupper, un plan d'action, établi de concert avec Environnement Canada, en vue de réduire au minimum et de signaler les émissions de gaz à effet de serre à toutes les installations de M&NP implantées dans le Canada Atlantique. M&NP doit déposer les résultats de ce plan d'action chaque année auprès de l'Office et d'Environnement Canada.
17. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins vingt-et-un (21) jours avant le début de la construction des installations approuvées, M&NP doit déposer auprès de l'Office un ou plusieurs calendriers détaillés indiquant les principaux travaux de construction et doit informer l'Office des modifications apportées aux calendriers à mesure que ces modifications sont apportées.
18. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office :
  - a) son programme d'assemblage sur le chantier, conformément à l'article 21 du *Règlement sur les pipelines terrestres* («RPT») de l'Office national de l'énergie;
  - b) son manuel sur la sécurité pendant la construction, conformément à l'article 26 du RPT.
19. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins trente (30) jours avant le début de la construction du tronçon NPS 6 (168,3 mm de d.e.) de son latéral, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office le rapport géotechnique visant la canalisation NPS 6.
20. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins vingt-et-un jours (21) avant le début des travaux de construction, M&NP doit déposer auprès de l'Office un programme d'inspection qui comprend une liste détaillant le nombre et les types de postes de préposés à l'inspection, y compris leurs fonctions et qualifications, qui seront chargés de l'inspection des divers travaux de construction pipelinère, ainsi que des aspects liés à la sécurité et à l'environnement.

#### **Durant la construction**

21. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins dix (10) jours avant les travaux d'ensemencement, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office les mélanges de semences qui seront utilisés pour revégétaliser l'emprise et les aires de travail temporaires, lesquels auront été déterminés de concert avec Environnement Canada et les organismes provinciaux compétents.

22. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit déposer auprès de l'Office un rapport sur les résultats de la surveillance des richesses archéologiques et patrimoniales, y compris les mesures prises à l'égard de tout site archéologique ou patrimonial découvert durant la construction.
23. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit, durant les travaux de construction, conserver sur chaque chantier de construction, à des fins de vérification, un exposé des méthodes de soudure et d'essai non destructif utilisées dans le cadre du projet, avec tous les documents à l'appui.
24. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins vingt-et-un (21) jours avant le début des essais sous pression, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office les renseignements mentionnés à l'article 33 du RPT, ainsi que le manuel d'essai sous pression, prévu à l'article 34 du RPT, et les mesures d'atténuation particulières qu'elle compte utiliser lors des essais sous pression.

### **Après la construction**

25. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit déposer auprès de l'Office un rapport environnemental postérieur à la construction dans les six mois suivant la mise en service de chaque installation approuvée. Le rapport décrira les questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date de dépôt du rapport et :
  - a) fournira une description de toutes les modifications mineures apportées aux méthodes, pratiques et recommandations qui ont été mises en oeuvre durant la construction;
  - b) indiquera les questions résolues et les questions en suspens;
  - c) décrira les mesures que M&NP prévoit prendre pour régler les questions en suspens.
26. Sauf avis contraire de la part de l'Office, M&NP doit déposer auprès de l'Office, avant le 31 janvier de chacune des deux premières saisons de croissance suivant le dépôt du rapport environnemental postérieur à la construction mentionné à la condition 25 :
  - a) une liste des questions environnementales qui étaient indiquées comme étant en suspens dans le rapport, et des questions qui se sont posées depuis;
  - b) une description des mesures que M&NP propose de prendre pour résoudre les questions environnementales en suspens.
27. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins trente (30) jours avant la mise en service des installations approuvées, M&NP doit soumettre un manuel d'exploitation et d'entretien à l'approbation de l'Office, conformément à l'article 48 du RPT.
28. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins trente (30) jours avant la mise en service des installations approuvées, M&NP doit soumettre un plan d'intervention d'urgence à l'approbation de l'Office, conformément à l'article 49 du RPT.

29. Sauf avis contraire de la part de l'Office, au moins trente (30) jours avant la mise en service du latéral Point Tupper, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office, l'entente d'exploitation M&NP/SOEL.

**Expiration du certificat**

30. Sauf avis contraire de la part de l'Office donné avant le 31 décembre 2000, le présent certificat expirera le 31 décembre 2000 sauf si la construction et la mise en place de chacune des installations visées par la demande ont commencé à cette date.

## Annexe III

# Décisions

---

### 1.0 Accès direct - Enbridge Consumers Energy Inc. et Gaz Nouveau-Brunswick

#### *Lettre de décision de l'Office datée du 9 octobre 1998*

Dans leurs interventions, Enbridge et Gaz N.-B. ont demandé que l'Office ajoute la question suivante à la liste des questions devant être examinées à l'instance :

«Les effets commerciaux éventuels des installations proposées, y compris les effets commerciaux que le service direct offert aux clients de M&NP, qui sont aussi les utilisateurs finals, peut avoir sur la mise en place d'un réseau de livraison de gaz pour desservir les marchés au Cap-Breton et dans le nord-est de la Nouvelle-Écosse.»

Dans une lettre datée du 1<sup>er</sup> octobre 1998, l'Office a demandé que les parties fassent part de leurs commentaires quant à savoir si cette question devrait être ajoutée à la liste des questions. Dans une autre lettre datée du 5 octobre 1998, l'Office a autorisé Enbridge et Gaz N.-B. à répondre aux mémoires déposés sur cette question. Après avoir examiné les mémoires présentés, l'Office a décidé de rejeter la demande d'Enbridge et de Gaz N.-B. visant l'ajout de la question proposée à la liste des questions à examiner.

Au paragraphe 3 de leurs interventions, Enbridge et Gaz N.-B. ont invoqué deux motifs à l'appui de leur demande d'ajout, à savoir :

1. La question proposée est pertinente et justifiée parce que «M&NP a prévu l'octroi de franchises de distribution en Nouvelle-Écosse» et même si cela n'est pas inclus dans le test pour la construction des latéraux, M&NP présente une «prévision de la croissance future des marchés» au tableau 6-5 (demande visant les installations, ONÉ, p. 36). Cette «prévision d'une demande supplémentaire à des niveaux raisonnables», couplée à l'«engagement ferme des expéditeurs», «démontre que la demande à l'égard du service de transport offert par le latéral Point Tupper garantira l'utilisation des installations connexes pendant longtemps».
2. La question proposée constitue un facteur d'intérêt public, au sens de l'alinéa 52e) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Enfin, la question proposée n'est pas inhabituelle. Au contraire, l'Office a recensé une question semblable à trois instances récentes : GH-3-97 (projet de pipeline d'Alliance), GH-1-98 (projet de gazoduc Coleman) et GH-2-98 (projet de gazoduc d'AEC Suffield). CGEI souligne également qu'à l'instance GH-3-97, l'Office a autorisé un contre-interrogatoire «dans le domaine du contournement» parce que «les effets commerciaux éventuels constituent une question d'intérêt» et dans le contexte de la présente instance, «service direct» est synonyme de «contournement».

#### *Décision*

En ce qui a trait au motif invoqué en 1) ci-dessus, l'Office convient que certains éléments devant apparemment être inclus dans la question proposée sont pertinents. La preuve de M&NP fait directement mention de l'octroi de franchises de distribution dans la province de la Nouvelle-Écosse. Dans la mesure où un promoteur dépose à une instance des éléments de preuve qui se rapportent à

cette instance, il est toujours indiqué de permettre une vérification approfondie de cette preuve au moyen de demandes de renseignements et d'un contre-interrogatoire au cours de l'audience. Cependant, de l'avis de l'Office, ces éléments sont nettement visés par l'examen fait par l'Office de la «faisabilité économique des installations proposées» et peuvent être inclus dans ce dernier.

En ce qui a trait aux arguments avancés en 2) ci-dessus, l'Office estime que les questions examinées dans le cadre des instances mentionnées portaient sur des situations où les installations et les arrangements commerciaux étaient en place. C'est dans ce contexte que la question a été incluse à chacune des audiences mentionnées. Par conséquent, cet argument de CGEI et de Gaz N.-B. ne démontre pas la pertinence de la question proposée pour l'instance actuelle.

En conclusion, la question proposée ne sera pas ajoutée à la liste des questions à examiner pour les raisons suivantes : a) dans la mesure où elle a trait à la croissance des marchés, à la demande et à l'utilisation, cette question fait déjà partie de l'analyse de faisabilité économique, et b) l'Office juge que la question des «effets commerciaux éventuels» sur des installations ou des arrangements commerciaux hypothétiques n'est pas pertinente dans la présente instance.

## **2.0 Demande de M&NP aux termes de l'article 58**

Le 16 novembre 1998, M&NP a demandé, aux termes de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ, l'autorisation de modifier sa demande déposée en vertu de l'article 52, afin de soustraire certaines installations qui feront partie du latéral Point Tupper à l'application des articles 30 à 33 et de l'article 47 de la Loi sur l'ONÉ.

La demande présentée aux termes de l'article 58 visait environ 5 km de canalisation de gaz naturel NPS 8 à construire dans la même tranchée et sur la même emprise que le pipeline de LGN de SOEI, ainsi qu'une route d'accès temporaire connexe. Les travaux proposés seraient exécutés dans des zones humides de la région du lac Carter entre la BK 48+520 et la BK 53+680, à l'est de St. Francis Harbour River, jusqu'à la région du lac Carter.

La demande d'exemption présentée visait à tenir compte du calendrier de construction de SOEI de manière que la construction d'environ 5 km de canalisation dans des zones humides commence au début de février 1999. Compte tenu que le calendrier de réglementation touchant la demande présentée aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, et compte tenu également du délai requis pour le processus d'approbation du tracé détaillé, M&NP croyait que les installations à construire dans des zones humides en hiver devaient être exemptées en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ pour qu'il y ait la moindre possibilité de respecter le calendrier de construction de SOEI.

M&NP a indiqué qu'elle reconnaissait les avantages écologiques associés au fait de mettre en place la portion pertinente de son latéral en hiver et en même temps que le pipeline de LGN de SOEI. La compagnie a affirmé qu'elle avait sollicité l'appui des autorités fédérales responsables et des autorités provinciales clés avant de demander à l'Office de modifier sa demande. M&NP a indiqué qu'elle avait communiqué avec tous les propriétaires fonciers touchés et ainsi qu'avec ceux qui seraient visés par la zone de sécurité pour les informer de la demande présentée aux termes de l'article 58.

### ***Décision***

«La motion déposée par M&NP vise à modifier sa demande relative aux installations de Point Tupper afin d'en exclure les installations décrites dans la demande aux termes de l'article 58 déposée devant l'Office le 16 novembre 1998. Cette demande de modification a pour objet de

tenir compte du calendrier de construction de SOEI de manière que la mise en place d'environ 5 km de canalisation dans des zones humides puisse commencer au début de février 1998. Après avoir examiné les arguments avancés par M&NP à l'appui de sa demande, ainsi que les arguments des autres intervenants, l'Office conclut que même si la proposition visant à modifier la demande peut reposer sur des raisons d'ordre pratique, il n'existe aucun fondement légal pour accorder une exemption de l'application de l'article 30 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La Cour fédérale, dans la décision *Alberta and WestCoast Energy Inc.*, soit le renvoi Pesh Creek mentionné précédemment, a affirmé, et je cite (traduction) : **«De toute évidence, l'Office n'est pas habilité à diviser un projet en éléments multiples de manière à pouvoir examiner la totalité ou une partie de ces éléments en vertu des dispositions exceptionnelles de l'article 58 de sa loi habilitante ---** «Il s'agit là d'un argument probant pour ne pas approuver la demande telle qu'elle a été présentée. Autoriser le demandeur à soustraire 5 km de canalisation du projet et à solliciter l'approbation de cette partie du projet en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'ONÉ* serait contraire à la signification claire de l'article 52 du jugement de la Cour fédérale dans la décision *Pesh Creek*. Dans vos interventions, M. Smith, vous nous avez dit que votre préoccupation principale avait trait au dépôt des plan, profil et livre de renvoi, lequel enclenche le processus d'examen du tracé détaillé prévu à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Donc, si vous souhaitez, M. Smith, faire part de vos commentaires à la fin de l'instance concernant la pertinence de l'octroi, en vertu de l'article 58, d'une exemption soustrayant à l'application de l'article 33 ces 5 km de canalisation passant dans des zones humides, nous vous entendrons sur cette question. En outre, si vous souhaitez ne pas vous engager à l'égard de la construction en hiver, nous nous attendons à ce que vos témoins puissent déposer sur cette question ainsi que sur celle de la construction au printemps, qui est prévue dans la demande. M. Smith, c'est notre décision sur cette question».

### 3.0 Droit d'essai - SaskEnergy

SaskEnergy a demandé à M&NP si elle était disposée à accepter que le certificat délivré par l'Office soit assorti de la condition suivante :

«D'ici à ce que le réseau de canalisation principale de M&NP soit agrandi, le droit d'essai pour les fins de la politique relative aux latéraux de M&NP sera 60 cents le million de Btu ou le droit réel perçu sur le réseau de M&NP au moment où la politique relative aux latéraux est appliquée, selon la plus élevée des deux valeurs.»

SaskEnergy a fait valoir que le registre de l'instance GH-6-96 et la politique relative aux latéraux ne prévoient pas un droit d'essai de 60 cents.

M&NP a répliqué que la condition proposée constituerait, dans les faits, une révision de la décision de la Commission d'examen public conjoint des projets de l'île de Sable (GH-6-96) et une modification de la politique relative aux latéraux, telle qu'elle a été proposée puis approuvée par l'Office. Se fondant sur l'instance GH-6-96, M&NP a déclaré qu'il était convenu qu'un droit d'essai de 60 cents était intégré aux modalités de conception des droits et à la politique relative aux latéraux. Elle a ajouté que le droit d'essai de 60 cents constitue un élément de contrôle absolument fondamental de la politique relative aux latéraux.

### *Décision*

«Nous sommes d'avis que le droit d'essai de 60 cents constituait un élément fondamental de la politique relative aux latéraux, telle qu'elle a été décrite par Maritimes & Northeast, puis débattue longuement et approuvée à l'instance GH-6-96. À cette instance, l'Office a approuvé tous les éléments de la politique relative aux latéraux, sans exception. Selon nous, il ne serait pas indiqué de modifier cette politique, car cela constituerait une révision de la décision GH-6-96 sur ce point.

M. Laprairie, et les autres parties, vos questions et toute preuve tenant pour acquis que la politique relative aux latéraux peut être réexaminée ne seront pas admises à la présente instance. Et, à notre avis, le droit d'essai de 60 cents fait partie intégrante de cette politique relative aux latéraux. C'est là notre décision sur cette question.»

## Annexe IV

# Extraits d'articles de la Loi sur l'ONÉ

---

Ci-dessous se trouve des extraits d'articles de *la Loi sur L'Office national de l'énergie* reporté dans ces motifs de décision.

### Article 30 - Exploitation d'un pipeline

30. (1) La compagnie ne peut exploiter un pipeline que si les conditions suivantes sont réunies :
- a) il existe un certificat en vigueur relativement à ce pipeline;
  - b) elle a été autorisée à mettre le pipeline en service aux termes de la présente partie.
- (2) Une compagnie doit exploiter le pipeline conformément aux conditions du certificat délivré à cet égard.

S.R., ch. N-6, art. 26.

### Article 31 - Tracé des pipelines - Approbation de l'Office

31. Sauf dispositions contraires de la présente loi, la compagnie ne peut commencer la construction d'une section ou partie de pipeline que si les conditions suivantes sont réunies :
- a) l'Office l'a, par la délivrance d'un certificat, autorisée à construire la canalisation;
  - b) elle s'est conformée aux conditions dont le certificat est assorti;
  - c) les plan, profil et livre de renvoi de la section ou partie de la canalisation projetée ont été approuvés par l'Office;
  - d) des copies des plan, profil et livre de renvoi approuvés, certifiées conformes par le secrétaire, ont été déposées aux bureaux des directeurs de l'Enregistrement des districts ou comtés que doit traverser cette section ou partie du pipeline.

S.R., ch. N-6, art. 27; 1980-81-82-83, ch. 116, art. 9.

### Article 32 - Documents à produire

32. (1) La demande de certificat doit être accompagnée d'une carte comportant le détail que l'Office peut exiger et indiquant l'emplacement général de la canalisation projetée, ainsi que des plans, devis et renseignements qu'il peut demander.
- (2) La compagnie est tenue de transmettre une copie de la demande et de la carte au procureur général de chaque province touchée par la demande; l'Office doit exiger qu'un avis de la demande soit donné par publication dans des journaux ou par un autre moyen.

L.R. (1985), ch. N-7, art. 32; 1990, ch. 7, art. 15.

### Article 33 - Plan, profil et livre de renvoi

33. (1) Une fois le certificat délivré, la compagnie doit préparer et soumettre à l'Office les plan, profil et livre de renvoi du pipeline.
- (2) Les plan et profil donnent les détails que l'Office peut exiger.
- (3) Le livre de renvoi doit décrire la portion de terrain qu'il est prévu de prendre dans chaque parcelle à traverser, en donnant le numéro des parcelles et les longueur et largeur et superficie de la portion à prendre, ainsi que les noms des propriétaires et occupants, dans la mesure où il est possible de les constater.
- (4) Les plan, profil et livre de renvoi doivent répondre aux exigences de l'Office; celui-ci peut enjoindre à la compagnie de fournir tous renseignements complémentaires ou supplémentaires qu'il estime nécessaires.

S.R., ch. N-6, art. 29; S.R., ch. 27(1<sup>er</sup> suppl.), art. 9.

### Article 47 - Autorisation de mise en service

47. (1) La compagnie ne peut mettre en service, pour le transport d'hydrocarbures ou d'autres produits, un pipeline ou une section de celui-ci que si elle a obtenu de l'Office une autorisation à cette fin.

1996, ch. 10, art. 237.1

- (2) L'Office ne délivre l'autorisation prévue au présent article que s'il est convaincu que le pipeline peut, sans danger, être mis en service pour le transport.

S.R., ch. N-6, art. 38.

## Article 52 - Certificats

52. Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline; ce faisant, il tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents, et notamment de ce qui suit :

- a) l'approvisionnement du pipeline en pétrole, gaz, ou autre produit;
- b) l'existence de marchés, réels ou potentiels;
- c) la faisabilité économique du pipeline;
- d) la responsabilité et la structure financières du demandeur et les méthodes de financement du pipeline ainsi que la mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la construction du pipeline;
- e) les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir sa décision.

L.R. (1985), ch. N-7, art. 52; 1990, ch. 7, art. 18; 1996, ch. 10, art. 238.

## Article 58 - Exemptions pipelines

58. (1) L'Office peut, par ordonnance, soustraire totalement ou partiellement à l'application des articles 29 à 33 et 47 :

- a) les pipelines, ou embranchements ou extensions de ceux-ci, ne dépassant pas quarante kilomètres de long;
- b) les citernes, réservoirs, installations de stockage et de chargement, pompes, rampes de chargement, compresseurs, systèmes de communication entre stations par téléphone, télégraphe ou radio, ainsi que les ouvrages ou autres biens immeubles ou meubles connexes qu'il estime indiqués.

(2) [Abrogé, 1990, ch. 7, art. 22]

(3) L'Office peut assortir toute ordonnance qu'il rend aux termes du présent article des conditions qu'il estime indiquées.

L.R. (1985), ch. N-7, art. 58; 1990, ch. 7, art. 22.

## Article 74 - Restrictions

74. (1) La compagnie ne peut, sans l'autorisation de l'Office :
- a) vendre, céder ou donner à bail tout ou partie de son pipeline;
  - b) acheter ou prendre à bail un pipeline;
  - c) conclure un accord de fusion avec une autre compagnie;
  - d) cesser d'exploiter un pipeline.
- (2) Pour l'application des alinéas (1)b) et c), respectivement, le sens des termes «pipeline» et «compagnie» n'est pas limité à celui que leur donne l'article 2.
- (3) Malgré l'alinéa (1)a), l'autorisation n'est requise que dans le cas où une compagnie vend, cède ou donne à bail la ou les parties de son pipeline qui sont susceptibles d'être exploitées pour le transport du pétrole ou du gaz.

S.R., ch. N-6, art. 63; S.R., ch. 27(1<sup>er</sup> suppl.), art. 19.

## Article 86 - Modes d'acquisition

86. (1) Sous réserve du paragraphe (2), la compagnie peut acquérir des terrains par un accord d'acquisition conclu avec leur propriétaire ou, à défaut d'un tel accord, conformément à la présente partie.
- (2) L'accord d'acquisition doit prévoir :
- a) le paiement d'une indemnité pour les terrains à effectuer, au choix du propriétaire, sous forme de paiement forfaitaire ou de versements périodiques de montants égaux ou différents échelonnés sur une période donnée;
  - b) l'examen quinquennal du montant de toute indemnité à payer sous forme de versements périodiques;
  - c) le paiement d'une indemnité pour tous les dommages causés par les activités de la compagnie;
  - d) l'immunité du propriétaire contre les poursuites auxquelles pourraient donner lieu les activités de la compagnie, sauf cas de faute lourde ou volontaire de celui-ci;
  - e) l'utilisation des terrains aux seules fins de canalisation ou d'autres installations nécessaires qui y sont expressément mentionnées, sauf consentement ultérieur du propriétaire pour d'autres usages;
  - f) toutes autres questions mentionnées dans le règlement d'application de l'alinéa 107 a) en vigueur au moment de sa conclusion.

S.R., ch. N-6, art. 74; 1980-81-82-83, ch. 80, art. 5

## Article 87 - Avis d'intention d'acquisition

87. (1) Après avoir déterminé les terrains qui peuvent lui être nécessaires pour une section ou partie de pipeline, la compagnie signifie à chacun des propriétaires des terrains, dans la mesure où leur identité peut être établie, un avis contenant, ou accompagné de pièces contenant :
- a) la description des terrains appartenant à celui-ci et dont la compagnie a besoin;
  - b) les détails de l'indemnité qu'elle offre pour ces terrains;
  - c) un état détaillé, préparé par elle, quant à la valeur de ces terrains;
  - d) un exposé des formalités destinées à faire approuver le tracé détaillé du pipeline;
  - e) un exposé de la procédure de négociation et d'arbitrage prévue à la présente partie à défaut d'entente sur quelque question concernant l'indemnité à payer.
- (2) Tout accord d'acquisition de terrain mentionné à l'article 86 et qui aurait été conclu avant qu'un avis n'ait été signifié au propriétaire conformément au présent article est nul.
- (3) Si elle décide de ne pas acquérir tout ou partie du terrain mentionné dans un avis signifié conformément au paragraphe (1), la compagnie est responsable envers le propriétaire des dommages que lui ont causés l'avis et le changement de décision et des frais que ceux-ci ont entraînés. Le propriétaire peut intenter une action en recouvrement de montant des dommages et des frais devant tout tribunal compétent de la province où le terrain est situé.

S.R., ch. N-6, art. 75; S.R., ch. 27 (1<sup>er</sup> suppl.), art. 21; 1980-81-82-83, ch. 80, art. 5.

## Annexe V

# Politique relative aux latéraux de M&NP (telle qu'elle a été déposée à l'instance GH-6-96)

---

### 17. Politique relative aux droits et à la construction de nouvelles installations

17.1 Les clients peuvent demander que la compagnie pipelinière construise un agrandissement pipelinier (autre qu'un agrandissement de canalisation principale) à partir des installations existantes de la compagnie pipelinière pour livrer le gaz à un ou plusieurs clients, ce qui comprend de nouveaux points de livraison et des élargissements ou des remplacements de latéraux en place. La compagnie pipelinière n'est pas tenue de construire des installations à la demande des clients ou autrement si elle juge raisonnablement que ces installations ne sont pas faisables sur le plan opérationnel, auront des effets négatifs sur les services existants de la compagnie pipelinière et auraient d'autres effets défavorables sur le réseau de celle-ci. Si la compagnie pipelinière décide de construire les installations visées et que les volumes réservés par contrat par un client génèrent chaque année des recettes suffisantes, fondées sur un droit d'essai conçu pour maintenir la compétitivité des taux de la compagnie pipelinière, pour recouvrer le coût annuel du service associé aux frais d'immobilisations et d'exploitation supplémentaires de ces installations, la compagnie pipelinière procédera à la construction des installations sans exiger de contribution de la part du client. Le droit d'essai demeurera en vigueur jusqu'au premier agrandissement de la canalisation principale de la compagnie pipelinière, moment où la pertinence du droit d'essai peut être réexaminée. Si les recettes générées par les installations ne permettent pas de recouvrer le coût du service connexe, la compagnie pipelinière exigera une contribution de la part du client conformément aux modalités énoncées ci-après.

- a) Le coût annuel du service associé aux installations sera calculé pour chaque année suivant la méthode classique du coût du service, à partir de l'estimation faite par la compagnie pipelinière des frais d'immobilisations et d'exploitation des installations ainsi que d'un taux d'amortissement basé sur la durée du contrat de transport de l'expéditeur.
- b) La contribution sera calculée seulement pour la période où les installations ne génèrent pas de recettes suffisantes.
- c) Les clients peuvent payer la contribution sous forme de paiement forfaitaire unique au début du projet de construction des installations, ou sous forme de droit supplémentaire unitaire qui amortirait la contribution sur la période du contrat. Si le client choisit de payer un droit supplémentaire, celui-ci peut être rajusté à la hausse ou à la baisse les années subséquentes, advenant que de nouveaux clients demandent des services sur les mêmes installations.

Si un client fait une demande de service qui nécessite, de l'avis de la compagnie pipelinière, la construction de plus d'un ensemble d'installations dans le même délai, les ensembles d'installations en question peuvent être considérés comme constituant un seul projet quand il s'agit de déterminer si une contribution doit être exigée.

- 17.2 De temps à autre, la compagnie pipelinière peut, à sa discrétion, renoncer en totalité ou en partie à la contribution monétaire prévue à l'article 17.1 si elle juge que la construction des installations serait économique, compte tenu des volumes que le client s'engage à faire transporter par les installations proposées et compte tenu d'autres facteurs, selon la description donnée ci-dessous. La compagnie pipelinière doit traiter les demandes de renonciation sans faire de distinction injuste.

Pour déterminer si un projet est économique ou non, la compagnie pipelinière évaluera celui-ci en fonction de divers critères économiques qui peuvent comprendre, sans s'y limiter, les volumes estimatifs à transporter, le coût des installations, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et les dépenses générales attribuables aux installations, les recettes nettes du réseau qui, selon les estimations de la compagnie pipelinière, seront générées après la construction des installations, et la disponibilité de capitaux à des conditions acceptables pour la compagnie pipelinière. Dans le cadre de l'estimation des recettes nettes de réseau qui seront générées, la compagnie pipelinière évaluera l'existence de contraintes sur le plan de la capacité des installations existantes, la commerciabilité de la capacité, l'emplacement des marchés, la nature du service de transport et d'autres facteurs influant sur l'utilisation du réseau de la compagnie pipelinière.

- 17.3 Toute contribution que le client doit verser à la compagnie pipelinière en vertu de l'article 17 est exigible dans les dix (10) jours de la réception par le client des factures pertinentes de la compagnie pipelinière à condition toutefois que ce montant, auquel s'ajoute les frais financiers, puisse être amorti sur la période contractuelle ou une période acceptable pour les deux parties. Les frais financiers doivent être calculés en utilisant des facteurs d'intérêt acceptables pour la compagnie pipelinière et le client.
- 17.4 Aucune disposition de cet énoncé de politique n'oblige la compagnie pipelinière à déposer une demande de certificat d'utilité publique en vertu de la partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie. En outre, aucune disposition n'empêche la compagnie pipelinière de contester une demande visant la fourniture d'installations qui est déposée en vertu du paragraphe 71(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ou une demande visant à imposer la prestation d'un service aux termes du paragraphe 71(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La compagnie pipelinière se réserve le droit de solliciter l'abandon des mesures prévues à l'article 17 pour des motifs valables au cours de toute instance devant l'ONÉ.

## Annexe VI

# Protocole d'entente daté du 3 décembre 1997

---

### 1. Introduction

Le présent protocole d'entente («PE») a pour objet de résumer la portée générale et les principes qui ont été convenus à l'égard de certains aspects du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable («SOEP») et du projet de gazoduc Maritimes & Northeast («M&NPP») entre les parties suivantes (appelées individuellement «partie» et collectivement «parties») : Mobil Oil Canada Properties («Mobil»), Shell Canada Limitée («Shell»), Pétrolière Impériale Ressources Limitée («IORL»), Nova Scotia Resources Limited («NSRL»), (Mobil, Shell, IORL et NSRL, qui sont appelées collectivement les «producteurs du SOEP»), Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership («M&NE»), Nova Scotia Power Inc. («NSPI») et la province de la Nouvelle-Écosse («Nouvelle-Écosse»).

### 2. Signature des ententes officielles

Les parties s'engagent à négocier de bonne foi afin de signer et de livrer les ententes officielles requises et autres documents qui peuvent s'avérer nécessaires à l'exécution des modalités du présent PE dans les meilleurs délais. Les parties reconnaissent que dans certains cas, les parties aux ententes officielles peuvent être des compagnies affiliées d'une partie plutôt que la partie elle-même, ou peuvent inclure une compagnie affiliée d'une partie en plus de cette partie.

### 3. Latéral Halifax

Sous réserve de l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, M&NE construira un latéral qui s'étendra de la canalisation principale du M&NPP jusqu'à la municipalité régionale de Halifax et prendra fin à la centrale Tuft's Cove de NSPI, à condition que NSPI signe une entente de service de transport garanti qui prévoit une quantité journalière minimale de 45 000 10<sup>6</sup>Btu et une période d'au moins dix ans et désigne Tuft's Cove comme point de livraison. NSPI accepte que sa centrale Tuft's Cove soit désignée comme point de livraison dans son entente préalable de service de transport signée avec M&NE le 4 mars 1997 et visant une quantité journalières minimale de 45 000 10<sup>6</sup>Btu; elle accepte également de conclure une entente de service de transport garanti si toutes les conditions prévues à l'entente préalable de service de transport sont satisfaites. M&NE accepte de ne pas exiger de contribution d'aide à la construction de la part de NSPI si celle-ci signe une entente de service de transport garanti aux conditions précédentes.

### 4. Latéral Cap-Breton

Sous réserve de l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, M&NE construira un latéral qui s'étendra de la canalisation principale du M&NPP jusqu' à la région de Point Tupper au Cap-Breton concurremment avec la construction du pipeline de liquides de gaz naturel par les producteurs du SOEP, à condition que des ententes de service de transport garanti soient signées en temps opportun, prévoient une quantité journalière minimale de 10 000 10<sup>6</sup>Btu et une période d'au moins 20 ans et désignent l'emplacement des points de livraison sur ce latéral. Dans le cadre du transport de ces 10 000 10<sup>6</sup>Btu, les producteurs du SOEP acceptent de signer avec M&NE une entente de service de transport garanti qui vise une quantité journalière minimale de 2 000 10<sup>6</sup>Btu et une

période d'au moins 20 ans et qui désigne l'usine de fractionnement de SOEP à Point Tupper comme point de livraison. Les parties reconnaissent qu'il y aura une réduction considérable des coûts généraux liés au pipeline de liquides de gaz naturel et au latéral Cap-Breton si les deux canalisations sont construites en même temps. Pour permettre la construction du latéral Cap-Breton en même temps que celle du pipeline de liquides de gaz naturel et pour abaisser la quantité minimale initiale de gaz devant être transportée sur ce latéral pour répondre aux exigences de la politique relative aux latéraux de M&NE, les producteurs du SOEP ont accepté que M&NE soit tenue uniquement de payer les coûts supplémentaires associés à la construction du latéral Cap-Breton qui excèdent le coût distinct de construction du pipeline de liquides de gaz naturel. Cette contribution de la part des producteurs du SOEP permettra à M&NE de construire le latéral Cap-Breton sans exiger de contribution d'aide à la construction de la part de ses expéditeurs qui transporteront les quantités journalières initiales de 10 000 10<sup>6</sup>Btu sur ce latéral.

## **5. Initiative de développement du marché du gaz de la Nouvelle-Écosse**

Dans l'esprit de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers selon lequel la Nouvelle-Écosse devrait être la principale bénéficiaire des ressources pétrolières situées au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, les producteurs du SOEP financeront une initiative gouvernementale visant à encourager l'utilisation du gaz en Nouvelle-Écosse au cours des dix premières années de production du SOEP. Le niveau du fonds sera établi en fonction d'une prévision raisonnable des quantités de gaz qui seront consommées en Nouvelle-Écosse au cours de cette période de dix ans.

Le fonds sera administré par la Nouvelle-Écosse, et celle-ci juge approprié de l'utiliser dans le cadre de programmes gouvernementaux conçus pour abaisser le coût du gaz livré pour tous les consommateurs de gaz de la Nouvelle-Écosse, qu'ils soient desservis directement par la canalisation principale, ou par un latéral pouvant être construit en Nouvelle-Écosse. M&NE appuie la création de ce fonds et, le cas échéant, accepte qu'à la demande de la Nouvelle-Écosse, ses systèmes d'administration et de facturation soient utilisés en rapport avec la gestion du fonds par la Nouvelle-Écosse. Les producteurs du SOEP et SNIF acceptent que leurs systèmes d'administration et de facturation soient utilisés d'une manière semblable.

Le financement de cette initiative de développement du marché du gaz en Nouvelle-Écosse doit être vu comme faisant partie des avantages que doivent procurer les producteurs du SOEP de la Nouvelle-Écosse, et aucun autre fonds ou mécanisme semblable ayant le même objet ou le même but ne sera créé par les producteurs du SOEP.

## **6. Faisabilité économique du M&NPP**

Les parties reconnaissent que le tronçon canadien du M&NPP exigera, entre autres choses, le transport initial d'au moins 530 000 10<sup>6</sup>Btu de gaz par jour dans le cadre de contrats de service garanti à long terme, pour étayer son financement et appuyer sa faisabilité économique. Par conséquent, chaque partie accepte de ne prendre aucune mesure susceptible d'abaisser la quantité contractuelle journalière devant être transportée sur le tronçon canadien du M&NPP en-deçà de ce seuil journalier initial afin de permettre la réalisation du SOEP.

## **7. Droits applicables aux quantités excédant 530 000 10<sup>6</sup>Btu au cours de la période initiale de dix ans**

Chaque partie reconnaît que les organismes de réglementation ayant compétence pourraient approuver, pour le tronçon canadien du M&NPP, des droits applicables au transport des quantités journalières

excédant 530 000 10<sup>6</sup>Btu, qui permettront à M&NE de maintenir sa compétitivité par rapport aux autres gazoducs (ex. taux concurrentiel de contournement). M&NE accepte d'examiner les méthodologies de conception des droits pour ces quantités excédentaires avec les parties et les autres tiers intéressés, y compris les taux de contournement, les taux correspondant au volume multiplié par la distance, et les zones (incluant une zone de transport sur courte distance).

#### **8. Méthodologie de conception des droits après l'expiration de la période initiale de dix ans**

Chaque partie reconnaît que les organismes de réglementation ayant compétence pourraient approuver, pour le tronçon canadien du M&NPP, une méthodologie de conception des droits visant le transport des quantités journalières après la période de production initiale de dix ans de SOEP, méthodologie qui ne sera pas nécessairement une continuation de la méthodologie du droit timbre-poste actualisé. M&NE accepte d'examiner d'autres méthodologies de conception des droits avec les parties et les autres tiers intéressés, y compris les taux correspondant au volume multiplié par la distance ainsi que les zones, avant de décider de la méthodologie dont il sollicitera l'approbation.

#### **9. Programmes de formation et de recherche-développement de la Nouvelle-Écosse**

Les producteurs du SOEP et M&NE acceptent de collaborer avec la Nouvelle-Écosse et les autres tierces parties intéressées aux fins de l'établissement en Nouvelle-Écosse de programmes de formation de l'industrie du gaz axés sur les entreprises pour le SOEP et les projets futurs visant les régions côtière et extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Les producteurs du SOEP et M&NE acceptent de collaborer avec la Nouvelle-Écosse et les autres tierces parties intéressées aux fins également de la mise en place de programmes de recherche-développement de l'industrie du gaz dans des instituts situés en Nouvelle-Écosse pour le SOEP et les projets futurs visant les régions côtière et extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Les producteurs du SOEP conviennent que la gestion et la coordination de ces programmes se feront à partir de la Nouvelle-Écosse. Ces initiatives comprennent les programmes particuliers suivants :

- a) création d'un réseau de centres d'excellence dans la technologie d'exploitation des ressources gazières terrestres et extracôtières;
- b) formation dans les opérations de production du gaz extracôtier faisant appel au simulateur du SOEP;
- c) formation en matière d'environnement, de santé et de sécurité,
- d) fourniture de modules de formation sur la distribution du gaz à terre et sur l'industrie pipelinière et extracôtière, et aide à l'établissement de programmes de formation fondés sur ces modules.

#### **10. Approvisionnement en charges d'alimentation pétrochimiques**

Mobil, Shell, IORL et NSRL appuient toutes les possibilités de développement, en Nouvelle-Écosse, des utilisations de la production du SOEP dans l'industrie pétrochimique et acceptent de façon particulière :

- a) de fractionner les liquides de gaz naturel brut du SOEP en propane, en butane et en condensat dans la région de Point Tupper au Cap-Breton;

- b) au cours de la période initiale de dix ans du SOEP, de ne pas s'engager à fournir les produits de liquides de gaz naturel fractionnés en vue d'une livraison à l'extérieur de la Nouvelle-Écosse aux termes de contrats d'une durée de plus de deux ans sans s'assurer que le producteur en cause fournirait, au besoin, un produit équivalent pour consommation en Nouvelle-Écosse à des prix concurrentiels et aux conditions normales de l'industrie. Si le développement de l'industrie pétrochimique en Nouvelle-Écosse n'a pas débuté à la fin de la neuvième année de ladite période de dix ans, les producteurs du SOEP et la Nouvelle-Écosse procéderont immédiatement à l'examen des perspectives futures de développement de l'industrie pétrochimique en Nouvelle-Écosse, en tenant compte de la production future prévue en provenance de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse;
- c) d'extraire l'éthane du gaz qui sera transporté par le M&NPP, ou de permettre à des tiers de le faire, à des prix concurrentiels et aux conditions normales de l'industrie pour consommation en Nouvelle-Écosse si un marché viable pour cet éthane se développe et à condition que la tierce partie ou chaque producteur du SOEP puisse prendre des dispositions visant à garantir qu'une quantité équivalente d'énergie, répondant aux normes de qualité du pipeline, puisse être encore être livrée aux clients de M&NE, et à condition également que les producteurs du SOEP ne subissent pas de conséquences financières négatives liées au traitement du gaz en amont ou au transport et à la vente du gaz en aval.

#### **11. Intérêts de Mobil dans le M&NPP**

Mobil offre de vendre un pourcentage convenu de ses intérêts dans le M&NPP à SNIF. Mobil et SNIF négocieront de bonne foi afin d'établir l'entente officielle relative à cet arrangement. M&NE obtiendra le désistement des droits pertinents de premier refus que toute compagnie commanditaire de M&NE ou toute compagnie à responsabilité limitée membre de Maritimes & Northeast Pipeline peut détenir à l'égard de cette vente d'intérêts de Mobil à SNIF.

#### **12. Nova Scotia Resources Limited**

NSRL consent à devenir un participant actif du SOEP et à prendre toutes les mesures raisonnables pour collaborer avec les autres producteurs du SOEP afin de signer le protocole d'entente sur les modalités commerciales du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable daté du 1<sup>er</sup> avril 1997 et de finaliser tous les documents cruciaux relatifs au SOEP dans les meilleurs délais. NSRL et la Nouvelle-Écosse conviennent que si NSRL décide de se départir de ses intérêts dans le SOEP par une vente d'éléments d'actif ou par suite de la vente des parts de Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, elle doit d'abord accorder un droit de premier refus à Mobil et à Shell. Ce droit de premier refus doit l'emporter sur les droits de premier refus prévus dans les documents du projet que doivent signer les producteurs du SOEP. NSRL, la Nouvelle-Écosse, Mobil et Shell négocieront de bonne foi pour établir l'entente officielle relative à cet arrangement visant le droit de premier refus.

#### **13. Compétence provinciale à l'égard des latéraux**

La Nouvelle-Écosse et M&NE auront d'autres entretiens pour examiner si le concept du transport par des tiers pourrait être utilisé pour les latéraux futurs qui seront construits en Nouvelle-Écosse, outre les latéraux Halifax et Cap-Breton proposés qui sont mentionnés aux paragraphes 3 et 4 du présent PE. Les parties reconnaissent que des latéraux futurs à destination d'autres collectivités en Nouvelle-Écosse

pourraient être construits, conformément à la politique relative aux latéraux de M&NP et à la *Gas Distribution Act* de la Nouvelle-Écosse, à mesure que les marchés se développeront.

#### **14. Approbations des organismes de réglementation**

Toutes les parties conviennent d'appuyer publiquement le SOEP et le M&NPP. La Nouvelle-Écosse accepte d'appuyer les producteurs du SOEP et M&NE aux fins de l'obtention, sans retard, des approbations des organismes fédéraux de réglementation et de l'obtention, sans retard, des approbations fédérales du gouverneur en conseil. Chaque partie accepte de ne pas solliciter une révision, un appel ou une nouvelle audition à l'égard des recommandations de la Commission d'examen public conjoint qui sont contenues dans le rapport du 27 octobre 1997 de celui-ci, ou à l'égard d'une décision ou d'une approbation d'organisme de réglementation qui est associée au SOEP ou au M&NPP et qui est conforme à ces recommandations. Chaque partie accepte également de ne pas appuyer une tierce partie qui présente une demande de révision, d'appel ou de nouvelle audition à l'égard d'une telle décision ou approbation d'un organisme de réglementation.

#### **15. Droits de résiliation**

Une partie peut choisir de mettre fin à ses obligations futures prévues au présent PE en envoyant un avis écrit de trente jours à cet effet aux autres parties, dans les cas suivants :

- a) les producteurs du SOEP ont choisi de ne pas entreprendre le SOEP au 31 décembre 1997, ou mettent fin au SOEP après cette date,
- b) M&NE décide de ne pas réaliser le M&NPP; ou
- c) l'entente officielle requise pour régler les questions exposées aux paragraphes 3, 4 et 5 du présent PE n'a pas été signée au 15 décembre 1997 ou à une date ultérieure convenue entre les parties.

Les producteurs du SOEP et la Nouvelle-Écosse peuvent choisir de mettre fin aux obligations futures qu'ils peuvent avoir en vertu du présent PE en envoyant un avis de trente jours à cet effet aux autres parties si une entente définitive entre les producteurs du SOEP et la Nouvelle-Écosse au sujet des questions relatives aux redevances n'a pas été conclue au 31 décembre 1997. Les producteurs du SOEP, M&NE ou la Nouvelle-Écosse peuvent choisir de mettre fin aux obligations futures qu'ils peuvent avoir en vertu du présent PE en fournissant un avis de trente jours à cet effet aux autres parties si l'entente officielle requise pour régler les questions exposées au paragraphe 9 du présent PE n'a pas été signée au 15 décembre 1997 ou à une date ultérieure convenue entre ces parties. Mobil, Shell, IORL, NSRL ou la Nouvelle-Écosse peuvent choisir de mettre fin aux obligations futures qu'elles peuvent avoir en vertu du présent PE en envoyant un avis de trente jours à cet effet aux autres parties si les ententes officielles requises pour régler les questions exposées aux paragraphes 10 et 12 du présent PE n'a pas été signée au 15 décembre 1997 ou à une date ultérieure convenue entre ces parties. Si une partie signifie un avis conformément au paragraphe 15 du présent PE, elle n'a plus d'obligations en vertu de ce PE à compter de la fin de la période d'avis de trente jours.