

Rapport de la Commission d'examen public conjoint

Projets
gaziers
de l'île de
Sable

**Agence canadienne
d'évaluation
environnementale**

**Ministère de
l'Environnement de la
Nouvelle-Écosse**

Office national de l'énergie

**Ressources naturelles
Canada**

**Ministère des
Ressources naturelles de la
Nouvelle-Écosse**

**Office
Canada-Nouvelle-Écosse des
hydrocarbures extracôtiers**

OCTOBRE 1997

Table des matières

	SOMMAIRE ET CONCLUSIONS	7
Chapitre 1.	INTRODUCTION	11
	Description des projets	11
	Le processus d'examen environnemental	12
Chapitre 2.	LE PROJET ÉNERGÉTIQUE EXTRACÔTIER DE L'ÎLE DE SABLE	15
	Description	15
	Raison d'être et nécessité	16
	Disponibilité de l'approvisionnement	16
	Marchés	16
	Conception des installations proposées	17
	Plates-formes extracôtières	18
	Gazoduc marin	18
	Récupérateur de bouchons	22
	Usine de gaz de Goldboro	22
	Pipeline de liquides de gaz naturel (LGN) et usine de traitement	25
	Méthode de réglementation	25
	Cadre environnemental	26
	Milieu physique	26
	Écosystème marin	26
	Écosystème terrestre	27
	Consultation publique	27
	Questions relatives au milieu marin	29
	Cadre d'analyse	29

Interaction du projet et de l'environnement	29
Déchets de forage et de production	29
Remise en suspension des sédiments du fond marin	30
Bruit sous-marin	31
Perturbation de la vie animale	31
Bases de fabrication, d'approvisionnement et de service	31
Accidents et défaillances	31
Effet sur les composantes environnementales importantes	32
Habitat du poisson	32
Le poisson, les pêches et l'aquaculture	36
Mammifères marins	39
Oiseaux de mer	40
Le Gully	41
Île de Sable	42
Effets environnementaux sur le projet	43
Glace de mer et icebergs	43
Conditions extrêmes	43
Eaux navigables	44
Surveillance	44
Questions relatives au milieu terrestre	48
Cadre d'analyse	48
Interaction du projet et de l'environnement	48
Sédimentation des cours d'eau	48
Détroit de Canso	49
Drainage acide	49
Habitat	49
Accidents	49
Effets sur les composantes environnementales importantes	49
Franchissement des cours d'eau	49
Franchissement du détroit de Canso	52
Drainage acide	52
Habitat	54
Accidents	54
Mise hors service et cessation d'exploitation des installations	55
Effets cumulatifs	55

Questions relatives aux terres	56
Utilisations incompatibles des terres	56
Bruit de l'usine de gaz	56
Répercussions socio-économiques du projet	57
Méthodologie	57
Retombées économiques directes	57
Autres retombées	58
Recherche et développement	59
Emploi et formation	60
Bases de fabrication, d'approvisionnement et de service	61
Surveillance et application de la loi	62
Indemnisation de l'industrie de la pêche	62
Répercussions sur les services et l'infrastructure	63
Hébergement de la main-d'oeuvre	63
Richesses archéologiques et patrimoniales	64
Chapitre 3. LE PROJET DE GAZODUC MARITIMES & NORTHEAST	65
Description	65
Raison d'être et nécessité	66
Approvisionnement en gaz	67
Sécurité d'approvisionnement	67
Marchés	68
Conception des installations proposées	70
Réglementation financière	72
Méthode de réglementation	72
Méthode basée sur le coût du service	72
Impôt sur le revenu	72
Coût du capital-actions ordinaire	72
Droits et tarifs	73
Conception des droits et développement du marché	73
Cadre environnemental	76
Milieu physique	76
Écosystème terrestre	76
Écosystème aquatique	76
Consultation publique	77
Questions environnementales	78
Cadre d'analyse	78

Interaction du projet et de l'environnement	78
Sédimentation des cours d'eau	78
Drainage acide	78
Accidents et défaillances	78
Effets sur les composantes environnementales importantes	78
Franchissement des cours d'eau et poisson	78
Qualité de l'eau	81
Vieilles forêts	81
Habitat	82
Inspection et surveillance	83
Mise hors service et cessation d'exploitation des installations	85
Effets cumulatifs	85
Questions relatives aux terres	87
Acquisition de terrains	87
Sélection du tracé	88
Utilisations incompatibles des terres	88
Zones spéciales à environnement sensible	88
Accès	89
Forêts et foresterie	90
Effets socio-économiques du projet	91
Méthodologie	91
Retombées économiques	91
Formation	92
Surveillance et application	92
Services et infrastructure	92
Richesses archéologiques et patrimoniales	94
Chapitre 4. QUESTIONS COMMUNES AUX PROJETS SOEP ET M&NPP	95
Solutions de rechange aux projets	95
Transparence des prix	96
Effets sur la santé	97
Questions intéressant les Autochtones	98
Qualité de vie en région rurale	100
Conclusion	100

RECOMMANDATIONS	101	
REMERCIEMENTS	115	
ANNEXES		
Annexe I	Accord pour un examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable	119
Annexe II	Biographies des membres de la Commission	129
Annexe III	Description des projets fournie par les ministères de l'Environnement du Canada et de la Nouvelle-Écosse	131
Annexe IV	Liste révisée des questions	133
Annexe V	Position conjointe sur les droits et les latéraux	135
Annexe VI	Décision relative aux auditions comparatives et au report de la décision	137

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1.	Nature et étendue des consultations de SOEP jusqu'en mai 1996
TABLEAU 2.	Estimation des dépenses en main-d'oeuvre et en matériaux de SOEP par emplacement et par phase du projet
TABLEAU 3.	Nombre estimatif d'années-personnes directes employées par emplacement et par phase du projet

LISTE DES FIGURES

Figure 1.	Projets gaziers de l'île de Sable
Figure 2.	Croquis du projet SOEP
Figure 3.	Taux nominal pour les installations SOEP
Figure 4.	Barge de pose
Figure 5.	Usine de gaz
Figure 6.	Pêche en haute mer
Figure 7.	Sites proposés de l'usine de gaz de SOEP, du pipeline de liquides et des installations de traitement
Figure 8.	Plateau Scotian et Gully
Figure 9.	Franchissement par passage dans l'eau
Figure 10.	Franchissement par forage dirigé
Figure 11.	Franchissement à sec
Figure 12.	Tracé du gazoduc de M&NPP
Figure 13.	Station de vannes de canalisation principale
Figure 14.	Travaux de construction pipelinière
Figure 15.	sans titre

LISTE DES ENCADRÉS

Le rôle de la société d'accréditation
Boue et déblais de forage
Principe de prudence
Programme de gestion de l'environnement - ISO 14000
Roche acidifère
Méthode axée sur les conditions du marché
Termes commerciaux

ABRÉVIATIONS 143

GLOSSAIRE 145

Sommaire et conclusions

À la lumière de la preuve, des contre-interrogatoires, des plaidoiries et des commentaires du public qu'elle a entendus au cours de son examen du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable du consortium *Sable Offshore Energy Project* (projet SOEP) et du projet de gazoduc de *Maritimes and Northeast Pipeline Project* (projet M&NPP), la Commission d'examen conjoint (la Commission) conclut que les projets SOEP et M&NPP ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants, pourvu que soient appliquées aux deux projets les mesures d'atténuation voulues, définies au cours de l'examen, et que soient mises en oeuvre les recommandations qu'elle a elle-même formulées. La Commission a également établi que les projets auront des retombées socio-économiques favorables dans les Maritimes et au Canada. Elle incite donc les organismes de réglementation compétents à accorder sans plus tarder aux projets SOEP et M&NPP toutes les autorisations nécessaires.

Les conclusions de la Commission se fondent sur les renseignements recueillis au cours de vingt séances d'information et séances d'établissement de la portée, sur les 1 270 pièces admises à titre de preuve écrite directe ou de réponses à des demandes de renseignements officielles, et sur les 12 266 pages de transcription accumulées au cours de 56 jours d'audience à Halifax et à Fredericton.

Solutions de rechange

Avant le début des audiences, Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. (TQM) a déposé une requête dans laquelle elle demandait que la Commission examine une proposition qu'elle présentait à titre de solution de rechange au projet M&NPP et permette que son projet de gazoduc fasse l'objet d'une évaluation environnementale

complète; elle demandait également que le comité d'audience de l'Office national de l'énergie (ONÉ) reporte toute décision sur le projet M&NPP jusqu'à ce qu'il ait entendu la proposition de TQM. La Commission a aussi entendu les arguments de Tatham Offshore Inc. et de Seafloor Structures Consulting Ltd., qui souhaitaient que leurs propositions soient examinées à titre de projets de rechange.

La Commission a délibéré sur la question de savoir s'il convenait, par souci d'équité procédurale, de retarder la parution de son rapport afin de mener une évaluation environnementale comparative des solutions de rechange proposées à l'égard des projets à l'étude. Or, elle estime avoir satisfait à ses obligations à ce chapitre grâce aux 56 jours d'audience consacrés à l'examen des demandes SOEP et M&NPP, et au cours desquels elle a entendu la preuve sur les projets de rechange proposés. Elle a donc conclu qu'il ne conviendrait pas de retarder son rapport pour entreprendre des évaluations environnementales multiples à l'égard de projets de rechange éventuels. Du reste, le comité d'audience de l'ONÉ a aussi décidé d'écarter les requêtes voulant qu'il remette sa décision sur les projets à l'étude.

Milieu marin

Pour en arriver à ses conclusions au sujet des effets négatifs importants des projets, la Commission a tenu compte d'un éventail de questions, d'ordre environnemental et socio-économique. Le rejet de déchets en mer, spécialement des déblais de forage comprenant des résidus de boue de forage à base d'huile, était une préoccupation majeure.

À la lumière de la preuve produite, la Commission croit que la méthode de traitement et d'élimination des déchets de forage et de production proposée pour le

projet SOEP n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur le plateau Scotian. Elle note que SOEP a déclaré qu'il respectera les limites prescrites dans les *Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers*, ou fera mieux, pour ce qui concerne la teneur en hydrocarbures des déchets liquides ou solides de forage. La Commission reconnaît l'importance de surveiller les rejets de la plate-forme de forage.

Par conséquent, elle a formulé des recommandations pour assurer que SOEP exerce une surveillance adéquate à cet égard et pour l'inciter à adopter les techniques de gestion des déchets de forage qui seront mises au point à l'avenir, s'il est démontré qu'elles sont sans danger pour l'environnement et économiquement réalisables. Les impacts éventuels du projet sur le Gully, une zone d'importance écologique spéciale du plateau Scotian, constituaient une autre grande source de préoccupation. En particulier, on s'inquiétait des rejets de la plate-forme de forage et du bruit causé par les activités du projet. De plus, la possibilité que les travaux de mise en valeur se rapprochent du Gully, en cas d'expansion future du projet, était aussi une question d'intérêt.

La Commission s'inquiète que l'expansion éventuelle du projet pourrait empiéter sur le Gully. Elle a conclu qu'il s'impose d'effectuer d'autres recherches pour recueillir des données de base sur la circulation de l'eau, le transport de sédiments et l'effet de la transmission du bruit sur les mammifères marins. Elle recommande donc que, préalablement à l'approbation réglementaire du projet SOEP, ses promoteurs soient tenus de présenter, dans le cadre de leur plan final de protection de l'environnement, un code de pratiques exposant les mesures qui seront mises en place pour protéger le Gully. Ce

code doit notamment faire état des programmes de suivi et des mesures d'atténuation qu'ils se proposent d'adopter. La Commission recommande également que SOEP entreprenne des activités de recherche, ou y collabore, pour recueillir les données de base nécessaires à l'exécution des programmes de suivi des effets environnementaux. Selon elle, il faudra disposer de données supplémentaires pour prendre des décisions judicieuses au sujet d'un développement plus poussé des ressources, particulièrement dans des sites proches du Gully.

L'impact éventuel des travaux de construction, à terre et en mer, sur l'industrie aquicole a soulevé plusieurs préoccupations, surtout dans la région de Country Harbour, en Nouvelle-Écosse. Entre autres, on s'inquiétait que l'emploi d'explosifs et l'excavation de tranchées près du point d'arrivée à terre du gazoduc provoquent la remise en suspension des sédiments. On s'est demandé s'il convenait de situer les stations d'approvisionnement et de service près de Country Harbour, car on estimait que l'accroissement de la circulation maritime attribuable à la présence de ces bases pourrait avoir un impact sérieux sur les concessions aquicoles de la région. Une considération très importante pour l'industrie aquicole était le risque d'altération, réelle ou soupçonnée, des fruits de mer cultivés étant donné que sa clientèle considère Country Harbour comme un milieu marin vierge.

Ici encore, la Commission s'inquiétait de l'insuffisance de données de base concernant les effets négatifs éventuels sur l'industrie aquicole. Elle recommande donc que SOEP s'engage à effectuer, durant au moins une année complète, un programme d'études de base de l'eau et des sédiments. Quant à l'impact éventuel des bases d'approvisionnement ou de service sur l'industrie aquicole près de Country Harbour, elle recommande que SOEP envisage un autre emplacement pour ces bases.

Milieu terrestre

Au nombre des questions relatives au milieu terrestre qui revêtaient une importance particulière dans le cas des deux projets SOEP et M&NPP se trouvaient le franchissement de cours d'eau

— on en prévoit 260 — et l'impact possible de roches acidogènes. Pour ce qui concerne le franchissement de cours d'eau, on s'inquiétait surtout des effets négatifs éventuels sur le poisson et son habitat. Les travaux de dynamitage et d'excavation peuvent mettre à nu des roches acidogènes, ce qui risque d'accroître le niveau d'acidité de l'environnement aquatique et de nuire à certains organismes. On a souligné particulièrement les effets négatifs sur le saumon.

La Commission recommande que SOEP et M&NPP s'attachent à atténuer les incidences éventuelles des projets en traitant les aspects suivants : méthodes appropriées de franchissement des cours d'eau, politique d'arrêt des travaux par temps pluvieux, techniques de construction assorties de mesures d'atténuation, méthodes d'atténuation des effets des roches acidogènes, et nouveaux enjeux environnementaux découlant des travaux de construction.

Le choix du tracé et les utilisations incompatibles des terres constituaient d'autres préoccupations. La Commission juge que le choix du tracé pour le projet M&NPP s'est basé sur un examen approfondi des facteurs et une participation considérable du public. Le tracé général proposé convient, pourvu que soient appliquées les mesures d'atténuation voulues. Il reste à définir et à examiner plus à fond un tracé détaillé de 25 mètres; ce processus offrira d'autres possibilités de préciser les zones environnementales vulnérables, en vue de les éviter ou d'atténuer les effets sur celles-ci, et d'aborder toutes nouvelles préoccupations, ou questions non encore résolues, soulevées par des groupes autochtones ou environnementaux. En outre, ce sera l'occasion pour les personnes qui craignent que le projet ait des effets négatifs sur leurs terres de faire connaître leurs points de vue et d'assurer que leurs droits soient respectés.

La Commission reconnaît qu'un grand nombre de résidents ruraux craignent que la présence d'un gazoduc ne nuise à la qualité de la vie en milieu rural. Au cours des séances d'information et d'établissement de la portée, elle a été

saisie de préoccupations concernant la sécurité pipelinière, les effets sur la faune, les intrusions sur les propriétés et l'aspect esthétique de l'emprise. Elle reconnaît la validité de ces préoccupations, mais elle estime, à la lumière de la preuve produite, qu'une planification convenable et de bonnes pratiques de construction et de maintenance permettront de prévenir de telles incidences, ou de les réduire au point de les rendre négligeables. Les promoteurs des deux projets SOEP et M&NPP se sont engagés à faire en sorte qu'il n'y ait pas d'impacts négatifs importants, et la Commission a fait des recommandations pour garantir qu'il en soit ainsi.

Facteurs socio-économiques

Les questions soulevées au cours de l'instance ne se limitaient pas au seul domaine de l'environnement; en effet, elles touchaient aussi à de nombreux aspects liés aux effets et aux retombées socio-économiques. Une question qui a revêtu une certaine importance a été de savoir si le programme de consultation publique avait été adéquat, comme l'exigent les règlements de l'ONÉ et la législation fédérale et néo-écossaise en matière d'évaluation environnementale. La Commission a estimé qu'on avait mené des programmes de consultation exhaustifs dans le cas des deux projets, et elle s'est dite satisfaite de leur efficacité générale. Le seul cas d'exception fut le manque initial de consultations avec les collectivités autochtones.

On se préoccupait également de la création d'emplois et d'occasions d'affaires. La Commission a estimé que les retombées directes des travaux de construction seraient limitées et de courte durée, surtout à la lumière de l'activité économique globale des Maritimes. Ainsi, il y aura bel et bien des retombées et celles-ci seront les bienvenues, mais les projets ne constitueront pas une panacée aux problèmes économiques de la région.

Les principales retombées économiques viendront dans le futur, et leur réalisation dépendra de la mesure où les projets SOEP et M&NPP joueront un rôle de catalyseur en favorisant l'exploration et la mise en valeur futures des hydrocarbures de la région. Si cet objectif est atteint, cela

procurera une source d'énergie alternative à l'industrie en place et stimulera le développement industriel, surtout dans le domaine de la pétrochimie.

La Commission estime que les projets pourraient faire davantage pour améliorer les perspectives dans les Maritimes. Par exemple, aucun engagement n'a été pris de traiter les liquides de gaz en Nouvelle-Écosse. Ils semblent destinés exclusivement aux marchés d'exportation. Or, la Commission estime que la disponibilité de gaz naturel et de ses sous-produits liquides pourrait ouvrir des perspectives de développement industriel. Elle s'étonne également qu'on n'ait pas eu la clairvoyance de mettre sur pied des programmes de formation, en prévision de l'intensification de l'activité économique que de tels projets «d'amorce» ne manqueront pas d'entraîner. De même, elle est frappée par l'absence d'un programme à long terme de recherche et de développement. Pareil programme sera indispensable pour fournir la base d'information environnementale et socio-économique qui orientera les futures décisions en matière de réglementation et pour garantir que le Canada et la Nouvelle-Écosse retirent à l'avenir le plus de retombées possibles.

Marchés et droits

Dans l'optique de la Commission, un des principaux objectifs des projets SOEP et M&NPP consiste à rendre le gaz naturel accessible aux marchés des Maritimes. Par ailleurs, elle reconnaît aussi que la viabilité des projets dépend des marchés du Nord-Est des États-Unis.

En outre, la Commission est d'avis que, pour être acceptable, la conception des droits se doit d'être liée à plusieurs facteurs de développement des marchés.

Premièrement, SOEP et M&NPP, à titre de projets d'amorce, serviront de fondement aux futures activités de mise en valeur.

Deuxièmement, la construction de canalisations latérales favorisera l'accès aux marchés du gaz naturel des Maritimes et donc stimulera leur croissance.

Troisièmement, sans porter atteinte à la viabilité économique générale du gazoduc, il faut tenir compte de la position économique relative des divers

groupes d'expéditeurs.

Parce qu'elle accorde tellement d'importance au fait que le gaz de l'île de Sable soit utilisé dans les Maritimes, la Commission est portée à considérer la méthode de conception des droits et la politique relative aux latéraux comme un ensemble. Elle trouvait attrayantes l'idée de droits timbre-poste et la politique sur les latéraux que proposait M&NPP, car la première permettrait d'asseoir le gazoduc sur une solide base économique pendant ses premières années d'exploitation, tandis que la seconde optimiserait le potentiel de développement du marché des Maritimes.

La Commission reconnaît que la province de la Nouvelle-Écosse a retiré son appui à l'égard de la position conjointe lors de sa réplique, mais elle y voit, quant à elle, la meilleure formule possible pour promouvoir l'essor du marché du gaz dans les Maritimes, formule qui, par le truchement de rabais, reconnaît en partie la position de la Nouvelle-Écosse selon laquelle la distance doit intervenir comme facteur dans la conception des droits.

Les intervenants de la Nouvelle-Écosse s'opposaient aussi à l'engagement de SOEP de vendre exclusivement aux expéditeurs de M&NPP toute la production des six premiers champs de gaz exploités à l'île de Sable. Ils ont soutenu qu'il ne faudrait pas les obliger, parce qu'ils se trouvent près de l'usine de gaz de Goldboro, à utiliser le gazoduc M&NPP pour avoir accès à cette production. Tout en admettant que M&NPP doit disposer d'une production de gaz suffisante pour que son gazoduc soit rentable, la Commission refuse de donner son aval aux arrangements de ventes liées de SOEP, parce qu'elle estime que l'accès des Canadiens au gaz naturel ne devrait pas dépendre de l'utilisation, par les acheteurs et expéditeurs, d'une installation de transport désignée.

La Commission estime que l'option de contourner le gazoduc M&NPP va dans le sens des intérêts des parties en Nouvelle-Écosse qui souhaitent conclure leurs propres arrangements en matière de transport, tout en permettant de conserver la capacité requise pour desservir les marchés du Nord-Est des États-Unis.

Suivi

La production et le transport du gaz naturel poseront de nouveaux défis dans les provinces Maritimes, mais ces défis ne seront guère différents de ceux qu'elles ont connus ces 25 dernières années dans le domaine de la prospection et de l'exploitation des hydrocarbures extracôtiers. Pour les projets à l'étude, il faudra planifier en détail les opérations proposées, avant l'étape de la construction, puis assurer l'application de programmes efficaces d'inspection et de surveillance ainsi que de vérification de la conformité. La planification des projets SOEP et M&NPP ne cesse d'évoluer, et la Commission se rend compte que ses recommandations, dans certains cas, s'appuient sur l'évaluation de principes, plutôt que de plans concrets. Telle est la nature du processus de mise en valeur des hydrocarbures extracôtiers. Les inspections, le suivi et les vérifications de conformité sont autant d'outils pour garantir que les installations du projet sont construites et exploitées conformément aux plans établis. La Commission a recommandé un certain nombre de mécanismes pour faire en sorte que toute modification apportée aux plans se traduise par une plus grande marge de sécurité, moins d'impacts sur l'environnement et plus de retombées positives. Elle a fait de son mieux pour assurer la mise en place de mécanismes efficaces d'inspection et de vérification de conformité, dans l'esprit du principe de prudence qui dicte une approche prudente en matière de protection de l'environnement. Elle a aussi donné son appui aux mécanismes que SOEP et M&NPP utiliseront pour effectuer une meilleure surveillance grâce à un dialogue continu et à des consultations avec le public, les parties intéressées, les organismes de réglementation et les groupes d'intérêts. SOEP et M&NPP ont instauré un éventail de comités consultatifs et la Commission a suggéré des façons d'en améliorer le fonctionnement. Ces comités offrent un bon moyen de suivre le déroulement des travaux et de veiller à ce qu'on tienne compte des préoccupations locales ou de questions particulières. La Commission reconnaît les efforts que SOEP et M&NPP ont déployés jusqu'ici et les incite à persister dans cette voie.

1

Introduction

DESCRIPTION DES PROJETS

Depuis le début des années 70, d'importants gisements de gaz naturel ont été découverts sur le plateau Scotian, à proximité de l'île de Sable. À l'heure actuelle, on projette de mettre en valeur six champs de gaz naturel, soit les champs Venture, South Venture, Thebaud, North Triumph, Glenelg et Alma, lesquels, selon les estimations, recèlent 85 milliards de mètres cubes de gaz naturel récupérable. Ils se trouvent en bordure du plateau Scotian par 20 à 80 mètres de profondeur.

Un consortium appelé *Sable Offshore Energy Project*, ou projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (projet SOEP), formé des compagnies Mobil Oil Canada Properties Limited, Shell Canada Limitée,

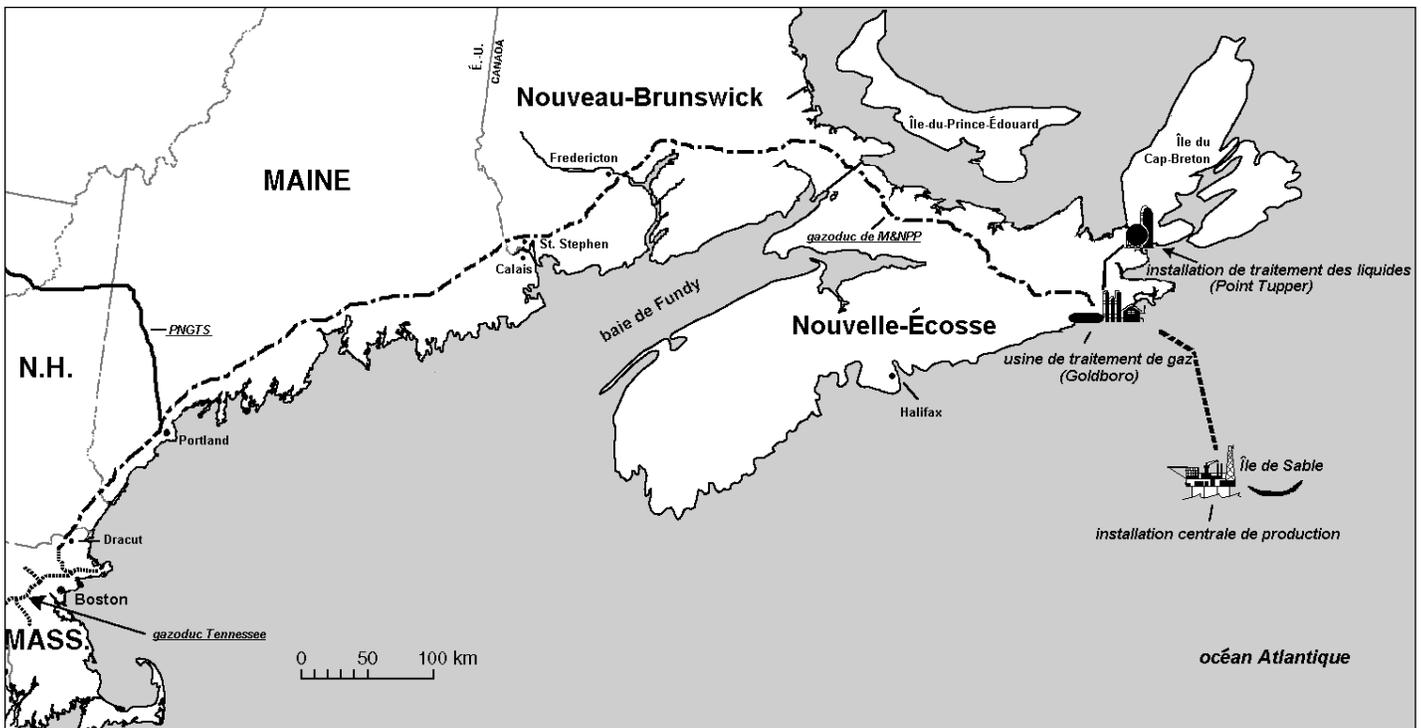
Pétrolière impériale Ressources Limitée et Nova Scotia Resources Limited, souhaite mettre en valeur ces six champs. SOEP propose de construire les installations à terre et en mer nécessaires au forage, à la production, au transport et au traitement du gaz naturel. Le gaz et les liquides de gaz naturel seront collectés des plates-formes marines et amenés à terre par un gazoduc marin jusqu'à une usine de gaz qui sera construite à Goldboro, dans le comté de Guysborough, en Nouvelle-Écosse. Les liquides de gaz naturel seront transportés par gazoduc de l'usine de gaz jusqu'à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse, pour fins de manipulations subséquentes et d'expédition.

Le projet SOEP comporte deux phases. La phase de mise en valeur comprend le

forage des premiers puits de production et la construction des installations de traitement et de transport à terre et en mer. La phase d'exploitation comprend l'enlèvement et le traitement du gaz naturel pendant toute la durée prévue du projet, qui est de 25 ans.

Les champs Thebaud, Venture et North Triumph devraient commencer à produire à la fin de 1999 et produire 13 millions de mètres cubes (460 millions de pieds cubes) de gaz marchand par jour. Pour maintenir ce rythme, d'autres champs seront mis en valeur selon les besoins dans l'avenir. Selon le plan actuel, l'exploitation des champs South Venture, Glenelg et Alma débutera entre 2004 et 2007. Les installations seront conçues de sorte que, si l'on veille à effectuer les inspections, la

Figure 1. Projets gaziers de l'île de Sable



maintenance et les réparations voulues, elles demeureront utilisables bien après la durée prévue du projet. Grâce à cette philosophie de conception, les champs satellites pourront être mis en valeur à une date ultérieure. D'autres gisements découverts par des travaux d'exploration pourraient être incorporés au projet. Le projet SOEP est donc un projet d'amorce qui devrait favoriser la mise en valeur future des réserves de gaz sous-marines du plateau Scotian.

Le projet de gazoduc *Maritimes and Northeast Pipeline* (projet M&NPP) consiste à transporter le gaz naturel traité, via un gazoduc terrestre, vers les marchés canadien et américain. À la sortie de l'usine de gaz de Goldboro, le gazoduc traversera la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick pour atteindre la frontière canado-américaine, près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick. De là, il se raccordera à des installations américaines qui livreront le gaz aux États du Nord-Est des États-Unis, et qui se raccorderaient finalement au réseau de gazoducs nord-américain.

Le processus d'examen environnemental

Le consortium SOEP et la compagnie Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., que nous nommerons par la suite collectivement les promoteurs, ont déposé des demandes auprès des organismes de réglementation suivants : l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), l'Office national de l'énergie (ONÉ) et le Nova Scotia Energy and Mineral Resource Conservation Board. SOEP a déposé ses demandes en juin 1996, et M&NPP a présenté la sienne à l'ONÉ en octobre 1996.

Étant donné que chacun des organismes de réglementation tenait à soumettre les deux projets à un examen public, il a été décidé, pour simplifier la démarche de réglementation, de mener un examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable. Les ministres fédéraux et les ministres néo-écossais de l'Environnement et des Ressources naturelles, le président de l'ONÉ et le président directeur général

par intérim de l'OCNHE (les parties) ont conclu un accord quant à l'examen public conjoint des projets, qui visait à rationaliser les exigences des parties pour l'évaluation environnementale des effets socio-économiques et environnementaux que les projets étaient susceptibles d'entraîner (voir l'annexe I, où figure l'accord). L'accord stipulait que l'examen répondrait aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), de la *Environmental Act* de la Nouvelle-Écosse et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et satisfait aux exigences de l'OCNHE et de son commissaire, désigné aux termes de la *Loi de mise en oeuvre de l'accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et de la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* (lois de mise en oeuvre).

En juin 1996, l'ONÉ a renvoyé officiellement au ministre fédéral de l'Environnement le projet SOEP pour qu'il fasse l'objet d'une évaluation environnementale par une commission. Il en a fait de même pour le projet M&NPP, en octobre 1996.

Les parties ont établi une commission d'examen public conjoint (commission), composée d'un président, M. Robert Fournier, de deux membres à plein temps de l'ONÉ, Mme Anita Côté-Verhaaf et M. Ken Vollman, et de M. John Sears et Mme Jessie Davies. Le président de la commission a été nommé membre temporaire de l'ONÉ, et M. Sears a été nommé commissaire en vertu des lois de mise en oeuvre (voir l'annexe II, où figurent les biographies des membres de la commission).

L'accord fixait les paramètres de l'examen public conjoint, qui visait à recueillir et à étudier la preuve sur les effets environnementaux des projets et à entendre les plaidoiries à cet égard. Les organismes de réglementation utiliseraient les renseignements recueillis dans leurs délibérations et leur processus de décision. En outre, l'examen a fourni au commissaire une tribune publique pour diffuser la demande de mise en valeur et recueillir des renseignements aux fins de

délibérations subséquentes et de la préparation de recommandations à l'intention de l'OCNHE.

Le mandat de la commission, défini par l'accord, prescrivait que les procédures d'examen que fixerait la commission incorporeraient les Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ, lesquelles prévoient l'assermentation, l'interrogatoire et le contre-interrogatoire des témoins, ainsi que la présentation de plaidoiries. L'ONÉ a étudié simultanément les demandes relatives aux projets SOEP et M&NPP dans le cadre de l'examen public conjoint. Le comité d'audience de l'ONÉ, composé de M. Vollman, de Mme Côté-Verhaaf et de M. Fournier, a fait l'examen des installations des deux projets conformément à l'ordonnance d'audience GH-6-96.

La commission avait pour mandat précis d'étudier les effets des projets (voir l'annexe 1 de l'accord), puis de préparer un rapport exposant ses conclusions et ses recommandations, motifs à l'appui. Pour l'aider à mener son examen public, des séances d'information et des séances de détermination de la portée de chaque projet se sont tenues à l'automne de 1996. Sept séances ont eu lieu en Nouvelle-Écosse sur les questions relatives au projet SOEP, et treize séances se sont tenues en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick sur les questions intéressant le projet M&NPP.

Bon nombre des questions que suscitaient l'un et l'autre projets étaient identiques ou liées, et il en était de même pour beaucoup de questions particulières sur lesquelles se pencheraient la commission d'examen public conjoint, le comité d'audience et le commissaire. Ces trois autorités (appelées collectivement la Commission) ont donc décidé d'entendre la preuve et les arguments ayant trait à chacun des projets au cours d'une seule instance, qui se déroulerait conformément aux instructions relatives à la procédure que la commission d'examen public conjoint avait diffusées le 16 décembre 1996.

Une série d'audiences publiques ont été tenues pour l'étude des projets. Des audiences informelles ont eu lieu à Moncton, au Nouveau-Brunswick, et à

Antigonish, en Nouvelle-Écosse, les 4 et 5 avril 1997, respectivement. Elles ont été suivies d'audiences officielles qui ont débuté à Halifax, en Nouvelle-Écosse, le 7 avril, et se sont poursuivies à Fredericton, au Nouveau-Brunswick, du 28 avril au 16 mai, puis à Halifax, du 26 mai au 14 juillet 1997.

La portée des projets englobe les activités de construction et d'exploitation définies dans les descriptions des projets que les ministres de l'Environnement ont fournies à la Commission (voir l'annexe III). La Commission a accepté les limites géographiques délimitant la zone de chaque projet et la limite temporelle de vingt-cinq ans, définies par les promoteurs.

Le rapport qui suit compte quatre chapitres, précédés d'une section où figure un sommaire et des conclusions. Le chapitre 1, intitulé Introduction, décrit les projets et le processus d'examen. Le chapitre 2 traite de la raison d'être et de la nécessité du projet SOEP, des questions de conception, de la méthode de réglementation et des aspects environnementaux et socio-économiques. Le chapitre 3 examine la raison d'être et la nécessité du projet M&NPP, les conditions auxquelles les services seraient offerts, les installations, la conception ainsi que les aspects environnementaux et socio-économiques. Le chapitre 4 porte sur les questions qui sont communes aux deux projets.

2 Le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable

Description

Les composantes fondamentales du plan de la mise en valeur privilégié pour le projet SOEP comprennent la mise en valeur progressive de six champs de gaz Venture, Thebaud, North Triumph, South Venture, Alma et Glenelg situés dans les environs de l'île de Sable. Un nombre estimatif de 28 puits de production devraient être exploités dans le cadre du projet. Les douze premiers sont prévus pour les champs Thebaud, Venture et North Triumph et devraient être achevés d'ici à la fin de 1999.

Les critères de tempête à récurrence de 100 ans appliqués au projet établissent la base de calcul minimale acceptable pour les installations de forage. En raison de

leur application, il a été décidé d'utiliser deux installations autoélevatrices en porte-à-faux exploitables à l'année pour le forage d'exploitation. Ces installations pourront être placées jusqu'à 90 mètres de profondeur et seront munies de systèmes de boue de forage constituée d'eau et d'huile minérale peu toxique. La boue de forage sert à lubrifier le trépan et le train de sonde, à stabiliser le trou, à amener les déblais de forage à la surface et à contrôler les pressions des gisements. La boue à base d'huile minérale à faible toxicité est tout particulièrement importante pendant le forage dirigé.

Selon le plan actuel, une installation demeurera dans la zone pour desservir les puits productifs jusqu'en 2004. La deuxième étape du forage d'exploitation

sera planifiée pour les champs South Venture, Glenelg et Alma, si cela s'avère nécessaire pour maintenir le taux de production de gaz marchand.

Trois navires de service desserviront les deux installations de forage, si celles-ci fonctionnent en même temps. Un navire sera affecté à chaque installation en tous temps à des fins de secours. D'après les estimations actuelles, il y aura environ 80 employés par installation, dont une trentaine seront des membres des équipes de forage; les autres comprendront des marins, des traiteurs, des travailleurs du secteur tertiaire et du personnel de soutien administratif et technique.

Les installations de production extracôticière comprendront une installation centrale de

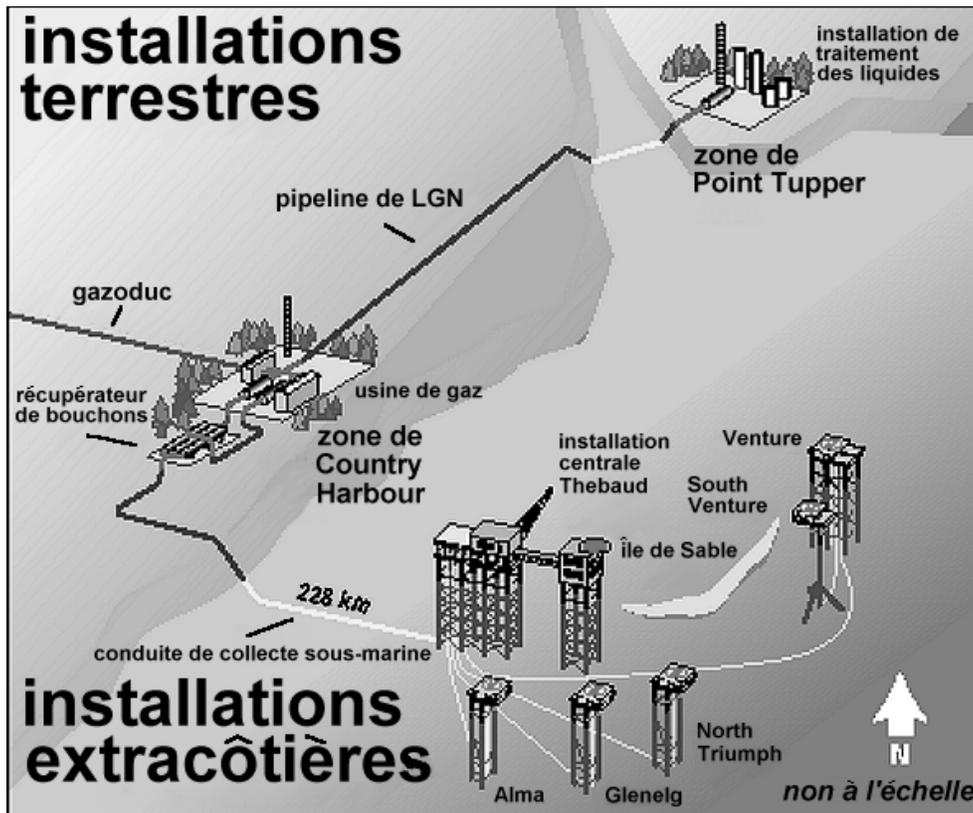


Figure 2
Croquis du projet SOEP

production habitée à Thebaud. Une deuxième plate-forme, située également à Thebaud, recevra quarante ouvriers affectés à la production extracôtière et du personnel de soutien.

L'eau sera extraite du flux de gaz produit à la plate-forme Thebaud, après quoi le gaz sera transporté à l'usine de gaz de Goldboro, où les composants commercialisables et autres seront extraits afin de préparer le gaz en vue de son transport vers les marchés.

Lorsque l'écoulement est inégal, un récupérateur de bouchons adjacent à l'usine de gaz servira à séparer le gaz et les liquides connexes à l'entrée de l'usine, et à stabiliser l'écoulement à cet endroit.

L'usine de gaz de Goldboro pourra traiter environ 17 millions de mètres cubes (600 millions de pieds cubes) de gaz naturel brut par jour. Elle est aussi conçue pour extraire 3 849 mètres cubes (24 207 barils) de liquides de gaz naturel (LGN) par jour. Le volume réel de produit expédié variera en fonction des méthodes de production.

Raison d'être et nécessité

Disponibilité de l'approvisionnement

Depuis 1959, 121 puits d'essai au total ont été forés sur le plateau Scotian, ce qui a permis de faire des découvertes importantes et d'estimer de façon préliminaire les ressources futures en gaz de la région.

Dans leurs calculs, les promoteurs se sont basés sur les renseignements fournis par la Commission géologique du Canada et l'OCNHE et les données historiques des forages d'exploration. Ils ont établi que les ressources totales en gaz, découvertes et non découvertes, du bassin du plateau Scotian seront de l'ordre de 512 milliards de mètres cubes. L'OCNHE a délivré 22 permis de découverte importante pour des sites qui, selon les estimations, contiendraient au total 163 milliards de mètres cubes de gaz récupérable.

Les promoteurs ont établi que six des 22 découvertes importantes sont au cœur du projet SOEP. La quantité moyenne

prévue de gaz brut récupérable dans ces six champs a été estimée à 84,3 milliards de mètres cubes, avec une probabilité de 90 % que les réserves excéderont 32,3 milliards de mètres cubes, et une probabilité de 10 % qu'elles excéderont 145,1 milliards de mètres cubes.

Les six champs ont été choisis en raison des bas coûts prévus de mise en valeur, de la taille relativement considérable des ressources et de la certitude relative des estimations. Après le dépôt du plan de mise en valeur, les promoteurs ont obtenu des données sismiques tridimensionnelles pour cinq des six champs. Ces données seront interprétées et intégrées dans les études de cartographie et de simulation de réservoir tout au long de 1997 et au début de 1998. Les promoteurs prévoient de s'appuyer sur des données sismiques supplémentaires pour préciser le nombre et l'emplacement des puits d'exploitation nécessaires pour exploiter efficacement la ressource.

SOEP a présenté des demandes fondées sur la mise en valeur projetée de ces six champs seulement. Néanmoins, il a qualifié ces champs de «projet d'amorce» et de catalyseur pour la mise en valeur future de la zone; la durée du projet pourrait donc dépasser la période de production de 25 ans proposée. Il a affirmé qu'il entendait continuer le forage exploratoire et évaluer les autres découvertes importantes en vue de la mise en valeur d'autres champs.

Dans leur proposition initiale, les promoteurs ont affirmé que la production de gaz serait de l'ordre de 440 milliards de thermies britanniques (Btu) par jour pendant un minimum de quinze ans. Par la suite, ils ont fixé ce taux à 480 milliards de Btu par jour pour une période minimale de treize ans (nota : tout au long de l'audience, le taux a été cité en unité calorifique (Btu) plutôt qu'en unité volumétrique des systèmes impérial ou métrique couramment employés pour la production du gaz brut; le rapport utilise donc cette unité).

Les promoteurs ont établi leur calendrier révisé de production en prévoyant une marge de productibilité d'environ un puits.

Ils ont analysé diverses mesures nécessaires pour accroître la production en cas de pénurie, notamment ajouter des champs plus rapidement, accroître la productibilité des champs existants par la remise en production, et ralentir la baisse de pression en augmentant la compression plus tôt pendant le projet.

Les promoteurs ont utilisé des sources fiables pour leurs estimations des ressources, et les divers ministères et organismes gouvernementaux s'entendent pour dire que le potentiel en gaz est suffisant. Même si les promoteurs ont relevé leurs calculs de production, la Commission croit que la productibilité proposée sera suffisante.

La Commission est convaincue que l'approvisionnement en gaz ne pose pas de risque majeur pour les projets. Le projet est fondé sur une petite partie des ressources en gaz dont on connaît l'existence ou dont on prédit la découverte sur le plateau Scotian.

Marchés

Les principaux marchés qui seraient desservis par la production de SOEP sont situés dans l'Est canadien et dans le Nord-Est des États-Unis. Ils représentent un agencement de marchés existants et nouveaux, qui pourraient prendre beaucoup d'essor. Ils sont tributaires des combustibles à prix élevé et sont caractérisés par l'absence d'accès aux réseaux de transport et de distribution du gaz naturel.

Les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick peuvent recourir à plusieurs sources d'énergie, mais le gaz naturel ne fait pas partie de ces sources. Aujourd'hui, ces deux provinces comptent principalement sur les mazouts n^{os} 2 et 6, le charbon, les déchets ligneux et l'électricité. Si l'on se fonde sur les données contenues dans le rapport de l'ONÉ intitulé *L'énergie au Canada : Offre et demande* de 1994, la demande totale d'énergie devrait croître à un taux annuel moyen d'environ 1 % entre 1991 et 2010. Les projets mis de l'avant par SOEP serviront de catalyseur pour le développement et la croissance de la consommation canadienne de gaz et amorceront l'approvisionnement

à long terme en gaz.

Depuis le dépôt de la demande, des ententes préalables, visant 200 milliards de Btu de capacité en service garanti, ont été signées avec trois gros consommateurs des Maritimes. Cela semble confirmer la vigueur du marché en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick.

Le chapitre 4 contient une analyse complète des marchés canadiens et des marchés à l'exportation.

Conception des installations proposées

Les promoteurs de SOEP ont adopté une démarche conceptuelle, prévoyant un écart théorique de 10 %, pour les installations extracôtières qui recevraient la production prévue des six champs. À mesure que le projet se précisait, la capacité nominale a été établie à quelque 21,1 millions de mètres cubes (600 millions de pieds cubes) de gaz brut par jour (les volumes de gaz marchand sont inférieurs à ce chiffre en

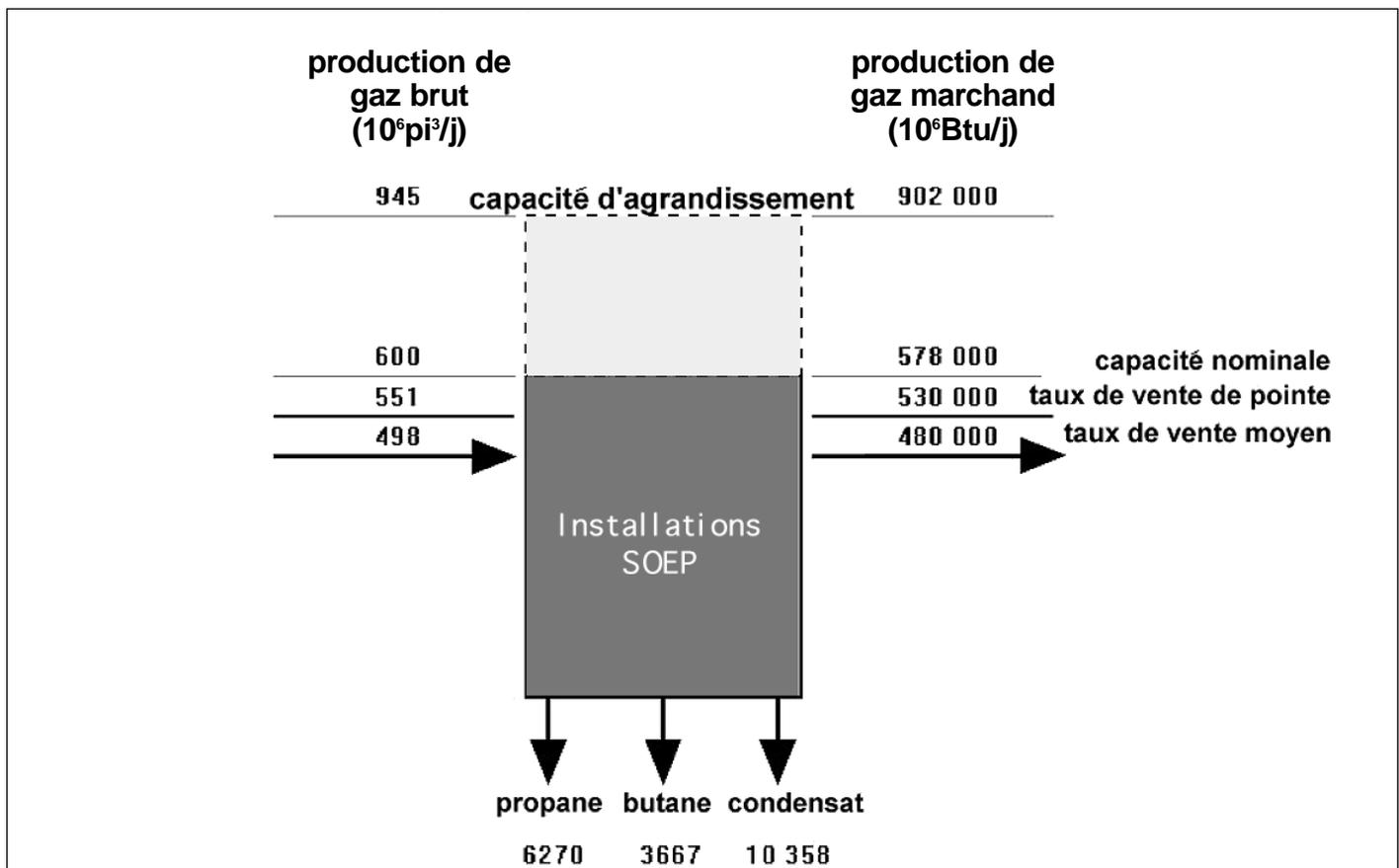
raison de la perte de volume attribuable à l'extraction des liquides et à l'utilisation de combustible). Le rapport entre le taux nominal et les taux de production de gaz brut et de gaz marchand est indiqué à la figure 3. En outre, vu la nécessité éventuelle d'un accroissement de la capacité en raison des réserves accrues dans le projet de base ou des nouvelles découvertes dans la zone, les promoteurs ont aussi mené une étude pour déterminer si la capacité des installations pouvait être relever de 50 %.

La principale préoccupation des intervenants au sujet de la conception a été axée sur l'agrandissement possible des installations. De façon plus particulière, ils ont demandé combien il en coûterait pour porter à 33,2 millions de mètres cubes (954 millions de pieds cubes) par jour le débit nominal de 21,1 millions de mètres cubes (600 millions de pieds cubes) par jour. Ils ont indiqué que le récupérateur de bouchons et le pipeline de LGN jusqu'à Point Tupper accepteraient un débit accru sans exiger d'autres investissements.

Cependant, le gazoduc marin nécessiterait une compression supplémentaire à un coût de plus de 100 millions de dollars, et l'usine de gaz de Goldboro et les installations de Point Tupper nécessiteraient d'autres installations de traitement à un coût atteignant environ 60 % du coût original de chacune des installations.

Les promoteurs ont indiqué que le projet a été optimisé sur une base économique en tenant compte de facteurs tels que l'efficacité de la récupération aux six champs dont on projette la mise en valeur, la demande des marchés, et les coûts actuels supplémentaires par rapport aux coûts supplémentaires futurs qui seraient engagés. Ils ont envisagé s'il serait plus économique de construire une capacité excédentaire au préalable plutôt que dans l'avenir; ils ont conclu qu'une capacité excédentaire d'environ 2,8 millions de mètres cubes (100 millions de pieds cubes) par jour pourrait être intégrée dans la base de calcul. Les promoteurs ont indiqué que l'agrandissement et

Figure 3. Taux nominal pour les installations SOEP



l'accroissement de la capacité portante de la plate-forme Thebaud, pour faciliter l'ajout éventuel de compresseurs, et la construction préalable de trains de traitement à Goldboro et à Point Tupper pour recevoir un débit de 33,2 millions de mètres cubes (945 millions de pieds cubes) par jour, ne seraient pas justifiés économiquement. Dans les sections suivantes, nous donnons d'autres détails sur ces questions pour chaque installation.

La Commission est satisfaite de la base de calcul mise de l'avant par les promoteurs. La philosophie selon laquelle on devrait construire au préalable la capacité d'agrandissement, là où il est économique de le faire, reconnaît la probabilité que des ressources supplémentaires de gaz pourraient être exploitées dans la zone des six champs, et elle est prudente sur le plan du maintien à un bas niveau des coûts d'approvisionnement pour une mise en valeur future.

Plates-formes extracôtières

Les installations de production extracôtières comprendront une installation centrale de production habitée au champ Thebaud, qui recevra le gaz des cinq champs satellites, lesquels auront chacun une plate-forme inhabitée. Selon le plan actuel, l'installation centrale sera constituée de deux plate-formes reliées par une promenade. L'une des plates-formes supportera l'équipement de tête de puits et le matériel de traitement servant à recueillir et à déshydrater le gaz provenant des champs en exploitation. L'autre plate-forme sera en mesure de recevoir environ quarante ouvriers affectés à la production extracôtière et du personnel de soutien. Les installations comprendront des locaux d'habitation, un entrepôt, un pont pour hélicoptères, un système de traitement des eaux usées, une source d'énergie d'urgence, et des systèmes de sécurité et de protection incendie. Des plates-formes de type treillis seront utilisées à tous les endroits.

Des intervenants se sont demandé si la plate-forme Thebaud pourrait faciliter l'ajout éventuel de compression. Les promoteurs ont indiqué que la plate-forme à six piles proposée serait assez grande pour permettre l'incorporation des locaux et de la capacité portante supplémentaires

requis. Pour inclure la capacité additionnelle dans le plan établi, il faudrait utiliser une plate-forme à huit piles, ce qui ne serait pas justifiable sur le plan économique.

La Commission retient l'argument selon lequel il ne serait pas justifiable sur le plan économique d'installer une plate-forme à huit piles maintenant, quand une plate-forme à six piles convient pour la base de calcul mise de l'avant par les promoteurs. Pour en conclure ainsi, elle a tenu aussi compte de la nature incertaine des sources et des niveaux futurs de production qui peuvent aboutir à d'autres solutions susceptibles de devenir optimales.

Gazoduc marin

Le gazoduc à deux phases dont on projette la construction entre la plate-forme Thebaud et l'usine de gaz de Goldboro mesurera environ 208 kilomètres de longueur. Il aura un diamètre de 660 millimètres et une paroi de 17,48 millimètres d'épaisseur. Sa conception prévoit une capacité excédentaire en vue de l'agrandissement futur des installations de production extracôtières. La canalisation de 600 millimètres de diamètre a remplacé celle de 609 millimètres qui avait été proposée à l'origine, de façon à permettre cet agrandissement. La pression nominale sera d'environ 15 300 kilopascals (kPa), selon les spécifications de l'Association canadienne de normalisation. Cependant, la pression maximale de service approuvée sera d'environ 11 700 kPa. Le revêtement extérieur sera en email thermofusible, et le gazoduc sera doté d'une protection cathodique pour prévenir la corrosion. Les promoteurs ont également envisagé de le recouvrir de béton pour lui donner plus de poids et de stabilité, mais aucune décision finale n'a encore été prise à ce sujet.

Le couloir sous-marin du gazoduc a été choisi en fonction de la distance, de la pente, de la hauteur d'eau et de l'évitement des matériaux rocheux indésirables. En eau peu profonde, le gazoduc reposera dans une tranchée et, dans de nombreux cas, il s'autoenfouira. Les critères de conception pour l'enfouissement seront précisés dans des études géotechniques futures. Le tracé sera choisi, si possible, de manière à éviter

les très grandes profondeurs pour simplifier les besoins en barges de pose et d'éviter les affleurements rocheux et les pentes abruptes.

Les promoteurs ont signalé à la Commission diverses options pour la conception finale du gazoduc marin, mais ils n'ont pas adopté des paramètres définitifs. La Commission s'est donc penchée sur cinq principaux sujets de préoccupation relativement à la philosophie de conception des promoteurs.

Le premier sujet de préoccupation a été l'absence d'une liste précise de normes, de codes et de spécifications. Les promoteurs ont indiqué que leur conception sera conforme aux dispositions de la norme CSA Z662-96 en ce qui a trait aux normes, aux codes et aux spécifications. Cependant, ils ont également indiqué que certains facteurs, comme l'enfouissement et la pose du gazoduc, ainsi que les raccords des tubes prolongateurs sous-marins, pourraient nécessiter le recours à d'autres normes; ils n'ont pas encore précisé quelles seraient ces normes. Ils ont indiqué qu'ils entendaient élaborer les spécifications du projet lorsque l'entrepreneur aura été choisi et que les techniques de construction et de pose seront connues.

La société d'accréditation (SA) et les organismes de réglementation ont un ensemble de normes et d'exigences que les promoteurs sont tenus de respecter. Ces derniers ont indiqué qu'un ensemble préliminaire de normes a été examiné avec la SA et l'OCNHE et que ces normes sont revues continuellement. Au moment de la conception finale, ils déposeront, auprès des organismes de réglementation, les normes, règlements, spécifications et codes utilisés pour la conception, la construction et la pose.

Le deuxième sujet de préoccupation a porté sur les critères techniques qui présideraient au choix du tracé définitif. Les promoteurs ont indiqué qu'au moment du choix du tracé définitif, ils examineront les caractéristiques géologiques du fond marin de manière à éviter que le gazoduc ne soit suspendu dans le vide sur une trop longue distance entre les points d'appui, qu'il ne fléchisse et qu'il ne soit soumis à

un effort trop important. Si possible, le tracé le plus direct sera choisi de façon à réduire la longueur de conduite requise et ainsi minimiser les coûts. En outre, les promoteurs ont indiqué que le tracé exact se dégagera de la conception détaillée qui ne sera probablement pas terminée avant la fin de 1997.

Les promoteurs ont affirmé que pour la conception d'un pipeline marin, on connaît moins bien le tracé initial que dans le cas d'un pipeline terrestre équivalent. Ils ont indiqué qu'en général, la conception d'un pipeline marin se fait en deux ou trois étapes. Au cours de la définition de la portée, les tracés généraux et les longueurs possibles sont fondés sur les cartes publiques ou les levés existants. Au cours de la deuxième étape ou conception préliminaire (étape où en est actuellement la planification), la conception du pipeline se précise d'après les données bathymétriques, météorologiques et océanographiques existantes. Les promoteurs ont indiqué en outre que d'autres levés et études seront réalisés avant l'établissement d'un tracé détaillé. Ils ont déclaré que leurs études de profil et leurs essais au pénétrromètre conique ont révélé qu'il n'y aura pas de substratum rocheux dans le couloir retenu. En outre, sur le plan géologique, les mouvements de blocs rocheux, qui pourraient compromettre l'intégrité du gazoduc, ne sont pas compatibles avec les processus propres au plateau Scotian.

Le rôle de la société d'accréditation

Le rôle d'une société d'accréditation (SA) dans le cadre des projets d'exploitation des hydrocarbures extracôtiers est réglementé par l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE).

Le rôle de la SA consiste à servir de ressource technique pour l'OCNHE afin d'examiner et de vérifier les travaux des promoteurs à toutes les étapes du projet, de la conception détaillée à la cessation d'exploitation des installations, en passant par la construction et l'exploitation. En définitive, la SA délivre les certificats de conformité pour les diverses installations de production extracôtiers du projet. Ces installations peuvent comprendre le «matériel de production ainsi que toute plate-forme, toute île artificielle, tout système de production sous-marin, tout système de chargement, tout matériel de forage, tout matériel afférent aux activités maritimes et tout système de plongée non autonome connexes». Les pipelines n'entrent pas dans cette définition, mais les tubes prolongateurs et les conduites d'écoulement sont inclus dans la définition de «système de production sous-marin».

En vertu de la réglementation, une SA peut délivrer un certificat de conformité à l'égard d'une installation de production (de forage, d'habitation ou de plongée) si l'installation visée :

- (i) est conçue, construite, transportée et installée conformément aux règlements pertinents pris en vertu des lois de mise en oeuvre;
- (ii) se prête à l'utilisation prévue et peut être exploitée en toute sécurité sans polluer l'environnement;
- (iii) continuera de répondre aux exigences des sous-alinéas (i) et (ii) pour la période de validité inscrite sur le certificat de conformité si l'installation est entretenue, conformément aux programmes d'inspection et de surveillance, de maintenance et de contrôle de poids approuvés par la société d'accréditation;
- (iv) exécute le plan de travail à l'égard duquel le certificat de conformité est délivré.

L'OCNHE approuve le plan de travail de la SA et, aux termes des dispositions de la réglementation visant les conflits d'intérêt, la SA ne peut pas participer directement au projet.

Selon les certificats de conformité délivrés par la SA pendant la conception détaillée et la construction, l'OCNHE délivrera des permis autorisant l'installation et la mise en service des divers éléments du projet.

Dans le cadre d'un appel d'offres et avec l'aval de l'OCNHE, les services de Lloyds Register of Shipping (LR), qui est l'une des sociétés d'accréditation figurant sur la liste des SA, ont été retenus pour le projet SOEP. Pour plus de renseignements, le lecteur communiquera avec l'OCNHE à Halifax.

Le troisième sujet de préoccupation était la possibilité que la distance entre les points d'appui du gazoduc soit trop grande. Un tel vide se développe généralement en raison du profil inégal du fond marin, qui fait en sorte que le gazoduc n'est pas continuellement en contact avec le fond marin. En outre, les courants forts peuvent, lorsque le fond marin est sablonneux, causer l'affouillement sous le gazoduc et laisser des tronçons sans appui. Les promoteurs sont conscients des risques que cela pose et ils examinent actuellement des moyens d'éviter ou d'atténuer ce problème. Ils n'ont pas encore adopté de méthodes particulières à cette fin. SOEP a indiqué que sa philosophie de conception consiste à éviter que la distance entre les points d'appui du gazoduc ne devienne inacceptable en plaçant le gazoduc dans une tranchée à une profondeur sous laquelle le sédiment n'est pas remué en période de tempêtes. Les promoteurs ont indiqué, en outre, que dans le cadre de leur conception globale, ils effectueront une inspection des distances critiques entre les points d'appui et mèneront des inspections périodiques. La fréquence des inspections sera déterminée par la fréquence des grosses tempêtes et l'information obtenue à partir des mesures des courants de fond. Un sonar à balayage latéral remorqué sera alors utilisé pour repérer les endroits de vide; puis, des études plus poussées seront effectuées à l'aide de dispositifs télécommandés ou d'autres méthodes semblables.

Les promoteurs ont soutenu que l'existence de vides n'est pas nécessairement une cause de préoccupation. C'est plutôt la longueur et le déplacement angulaire du tronçon sans appui qui sont les facteurs cruciaux dans la gestion de la contrainte pouvant en résulter. L'expérience acquise sur le terrain avec le gazoduc devrait permettre de repérer avec plus de certitude les endroits où des vides problématiques peuvent se former. Au début, il faudra mener des inspections plus fréquentes et complètes. Une fois que l'expérience aura montré où et quand de tels vides peuvent se former, on devrait pouvoir modifier la fréquence des inspections en fonction des conditions environnementales observées pendant l'exploitation réelle.

En 1995, une série de mesures a été prise pour évaluer, dans un certain couloir, la mobilité des dunes de sable de fond. Après la saison des tempêtes hivernale, le même couloir a fait l'objet d'une autre étude. En comparant les deux séries de données, on a constaté que les mouvements de sable avaient été beaucoup moins importants que prévu. Les promoteurs ont indiqué qu'étant donné qu'il s'agissait d'un hiver typique, les résultats obtenus étaient encourageants. Ils ont également comparé leurs données récentes avec celles d'un levé bathymétrique du Service d'hydrographie du Canada de 1982 et ont constaté qu'elles étaient quasi-identiques.

Le quatrième sujet de préoccupation a été les critères à appliquer pour déterminer la nécessité d'aménager une tranchée. Les promoteurs ont envisagé d'aménager une tranchée dans la zone de l'île de Sable ainsi près de la côte à une profondeur d'environ 60 mètres. Ils n'ont pas encore achevé leurs calculs, mais dans le cadre de la conception détaillée, ils examineront cette question plus à fond et feront, entre autres, les calculs de conception visant les conditions de récurrence d'une année et de 100 ans. Les résultats seront intégrés dans une analyse du problème des vides entre points d'appui afin de déterminer si le gazoduc sera soumis à une contrainte trop importante, en raison de la topographie du fond. L'aménagement d'une tranchée sera considéré comme étant l'un des moyens d'atténuer ces conditions.

Le cinquième et dernier sujet de préoccupation visait les études d'activité sismique. La stabilité et l'intégrité structurelle d'un gazoduc peuvent être affectés par l'activité sismique quand les limites d'intensité et de durée sont dépassées. Les déplacements massifs du sol, à l'horizontale et à la verticale, les glissements boueux sur les pentes abruptes, le mouvement relatif du sous-sol, l'affaiblissement du sol et sa liquéfaction sont tous des phénomènes possibles. En outre, les tronçons peuvent être soumis à de grandes vibrations attribuables aux ondes de choc dans le sol, qui peuvent causer des mouvements de résonance et la défaillance éventuelle du gazoduc.

Les tremblements de terre produisent aussi des vagues océaniques de longue durée appelées tsunamis. Quand ils ont été interrogés sur la question de savoir s'ils avaient mené des études sur les tsunamis causés par les tremblements de terre dans la région, les promoteurs ont indiqué que ces phénomènes ne contrarieraient pas la conception du gazoduc et qu'aucune autre étude à cet égard n'était prévue. Ils ont indiqué également que les données sismiques régionales seront étudiées afin d'incorporer les progrès accomplis dans l'interprétation de la sismicité du site.

La Commission accepte qu'un gazoduc marin puisse être installé à l'aide d'un large éventail de méthodes et de matériels, très différents des méthodes utilisées pour l'installation d'un gazoduc terrestre. Elle comprend également qu'en faisant participer l'entrepreneur au processus de conception détaillée, les promoteurs peuvent apporter des améliorations sensibles à leur conception. Elle fait observer qu'en choisissant l'entrepreneur à l'étape de la conception préliminaire plutôt qu'à celle de la conception détaillée, les plans peuvent être optimisés en fonction du matériel dont dispose l'entrepreneur, et les promoteurs peuvent profiter de l'expérience de celui-ci en matière d'aménagement. À ce titre, la Commission est d'avis que la conception résultante est acceptable et sera mieux adaptée au projet.

Même si la Commission juge raisonnable la démarche adoptée pour la conception définitive, elle estime que les promoteurs devraient soumettre l'information relative à la conception détaillée et les documents et études connexes à mesure qu'ils seront disponibles, avant la pose du gazoduc marin.

Recommandation 1

La Commission recommande que toute autorisation délivrée pour le gazoduc marin soit assortie des conditions suivantes.

Les promoteurs soumettront à l'ONÉ, au moins cent quatre-vingt (180) jours avant le début de l'aménagement du pipeline :

a) les données de conception et le plan définitif du gazoduc, ce qui comprend à tout le moins :

- (i) le mémoire définitif indiquant la base de calcul du gazoduc marin,
- (ii) les spécifications détaillées des matériaux,
- (iii) les études de conception complémentaires voulues,
- (iv) les limites des vides inacceptables, entre les points d'appui, constatées pendant l'aménagement, la mise à l'essai et l'exploitation du gazoduc, et les mesures d'atténuation à prendre si un vide inacceptable devait se former,
- (v) les croquis de construction;

b) une liste des règlements, normes, codes et spécifications utilisés

pour la conception, la construction et l'exploitation du gazoduc qui s'étendra de la plate-forme Thebaud à l'usine de gaz de Goldboro, portant la date de diffusion;

c) des rapports renfermant les résultats et les données à l'appui de toutes les études géotechniques sur le terrain, aux fins de l'évaluation des éléments suivants :

- (i) risques d'instabilité des pentes,
- (ii) dangers géotechniques et géologiques et régimes géothermiques susceptibles d'être observés pendant l'aménagement et l'exploitation des installations,
- (iii) concepts particuliers et mesures requises pour protéger le gazoduc;

d) le tracé du gazoduc, détaillé sur des cartes à l'échelle appropriée, indiquant toutes les caractéristiques du fond marin, géotechniques et autres selon une profondeur et une définition suffisantes.

Les promoteurs n'entreprendront pas de travaux d'aménagement du gazoduc tant que l'ONÉ n'aura pas approuvé les plans définitifs du gazoduc.

À moins d'un avis contraire de la part de l'ONÉ, les promoteurs soumettront à l'ONÉ un calendrier détaillé de construction au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction. Ils fourniront à l'ONÉ et à tous les autres organismes de réglementation compétents des mises à jour régulières sur l'avancement des travaux de construction et leur signaleront tous les changements apportés au calendrier à mesure que les travaux progressent.

Au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction, les promoteurs soumettront à l'ONÉ tous les manuels de construction, y compris :

a) un manuel de pose de pipeline et d'aménagement de tranchée (qui comprendra à tout le moins les autres travaux de construction du gazoduc, comme la stabilisation ou l'ancrage);

b) un manuel de sécurité pendant la construction (décrivant la marche à suivre pour signaler les incidents à l'ONÉ);

c) un manuel de mesures d'intervention d'urgence;

d) tous les autres manuels touchant la construction, l'aménagement et l'exploitation du gazoduc marin qui reliera la plate-forme Thebaud à l'usine de gaz de Goldboro.

À moins d'un avis contraire de la part de l'ONÉ, les promoteurs conserveront sur chaque chantier pendant la construction, à des fins de vérification, un exemplaire des méthodes de soudure et d'essai non destructif utilisées dans le cadre du projet, ainsi que tous les documents voulus.

Au plus tard cent quatre-vingt (180) jours après l'achèvement de l'aménagement du gazoduc, les promoteurs déposeront auprès de l'ONÉ un rapport et des cartes de levé du gazoduc selon l'exécution.

Figure 4. Barge de pose



Au moins trente (30) jours avant l'autorisation de mise en service, les promoteurs soumettront à l'ONÉ un manuel d'exploitation et d'entretien qui énonce à tout le moins les méthodes d'inspection et de correction visant les mouvements de fond causant des vides entre points d'appui.

Si l'ONÉ établit que les hypothèses de conception du gazoduc concernant l'enfouissement et la stabilité du gazoduc et les modifications du fond marin ne peuvent être confirmées, les promoteurs lui soumettront un programme de surveillance sur place du gazoduc, au moins cent quatre-vingt (180) jours avant l'autorisation de mise en service. Ce programme comprendra les méthodes et les calendriers d'inspection établis, ainsi que les critères qui enclencheront des inspections et des mesures correctrices particulières (comme les conditions de tempête et la limitation des longueurs des vides entre points d'appui). Il indiquera également tout l'équipement requis sur place ou à proximité pour mettre en oeuvre les mesures correctrices ainsi que tout l'équipement qui doit être amené d'endroits éloignés. Ce programme comprendra les procédures de notification des incidents à l'ONÉ.

Le certificat visant les installations pipelinières marines doit être délivré à Mobil Oil Canada Ltd., et celle-ci doit le garder en attendant la désignation d'une société exploitante légale pour SOEP. Une fois celle-ci désignée, les promoteurs demanderont l'autorisation de transférer le certificat de manière que les installations pipelinières, à l'égard desquelles le certificat est délivré, soient détenues et exploitées par cette société.

La Commission recommande qu'à moins d'un avis contraire de la part de l'ONÉ, le certificat délivré expire le 31 décembre 2000, sauf si la construction et l'installation des installations pipelinières extracôtées n'ont commencé d'ici à cette date.

Récupérateur de bouchons

Pendant le trajet du gaz naturel brut vers la côte, les températures du gaz peuvent chuter de sorte que les liquides peuvent se condenser dans le gazoduc. Comme les liquides ont tendance à cheminer dans le fond du gazoduc, ils se retrouvent généralement dans les creux ou les tronçons plus élevés. Quand le débit s'accroît, une certaine quantité de liquides sera repoussée, et un flux supplémentaire de liquides ou bouchon sortira du pipeline. Pour pouvoir recevoir ces liquides, les promoteurs proposent d'installer un récupérateur de bouchons entre le pipeline et l'usine de gaz.

Le récupérateur est constitué de tronçons parallèles de tuyau d'acier de grand diamètre (jusqu'à 1 220 millimètres de diamètre extérieur et environ 200 mètres de longueur, avec inclinaison vers le bas en direction d'un collecteur de liquides). Il sera installé sur un terrain adjacent à l'usine de gaz et nécessitera environ cinq hectares de terrain. Le gaz produit passera dans le récupérateur, et les liquides seront séparés du gaz pendant qu'ils circuleront dans la tuyauterie. Le gaz et les liquides provenant du récupérateur seront acheminés à l'usine de gaz par des

conduites différentes.

La tuyauterie du récupérateur de bouchons sera faite d'acier au carbone, et les tronçons préfabriqués seront soudés ensemble et revêtus au chantier d'une peinture de protection contre la corrosion. Une fois aménagé, le récupérateur aura une pression maximale de service de 8 275 kPa et sera conforme à tous les codes et à toutes les normes approuvés voulus du Canada et de la Nouvelle-Écosse. Il sera conçu de sorte qu'il puisse être adapté aux changements dans le débit et les tailles normales des bouchons. Aucune préoccupation sérieuse n'a été soulevée pendant l'audience concernant la conception du récupérateur de bouchons, et la Commission est satisfaite de sa conception.

Usine de gaz de Goldboro

Les principales fonctions de l'usine de gaz sont l'extraction des liquides de gaz naturel, l'extraction des composants non désirés, la compression de la fraction gazeuse aux fins du transport par le gazoduc terrestre, et la déséthanisation des liquides avant leur transport à Point Tupper.



Figure 5. Usine de gaz

Les promoteurs entendent procéder à l'extraction des liquides à l'aide d'un compresseur-détendeur à turbine intégré. Le détendeur à turbine permet d'extraire tous les hydrocarbures liquéfiables. Quand le gaz naturel sous haute pression se dilate du fait qu'il entre dans le détendeur à turbine où la pression est plus basse, sa dilatation le fait refroidir jusqu'à une température de -73 °C, et les fractions plus lourdes que le méthane se séparent sous forme de liquides. Le détendeur est raccordé mécaniquement à un compresseur, ce qui donne un procédé efficace d'extraction des liquides parce qu'une grande partie de l'énergie perdue pendant la dilatation est transférée au flux de gaz par le compresseur. L'efficacité est encore rehaussée par l'utilisation de liquides froids pour refroidir au préalable le gaz qui se dirige vers le détendeur à turbine. Ce dernier devra faire l'objet d'un entretien occasionnel. Au besoin, l'usine de gaz utilisera un robinet détendeur conçu spécialement (soupape Joule-Thompson) comme dispositif de rechange au détendeur à turbine.

Il est très important que toute l'eau provenant du flux de gaz soit extraite avant que le gaz n'entre dans la zone froide. Le récupérateur de bouchons extraira la majeure partie de l'eau qui quitte les installations de production extracôtières. Pour prévenir le gel dans l'usine de gaz, il faut extraire une quantité d'eau supplémentaire. L'usine de gaz utilisera à cette fin un dispositif appelé «déshydratateur sec», qui offre l'avantage d'être très efficace pour l'extraction de l'eau et de pouvoir être configuré de manière que les émissions soient nulles. Le choix de ce procédé a permis aux promoteurs de ne pas à voir à recourir à un circuit éthylglycol pour la déshydratation.

Une fois le gaz débarrassé de ses liquides, l'usine doit le comprimer à nouveau pour le ramener à la pression du gazoduc. À cette fin, elle utilise un compresseur qui se trouve de l'autre côté de l'arbre du détendeur à turbine, puis des compresseurs classiques.

Les promoteurs ont indiqué que les éléments de conception du projet seront conformes aux normes et aux règlements

voulus du Canada et de la Nouvelle-Écosse ou, en l'absence de ceux-ci, ils satisferont aux normes internationales acceptées qui s'appliquent aux projets de mise en valeur des hydrocarbures, comme celles de l'*American Petroleum Institute* et de l'*American National Standards Institute*. Ils ont indiqué également que tous les systèmes et dispositifs de sécurité seront conçus pour répondre aux normes, aux codes et aux règlements locaux voulus. En cas d'incompatibilité, ils ont affirmé que les exigences les plus strictes auront préséance. Dans tous les cas, il a été indiqué que les règlements locaux seront respectés, à moins que des dérogations ne soient sollicitées pour des solutions de rechange offrant un niveau équivalent de sécurité.

Les intervenants ont interrogé les promoteurs sur les deux principaux aspects de la conception de l'usine de gaz, à savoir la capacité d'agrandissement de l'usine et les émissions émanant de celle-ci. En ce qui touche la première préoccupation, les promoteurs ont décrit l'usine comme étant le résultat de travaux de calcul adaptés au besoin défini et qu'à ce titre, il serait impossible d'accroître sa capacité au-delà de 17 millions de mètres cubes (600 millions de pieds cubes) par jour. L'agrandissement exigerait probablement l'ajout d'un autre train de traitement, semblable à celui proposé, à des coûts équivalents sur une base unitaire.

Les questions au sujet des émissions et de l'exposition accidentelle associées à l'exploitation de l'usine de gaz reposaient sur des préoccupations liées à la santé et à la sécurité des employés de l'usine et des personnes vivant très près de celle-ci. En réponse à cette préoccupation, les promoteurs ont indiqué qu'ils respecteront le *Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail*, ainsi que leurs propres programmes d'hygiène industrielle, et qu'ils adoptent des caractéristiques de conception propres à minimiser les émissions.

Pour réduire la fréquence des rejets accidentels, les promoteurs ont l'intention de doter toute l'usine de dispositifs de commande électronique conçus pour détecter la surtension ou les fuites, et de fermer automatiquement toutes les

conduites de gaz ou de liquides menant aux installations de traitement, afin de réduire le plus possible la quantité de produit perdu. Le gaz naturel qui fuit serait acheminé vers une torche d'urgence où il serait brûlé en toute sécurité. Les hydrocarbures liquides présents dans la tuyauterie lors d'une situation de fermeture d'urgence seraient recueillis dans un réservoir central pour fins de traitement une fois la situation d'urgence corrigée.

Des dispositifs de torchage (détente et purge) sont nécessaires pour dépressuriser l'usine et, au besoin, le gazoduc marin, dans le cadre des arrêts à des fins d'entretien ou d'inspection prévus, ou dans une situation d'urgence. Ces dispositifs utiliseront une torche, qui devrait avoir au plus une hauteur de 97 mètres. Dans des conditions normales d'exploitation, la torche aurait une flamme constante, d'environ un mètre de hauteur, pour brûler une petite quantité de produits du gaz. À l'occasion, elle brûlerait de plus grandes quantités de produits provenant des perturbations dans les procédés ou de travaux d'entretien. Dans ce cas, la flamme visible à la torche aurait environ un à dix mètres de hauteur, et elle brûlerait de quelques minutes à plusieurs heures selon les circonstances. Si la torche est utilisée dans une situation d'urgence (par exemple, pour faciliter la libération contrôlée de tout le volume de gaz contenu dans les appareils de traitement de l'usine), la hauteur de la flamme pourrait atteindre quinze mètres, mais la durée du torchage serait de moins d'une heure. L'enclenchement des dispositifs de torchage d'urgence sera très rare (soit les conditions d'arrêt).

La Commission est convaincue que les promoteurs ont conçu l'usine de gaz à l'aide de la technologie de pointe et que, par conséquent, les opérations de traitement seront efficaces, et que les incidences sur les travailleurs, les personnes vivant près de l'usine et l'environnement seront minimales. Les recommandations que nous faisons visent surtout à assurer que les engagements pris par les promoteurs au cours de l'audience se concrétiseront dans les faits.

Recommandation 2

La Commission recommande que toute autorisation délivrée à l'égard de l'usine de gaz soit assortie des conditions suivantes :

Les promoteurs feront en sorte que les dispositifs de l'usine de gaz soient conçus, fabriqués, situés, construits et installés conformément aux spécifications, dessins et autres renseignements énoncés dans la demande ou présentés dans la preuve produite par les promoteurs devant la Commission, sous réserve des dispositions du paragraphe 1b) ci-dessous.

Au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction, les promoteurs soumettront à l'ONÉ un document d'information sur la conception de l'usine de gaz comprenant les éléments suivants :

a) schémas des processus de traitement indiquant les températures, les pressions, les bilans massiques et la capacité, ainsi que les besoins en énergie des compresseurs, des réchauffeurs et des détendeurs à turbine;

b) diagrammes de la tuyauterie et des instruments pour tous les dispositifs de l'usine;

c) codes, normes et spécifications des matériaux visant l'équipement majeur et la tuyauterie.

Les changements apportés aux spécifications et aux plans seront déposés et soumis à l'ONÉ au moins trente (30) jours avant la mise en oeuvre.

Les promoteurs concevront, fabriqueront et aménageront les composantes de l'usine conformément aux normes et aux codes voulus de la province de la Nouvelle-Écosse.

Les promoteurs soumettront à l'ONÉ, au moins quatre-vingt-dix (90) jours avant le début de la construction de l'usine de gaz autorisée par toute ordonnance délivrée :

a) les procédures prévues pour l'assurance et le contrôle de la qualité du projet aux étapes de la conception, de la fabrication et de la construction de l'usine, y compris les mesures de vérification et de correction;

b) le programme d'essai sous pression et d'essai non destructif pour la tuyauterie et les appareils sous pression, y compris les mesures de vérification et de correction.

Les promoteurs étudieront, de concert avec les organismes de réglementation, les résultats de tous les études sur les dangers et l'exploitabilité de l'usine dans les trente (30) jours suivant l'achèvement des études. Les études visant l'usine de gaz de Goldboro seront menées au moins trente (30) jours ouvrables avant l'achèvement des plans définitifs de l'usine.

Les promoteurs déposeront auprès de l'ONÉ, au moins soixante (60) jours avant le début des travaux de construction, un ou des calendriers détaillés des principaux travaux de construction, et ils informeront l'ONÉ de tous les changements apportés aux calendriers au moins dix (10) jours avant que ces changements ne soient apportés.

Les promoteurs prépareront et soumettront à l'ONÉ un manuel de sécurité pendant la construction en vertu de l'article 26 du *Règlement sur les pipelines terrestres*.

Les promoteurs soumettront à l'ONÉ, avant de demander une autorisation de mise en service pour tout élément des dispositifs de traitement de gaz autorisés par la délivrance d'une ordonnance :

a) une explication détaillée des programmes de surveillance des conditions internes et externes du matériel sous pression de l'usine, touchant en particulier les parties de l'usine susceptibles de poser un danger pour les employés, le public et l'environnement;

b) un programme détaillé de formation basée, en partie du moins, sur l'analyse des dangers industriels que peut poser l'usine, dans le cadre duquel on peut vérifier la compétence des employés avant l'assignation des tâches.

Les promoteurs soumettront à l'ONÉ, au moins soixante (60) jours avant la mise en service ou le remplacement de pièces d'équipement de l'usine :

a) les méthodes et les calendriers de remplacement, de mise en service et de démarrage pour tout l'équipement de l'usine, y compris des renseignements concernant le nombre de personnes sur les lieux au moment de toute procédure de mise en service et de démarrage;

b) les politiques et procédures de gestion de la sécurité en matière de mise en service ou de remplacement, indiquant comment la sécurité des employés et du public sera assurée pendant les étapes de mise en service de l'usine de gaz.

Au moins soixante (60) jours avant le début de l'exploitation de l'usine, les promoteurs soumettront à l'ONÉ :

a) un manuel d'exploitation et d'entretien aux termes de l'article 48 de la partie VII du *Règlement sur les pipelines terrestres*, qui énoncera toutes les méthodes de travail sécuritaires requises pour entretenir, mettre en service, démarrer, exploiter et arrêter l'équipement de l'usine et le matériel connexe;

b) un manuel de mesures d'intervention d'urgence propres à l'usine de gaz;

c) les plans d'intervention d'urgence en cas de rejets d'hydrocarbures dans l'atmosphère, dans les limites de l'usine de gaz et des installations connexes.

Tout certificat délivré expirera le 31 décembre 2000 à moins que la construction et l'aménagement de l'usine de gaz de Goldboro n'aient commencé d'ici à cette date.

Les exploitants de l'usine de gaz de Goldboro s'assureront que l'usine est exploitée conformément aux codes et aux normes en matière d'environnement qui sont approuvés ou adoptés par la province de la Nouvelle-Écosse.

Les exploitants de l'usine de gaz de Goldboro permettront au besoin aux représentants du ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse, au moins une fois par trimestre et moyennant un préavis d'au moins 24 heures, d'inspecter et de vérifier le calibrage des instruments de comptage, de mesure et de collecte d'échantillons.

Les exploitants de l'usine de gaz de Goldboro veilleront à ce que les modifications, les réparations et les agrandissements réglementés par le Code canadien du travail satisfont aux normes et aux codes voulus qui sont approuvés ou adoptés par la province de la Nouvelle-Écosse.

Pipeline de liquides de gaz naturel (LGN) et usine de traitement

Il incombe à la province de la Nouvelle-Écosse d'approuver la conception détaillée et les aspects liés à la conception détaillée du pipeline de LGN et des installations de LGN à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse. L'analyse et l'examen de ces aspects feront partie de sa démarche subséquente d'octroi de permis et de présentation de rapports. La Commission se penchera seulement sur les questions environnementales et socio-économiques liées à ces installations.

Méthode de réglementation

Le transport, les droits et les tarifs applicables aux pipelines de ressort fédéral doivent être conformes aux dispositions de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. En vertu de cette loi, une compagnie ne peut pas percevoir des frais de service sur un pipeline à moins d'avoir déposé un tarif devant l'ONÉ. La loi stipule, entre autres, que les droits perçus doivent être justes et raisonnables et être exigés de tous au même taux, pour un service de même nature.

À des fins administratives, l'ONÉ classe les compagnies pipelinières qu'il réglemente en deux groupes. Les grandes compagnies pipelinières, qui ont généralement de nombreux expéditeurs et nécessitent une surveillance continue au titre de la réglementation, font partie du groupe 1 tandis que les autres compagnies, qui sont réglementées en fonction des plaintes et font généralement l'objet de moins de surveillance en matière de réglementation, font partie du groupe 2. Il arrive couramment que dans le cas d'une compagnie du groupe 2, l'expéditeur soit également le propriétaire du pipeline.

Au début et pour une période indéterminée, SOEP sera le seul utilisateur des installations de transport et de traitement. Comme il assumera la totalité des frais de propriété et d'exploitation des installations, SOEP ne percevra pas de droits pour le service de transport ou de traitement. SOEP a donc fait valoir que l'ONÉ ne serait pas obligé de réglementer ses activités. En revanche, il a laissé entendre qu'il conviendrait qu'il soit classé dans le groupe 2 et réglementé en fonction

des plaintes. À cet égard, SOEP a demandé d'être exempté, sur le plan comptable et financier, de l'obligation de tenir ses livres conformément au code de comptabilité prescrit dans le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*, de déposer des états financiers vérifiés, un tarif et les renseignements détaillés à l'appui d'un tarif conformément aux dispositions de la partie X des *Directives concernant les exigences de dépôt* de l'Office (22 février 1995), et de se conformer aux dispositions du *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits*.

SOEP a indiqué qu'à tout le moins, un code de comptabilité sera établi pour le gazoduc et les installations de traitement, et les dépenses d'immobilisations et d'exploitation seront tenues séparément pour les divers volets du projet. Les documents voulus seraient déposés devant l'ONÉ s'il s'avérait nécessaire d'établir des droits. De même, les renseignements financiers séparés seront tenus en tous temps aux fins de la comptabilité de la coentreprise.

La province du Nouveau-Brunswick a demandé que l'ONÉ réglemente les installations de SOEP comme celles d'une compagnie du groupe 1, au moins pendant les premières années d'exploitation. Elle a indiqué que cette question ne vise pas seulement l'accès par des tiers mais également le traitement égal et la protection de tous les Canadiens. Les audiences de l'ONÉ sur la réglementation financière servent de tribune où les plans et les activités d'une compagnie pipelinière peuvent être scrutés et où les propriétaires de pipeline doivent rendre des comptes à ceux qui dépendent de leurs installations. La province du Nouveau-Brunswick a souligné le niveau de réglementation accordé au réseau de NOVA qui est réglementé par l'*Alberta Energy and Utilities Board*, ainsi que le fait que tous les pipelines du ressort de l'ONÉ, qui sont raccordés au réseau de NOVA sont des pipelines du groupe 1.

En réplique, SOEP a fait valoir qu'il y aura lieu de réglementer ses installations comme un pipeline du groupe 1 quand des tierces parties solliciteront l'accès au réseau. En ce qui a trait aux demandes

éventuelles d'accès à ses installations par des tiers, SOEP a indiqué être disposé à accorder cet accès conformément aux pratiques industrielles courantes.

La Commission estime qu'à l'heure actuelle, il convient de réglementer les installations de SOEP comme un pipeline du groupe 2 étant donné que les propriétaires des installations seront les seuls expéditeurs et qu'aucun droit ne sera perçu. Elle a examiné l'analogie que le Nouveau-Brunswick a faite entre le réseau de NOVA et les installations de SOEP, et elle n'est pas convaincue de sa validité. Parmi les faits distinctifs, mentionnons que les installations de tiers sont situées en amont des installations de NOVA et que celle-ci offre un service de transport, mais ne possède pas le gaz.

En ce qui a trait à la demande présentée par SOEP en vue d'être exemptée de l'obligation de présenter certains rapports financiers et comptables, la Commission estime que sur le plan de la présentation des rapports, SOEP devrait être tenu, à tout le moins, de tenir ses livres comptables conformément au code de comptabilité prescrit dans le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* et de déposer des états financiers vérifiés. En outre, elle fait observer que SOEP sera tenu de se conformer aux dispositions du paragraphe 60(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et aux exigences contenues dans le *Protocole sur la réglementation des sociétés du Groupe 2* (annexe B), daté du 6 décembre 1995.

La Commission fait remarquer qu'il n'existe aucun lien direct entre la classification d'une compagnie à des fins de réglementation et la classification d'une compagnie à des fins de recouvrement des frais. La part des frais de recouvrement des frais de l'ONÉ que SOEP sera tenu de payer en vertu du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le recouvrement des frais* fera l'objet d'une décision ultérieure.

Recommandation 3

La Commission recommande à l'ONÉ que SOEP, à titre d'exploitant, soit classé parmi les compagnies du groupe 2 à des fins de réglementation aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Elle recommande aussi que SOEP soit tenu de tenir ses livres comptables conformément au code de comptabilité prescrit dans le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* et de déposer des états financiers annuels vérifiés.

Cadre environnemental

Milieu physique

Un des éléments importants de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse est la vaste plate-forme continentale, connue sous le nom de plateau Scotian. Sa longueur est d'environ 700 kilomètres, et elle s'étend de l'entrée du golfe du Saint-Laurent, au nord-est, jusqu'au golfe du Maine, au sud-ouest. Sa largeur varie de 100 kilomètres, au large du sud-ouest de la Nouvelle-Écosse, à 250 kilomètres, au large du Cap-Breton. Sa superficie totale est d'environ 120 000 kilomètres carrés.

Le plateau Scotian présente une topographie assez variable. Près de la côte, au nord d'Halifax, le fond est composé d'une variété de roches, de hauts-fonds et d'îles. Au large, des bancs peu profonds et des bassins assez profonds alternent à sa surface. La région la plus éloignée de la côte est constituée, de façon générale, de larges bancs plats au relief peu prononcé sauf pour ce qui est de l'île de Sable, qui est un élément unique au large de la côte nord-est de l'Amérique du Nord, et du Gully, un important canyon sous-marin qui découpe l'extrémité le plateau Scotian la plus avancée dans la mer.

Sur le plateau Scotian, les eaux s'écoulent, de façon générale, du nord-est vers le sud-ouest, parallèlement à la côte. Cet écoulement a deux sources principales : le débit sortant du golfe Saint-Laurent et l'eau qui coule vers le sud depuis la côte du Labrador. Viennent s'y ajouter des

tourbillons et des gyres issus de conditions locales attribuables à des apports énergétiques spécifiques.

Les six champs de SOEP sont situés le long de la bordure du plateau Scotian dans le voisinage de l'île de Sable (voir la figure 6). Ils seront exposés à la circulation d'eau déjà décrite ainsi qu'à d'autres apports énergétiques attribuables aux marées et à l'influence de la force saisonnière d'entraînement du vent sur les eaux de surface. L'effet combiné de ces facteurs compliquera davantage les conditions locales de circulation de l'eau. De plus, ces apports cumulatifs auront un effet constant sur les mouvements du sable et d'autres sédiments du fond marin. Il pourra en résulter divers degrés d'érosion ou la création et l'altération continue d'une grande variété d'éléments du fond marin. Le déplacement des éléments du fond marin est habituellement plus important en eaux moins profondes.

Écosystème marin

La nature et l'abondance des organismes marins présents de la côte jusqu'à la bordure extérieure de la plate-forme continentale dépendent largement des caractéristiques physiques et biologiques de l'environnement. Comme on l'a mentionné plus haut, le type de fond marin, la profondeur de l'eau et la dynamique de la circulation de l'eau varient considérablement de place en place.

On considère habituellement que les eaux côtières sont relativement riches parce que le fait que l'eau y soit moins profonde permet la croissance d'algues qui constituent la source de nourriture primaire de nombre d'animaux. De fait, le fucus pousse abondamment, sur la côte atlantique de la Nouvelle-Écosse, où il est recueilli pour la production commerciale de certains additifs alimentaires. Bien que la récolte la plus importante soit faite dans le sud-ouest de la Nouvelle-Écosse, il y a aussi une récolte importante sur la côte est et à plusieurs endroits le long de la côte du comté de Guysborough.

Au nombre des animaux présents dans les eaux côtières, on compte ceux qui vivent

enfouis dans les sédiments ou fixés à divers substrats, et d'autres qui se déplacent librement sur le fond marin ou juste au-dessus. On y trouve ainsi des myes, des moules et des homards. On compte aussi d'autres animaux qui se déplacent rapidement sur de grandes distances, comme des poissons et des oiseaux qui se nourrissent dans l'écosystème littoral et en sont parties intégrantes. Les homards, les oursins, les pétoncles et les crabes nordiques sont certaines des espèces les plus importantes pour la pêche commerciale.

Les principales espèces de poisson fréquentant les eaux littorales sont largement distribuées dans toute la zone du projet. La morue, l'aiglefin et la goberge sont trois espèces importantes étroitement apparentées qui ont joué un rôle majeur dans les pêches du Canada atlantique. Avant son déclin dramatique en 1993, la morue a dominé l'industrie de la pêche du Canada atlantique durant près de 500 ans. Aujourd'hui, un moratoire sur la pêche commerciale a été imposé dans l'espoir que cela entraînera une augmentation des effectifs de morue. La morue atlantique hiverne sur le plateau Scotian, et les concentrations les plus grandes se trouvent normalement près de la bordure extérieure au-delà des divers bancs périphériques, comme l'île de Sable.

Les secteurs extérieurs du plateau abritent aussi d'autres espèces commerciales de poisson et de fruits de mer ainsi que des baleines, des dauphins, des marsouins et des phoques. Dans le Gully, on croit qu'il y a une productivité biologique supérieure à la moyenne, et, vu la protection physique qu'il offre, le Gully est un habitat important pour certains de ces mammifères. Quinze espèces de baleines, dont une population unique de baleines à bec communes (*Hyperoodon ampullatus*), ont été observées dans le Gully et dans son voisinage, lequel a été pour cela désigné l'un des trois sanctuaires de baleines de la côte est.

Écosystème terrestre

Les écosystèmes terrestres de la Nouvelle-Écosse ont une diversité biologique limitée parce que l'isthme qui relie la province au reste du continent est une formation

géologique relativement récente. En tout, on y trouve 54 espèces de mammifères et 25 espèces d'amphibiens et de reptiles. Bon nombre d'espèces se trouvent sur la côte atlantique de la Forêt acadienne. La côte atlantique est caractérisée par la présence de peuplements de sapins, d'épinettes noires et d'épinettes blanches, de pins et de feuillus. La croissance des arbres est lente en raison de la densité et du fait que les arbres sont exposées aux conditions littorales.

L'emplacement de l'usine de gaz proposée, le couloir pipelinier et les environs immédiats ne constituent pas un habitat unique ou critique pour les mammifères, les amphibiens, les reptiles ou les oiseaux qui ont un statut spécial. Toutefois, on compte dans la zone du projet des régions qui pourraient être vulnérables, comme des aires d'hivernage des cerfs et des orignaux et des sites de nidification de rapaces.

Le site de l'usine de gaz proposée se trouvera à environ deux kilomètres à l'intérieur des terres sur la rive est des bras Country Harbour et Isaacs Harbour. Il est légèrement ondulant et boisé, avec ici et là des basses terres dégagées et des tourbières légèrement boisées. Dans les environs, on trouve des lacs dégagés et des cours d'eau intermittents, et le terrain est surtout mamelonné.

Les eaux souterraines dans toute cette région proviennent de la percolation des eaux de surface issues de la pluie ou de la fonte des neiges. On rencontre dans la région certains problèmes fréquents comme de fortes concentrations de fer et de manganèse, et aussi des intrusions occasionnelles d'eau salée. L'eau souterraine aux sites proposés du projet et dans les puits privés locaux est de qualité acceptable pour un usage domestique.

Le couloir du pipeline de LGN proposé, qui va de Goldboro à Point Tupper, traversera trois régions géologiques différentes dans la partie est de la Nouvelle-Écosse : les hautes terres du sud, le graben St Mary's et les hautes terres de Pictou-Antigonish. Une grande partie de la région a un substrat fait de dépôts de moraine glaciaire de composition diverse. Dans le couloir préliminaire d'un

kilomètre, on trouve 34 cours d'eau et onze lacs. Cependant, la plupart des lacs se trouvent le long de la limite du couloir et aucun ne le traverse dans toute sa largeur. On a repéré aucun milieu humide important dans le couloir, mais il en existe dans les environs immédiats.

Le saumon atlantique, l'omble de fontaine et la truite brune sont les espèces auxquelles on attribue la plus grande valeur dans la région en raison de leur importance pour la pêche sportive et de leur vulnérabilité aux perturbations de l'habitat. Le site de l'usine de gaz semble se drainer naturellement vers le nord en direction du ruisseau Gold et du lac Seal Harbour.

Consultation publique

Dans le cadre de toute évaluation de projet, il faut établir si le processus de consultation publique du promoteur est adéquat. La Nouvelle-Écosse, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et l'ONÉ exigent un processus satisfaisant de consultation publique préalable. Quatre questions simples peuvent s'appliquer à l'examen du caractère adéquat du processus de consultation publique. Est-ce que le programme de consultation a eu pour effet d'informer le public sur le projet au début du processus de planification du projet? Le public a-t-il eu l'occasion de comprendre les répercussions éventuelles du projet, de faire des observations et d'influer sur la conception du projet? Les résultats de la consultation publique sont-ils publics et peuvent-ils être consultés? A-t-on prévu un processus permanent de sensibilisation et de communications publiques pour toute la durée du projet?

SOEP a soutenu que sa consultation publique a reposé sur un processus transparent et complet donnant au public le droit de connaître les répercussions éventuelles du projet et d'être en mesure d'influer sur la conception de celui-ci. SOEP avait pour but d'établir un processus de consultation et de coopération avec le public et estimait que ce but avait été atteint du fait que la vaste majorité des questions soulevées ont été réglées à l'étape de la planification. Le programme de consultation de SOEP a débuté en 1994 par des séances

d'information, des communiqués et des communications particulières à l'intention des représentants des gouvernements, des groupes d'intérêts particuliers et des médias. Le programme visait à donner de l'information sur la demande imminente relative au projet et d'amorcer un relevé des questions clés éventuelles. Un programme de consultation publique en quatre étapes a débuté en 1995. La première étape s'est déroulée de janvier à août 1995 et a compris des entretiens continus avec les principaux groupes d'intérêt et les groupes gouvernementaux, ainsi que la première annonce publique du projet. La deuxième étape a eu lieu de septembre à décembre 1995 et a compris des séances détaillées visant à recueillir les points de vue des gouvernements et du public sur les répercussions éventuelles du projet. La rétroaction obtenue à la suite de ces rencontres a été intégrée dans la conception du projet. La troisième étape a débuté en décembre 1995 et devrait se poursuivre jusqu'en 1998. Elle comprend un programme permanent d'information et de consultation visant à répondre aux besoins des groupes d'intérêt et des citoyens et prévoit l'intégration des points de vue recueillis dans le cadre de l'examen public conjoint mené par la commission. La quatrième étape devrait débuter au moment des travaux de construction et se poursuivre tout au long de l'exploitation et de la mise hors service des installations. Le but visé est de tenir le public informé des activités du projet et de régler toutes les questions qui se poseront, le cas échéant.

SOEP croit avoir mis en place un processus de consultation d'un niveau sans précédent et que son programme a réussi à sensibiliser le public. Dans sa demande, il a déclaré avoir réglé toutes les questions soulevées par le public et les autres parties intéressées. Au cours du processus de

consultation, le public a été en mesure d'examiner les solutions de rechange et de faire des recommandations. La rétroaction du public a influé sur les décisions clés comme le choix du point d'arrivée à terre du gazoduc et le site de l'usine de gaz.

Le tableau suivant montre la nature et l'étendue des consultations qui avaient été menées jusqu'en mai 1996.

Depuis mai 1996, SOEP a aussi tenu plusieurs réunions avec des organisations patronales et syndicales de la Nouvelle-Écosse, ainsi qu'avec des entreprises individuelles, afin d'expliquer comment se préparer au processus d'appel d'offres proposé et y participer.

Au début du processus de consultation publique, trois structures consultatives permanentes ont été établies. Le Comité consultatif des retombées (CCR) a été formé en tant qu'organe consultatif afin d'examiner les programmes de retombées économiques Canada-Nouvelle-Écosse et les occasions d'affaires et d'aider à communiquer cette information. Il offre également une tribune pour l'examen des questions touchant la participation des entreprises locales au projet. L'adhésion est souple, et ce comité est formé de représentants de SOEP, des gouvernements, des entreprises, des associations corporatives, des syndicats et autres groupes d'intérêt. Le CCR, qui est administré et financé par SOEP, a tenu sa première réunion en janvier 1997.

Le Comité consultatif communautaire Sable (CCCS) a été établi en novembre 1996. Son objectif principal est de maximiser les retombées du projet pour le comté de Guysborough. À cette fin, il devait fournir de l'information à SOEP sur les questions d'intérêt et les préoccupations

locales ainsi que faire des propositions concernant la conception du projet, la construction et l'exploitation. Les dix membres du CCCS représentent les quatre municipalités de la région et le service de développement économique régional. Ils sont indépendants de SOEP. Les parties intéressées peuvent participer aux délibérations du CCCS, à la demande de ce dernier.

Le Comité de liaison SOEP-Pêches (CLSP) et le Comité de liaison SOEP-Country Harbour/Drumhead sur les pêches et l'aquaculture ont été mis en place en mars 1995 afin de fournir une tribune pour les communications, l'éducation et le règlement des problèmes éventuels liés aux interactions entre le projet et les pêches. Ils sont formés de représentants de SOEP et de l'industrie de la pêche. Le CLSP est une tribune libre.

Au cours de l'audience, SOEP a indiqué que ces trois comités fonctionnaient bien. Comme indicateurs de succès, il a cité les réalisations du CCCS en tant que représentant des intérêts locaux et le rôle du CLSP dans la négociation de l'Entente SOEP-Pêches. SOEP s'est engagé à rencontrer à nouveau les membres de ces comités afin de s'assurer que les questions touchant les collectivités, les retombées et les pêches sont réglées.

Des intervenants ont mis en doute le caractère approprié du programme de consultation de SOEP. Selon eux, ce processus n'a pas permis la représentation des points de vue de toutes les parties. La principale contestation est venue de deux intervenants qui avaient reçu de l'aide financière aux participants de la part de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale afin de fournir au public de l'information sur le projet selon une perspective de développement durable et de recueillir les perceptions du public sur les répercussions du projet. Les deux projets de recherche ont été fondés sur de petits échantillons et des critères d'échantillonnage restrictifs. Ni l'un ni l'autre des intervenants n'ont prétendu que leurs résultats étaient largement représentatifs des opinions des Néo-Écossais ni de celles des groupes les plus susceptibles d'être touchés par le projet.

Tableau 1 : Nature et étendue des consultations de SOEP jusqu'en mai 1996

Forme de consultation	Contacts individuels
91 réunions privées	1535
39 réunions communautaires	2243
liste de distribution principale	10800
ligne 1-800	422
sondage téléphonique	2500

La Commission conclut que le processus de SOEP répondait pleinement et de manière satisfaisante aux questions posées précédemment. La consultation publique générale s'est déroulée au début de l'étape de la planification du projet, et le public a été clairement informé du projet. Cependant, SOEP a omis de consulter les groupes autochtones au début du processus (cette question est examinée au chapitre 4). À cette exception près, le public a eu maintes occasions de connaître les répercussions éventuelles, de faire des observations et d'influer sur la conception du projet. L'étendue de la participation du public au choix du tracé et le témoignage de l'administration locale sur l'ampleur du dialogue public appuient cette conclusion. SOEP a déposé un dossier public complet qui a été soumis à l'examen public. En définitive, aucun intervenant n'a déposé d'élément de preuve susceptible de mettre en doute sérieusement ou de nier le caractère approprié du programme de consultation publique de SOEP. Finalement, la consultation et la participation future du public sont prévues à toutes les étapes du projet. La Commission est convaincue du caractère approprié du programme de consultation publique.

Questions relatives au milieu marin

Cadre d'analyse

L'impact environnemental éventuel du SOEP sur le milieu marin est complexe et varié et soulève une myriade de problèmes. Pour mettre ces problèmes en perspective, la Commission a créé un cadre simple permettant de discuter de ces questions. En premier lieu, les menaces et les risques environnementaux génériques du projet seront examinés. Le cadre prévoit ensuite l'examen de l'impact des activités du projet sur la vie marine et les zones spéciales, la probabilité que ces menaces et ces risques se réalisent, ainsi que la vulnérabilité de l'environnement aux perturbations. Ces éléments seront considérés un par un. Enfin, le milieu marin sera étudié relativement à son impact éventuel sur les installations projetées.

Les risques environnementaux résultant de la construction et de l'exploitation des installations peuvent provenir de plusieurs sources : déchets de forage et de production, remise en suspension des sédiments du fond marin, bruit sous-marin, perturbation de la vie animale, bases d'approvisionnement et accidents. Les composantes environnementales importantes (CEI) qui justifient la plus grande attention sont les habitats du poisson, les pêches et l'aquaculture, les mammifères marins, les oiseaux de mer, le Gully et l'île de Sable. L'environnement peut aussi poser une menace aux installations par l'action de la glace de mer, des icebergs et d'autres formes de conditions extrêmes.

Interaction du projet et de l'environnement

Déchets de forage et de production

Les déchets liquides issus des puits de développement et de production en mer comprennent habituellement des fluides de forage, de l'eau produite, des eaux de drainage du pont, des effluents des installations des habitations (eaux d'égout, eaux grises et déchets solides), des fluides de traitement de puits, des fluides d'essai hydrostatique, des rejets de cimenterie et de divers fluides comme des réfrigérants de moteur, des combustibles, des lubrifiants et des effluents fugitifs. Ces rejets peuvent entrer dans le milieu marin sous la forme de contaminants qui atteignent les eaux de surface ou profondes ou qui gagnent directement le fond marin. Dans la perspective de l'évaluation de l'impact sur le milieu récepteur, les questions clés sont la quantité et le contenu des contaminants importants repérés, dont les hydrocarbures, les métaux traces et de certains contaminants chimiques liés aux divers rejets de déchets.

Les promoteurs ont indiqué qu'ils prévoient d'utiliser la boue à base d'huile dans les parties plus profondes des puits, là où la boue à base d'eau serait inefficace. Toutefois, ils ne se sont pas encore engagés à utiliser la boue synthétique, même si le recours à ce type de boue serait conforme à la volonté du SOEP d'adopter la technologie la plus appropriée, ainsi qu'aux principes et lignes directrices du projet. Une préoccupation majeure durant le forage sera l'introduction de déblais et résidus de forage associés à ces déblais dans l'habitat benthique. Dans d'autres régions où se trouvent de multiples puits, des changements importants dans les communautés biologiques ont été observés à moins de 500 mètres de la plate-forme de forage.

L'eau produite sera extraite avec l'huile, le condensat de gaz et le gaz durant la production. Elle a une densité plus élevée que l'eau de mer et renferme des substances chimiques utilisées dans les procédés, comme des coagulants, des désémulsionneurs et des antimousses. Elle est continuellement rejetée à mesure qu'elle est séparée du produit commercial.

Boue et déblais de forage

Le fluide ou la boue de forage est essentiel pour toute opération de forage rotatif. Ses principaux usages sont la facilitation du retrait des déblais du trou de forage, le contrôle de la pression souterraine pour prévenir les éruptions, et le refroidissement et la lubrification du trépan, de la tige de forage et de la masse-tige. On en trouve divers types : eau douce, eau de mer, eau additionnée de sel, boue à base d'eau, boue à base d'huile, polyémulsions, air et mousses.

La boue de forage de rechange ou boue synthétique a été mise au point comme alternative à la boue à base d'huile minérale, faiblement toxique, utilisée pour les forages pétroliers et gaziers en mer. On l'utilise parce que les organismes de réglementation exigent de plus en plus que soit réduite la teneur en huile des formulations classiques. La boue synthétique est plus chère que la boue à base d'huile ou d'eau, mais son utilisation peut être rentable pour forer des puits difficiles. Pour ce qui est de l'impact sur l'environnement, les rapports diffèrent sur la question de savoir si la boue synthétique est plus biodégradable et moins toxique pour les organismes marins que la boue à base d'huile. Le type de boue utilisé dépend du coût du système, des dépenses de forage connexes, des exigences relatives à l'évaluation des caractéristiques du puits et des problèmes que peuvent poser les formations géologiques rencontrées lors du forage.

Les solides ou les déblais de forage sont des particules générées par le forage dans les formations rocheuses du sous-sol et qui sont ramenées à la surface avec la boue de forage. La quantité d'huile retenue par les déblais dépend de la taille des déblais et augmente exponentiellement avec la diminution de la taille des particules. La boue de forage est réutilisée jusqu'à ce qu'elle soit usée, et selon le type de base, elle est ensuite éliminée en mer (s'il s'agit de boue à base d'eau), ou transformée dans un système de contrôle des solides de façon à recycler le plus de boue possible et à réutiliser cette dernière pour le forage (s'il s'agit de boue à base d'huile ou de boue de rechange). La boue usée sera acheminée à terre où elle sera reconditionnée ou éliminée par incinération ou enfouissement dans une décharge. Les cendres issues de l'incinération seront enfouies dans une décharge désignée.

On a mentionné brièvement la matière radioactive naturelle durant l'audience. Cette matière peut être présente dans les fluides produits, mais les risques liés à son rejet en mer sont extrêmement faibles et ne deviennent un problème que lorsque le calcaire et d'autres précipitants se forment à l'intérieur du matériel de traitement. Les promoteurs ont convenu qu'un programme de surveillance allait être élaboré en vue de déterminer si la matière radioactive naturelle constitue un réel problème dans le cadre du SOEP.

Les eaux domestiques issues des quartiers de logement seront rejetées des plates-formes de forage à un taux quotidien d'environ 32 mètres cubes, comprenant 11,2 mètres cubes d'eaux d'égout et 21,2 mètres cubes d'eau grise (lessive, douches et eau d'évier). Ces deux sources seront aussi traitées avant d'être évacuées. On installera des tuyaux de vidange pour assurer une dispersion maximale et on prendra soin d'éviter de mélanger les déchets chlorés avec les rejets contenant des hydrocarbures pour prévenir la formation d'hydrocarbures chlorés qui pourraient être bioaccumulés et devenir toxiques.

Remise en suspension des sédiments du fond marin

Les activités visant à installer le gazoduc, comme l'excavation de la tranchée, le creusage, le dynamitage, le fonçage au jet d'eau et le dragage, ainsi que le déplacement de l'équipement lui-même, peuvent provoquer la remise en suspension des sédiments du fond. L'impact environnemental de ces activités variera considérablement selon la composition physique et chimique des sédiments du fond, le type, la durée et la localisation des travaux de construction, la saison et les mesures d'atténuation proposées.

On trouve au nombre des impacts de la construction du gazoduc marin : la remise en suspension éventuelle, dans les eaux de surface, des contaminants présents dans les sédiments, la libération de produits chimiques durant la mise à l'essai du gazoduc, une réduction temporaire de la pénétration de la lumière, et la suffocation des organismes benthiques due au dépôt des sédiments perturbés.

Dans la section peu profonde au point d'arrivée à terre à Betty's Cove, il est probable que les 150 premiers mètres du parcours du gazoduc seront excavés et plus tard complètement remblayés. La profondeur maximale de la tranchée à terre excédera quatre mètres, mais elle décroîtra jusqu'à environ un mètre à un kilomètre de la côte en mer. À ce point, le dessus du gazoduc sera au niveau du fond marin ou presque, et il restera à ce niveau dans le bras Country Harbour et jusqu'à sept kilomètres en mer. Au-delà de ce point, il reposera directement sur le fond marin.

Bruit sous-marin

Le bruit sous-marin issu des installations de production extracôtières sera produit par le forage, l'activité sur les plates-formes ou les déplacements des navires de service. Les promoteurs ont déclaré que les plates-formes fixes à treillis d'acier transmettront très peu de bruit directement dans le milieu marin. Seules les piles d'acier seront en contact direct avec l'eau, de sorte que le bruit proviendra surtout des vibrations de la machinerie. Si le niveau de bruit ambiant est faible, alors les activités du projet seront détectables à de plus grandes distances. Les niveaux de bruit ambiant sont étroitement corrélés avec la vitesse du vent, qui crée les vagues en surface. L'intensité décroît généralement avec la distance, phénomène connu sous le nom d'affaiblissement de transmission. La vitesse de transmission du son en eau peu profonde est très variable et diffère selon les sites; elle est grandement fonction des propriétés réfléchissantes du fond et de la surface, ainsi que de la variabilité inhérente à l'eau elle-même. Le principal problème est l'effet éventuel du bruit sous-marin émanant du projet sur les mammifères marins du plateau Scotian, particulièrement sur les baleines à bec communes qui vivent dans le Gully toute l'année.

Perturbation de la vie animale

Les baleines et d'autres mammifères marins peuvent aussi être affectés par le passage de bateaux et d'aéronefs volant à basse altitude. Il pourrait y avoir des collisions; en outre, le comportement des animaux peut être perturbé (on appelle cela «réaction d'alarme»). Toutes les baleines présentes dans la zone du projet SOEP se trouvent exposées à des risques de

collisions, mais la baleine noire (*Eubalaena glacialis*) et le rorqual à bosse (*Megaptera novaeangliae*) semblent être les plus vulnérables; la première en raison de sa tendance à se reposer et à se nourrir à la surface, et le deuxième en raison du fait que les principales voies de navigation croisent d'importantes aires d'alimentation. De plus, il pourrait y avoir un impact modérément important sur les colonies d'oiseaux nicheurs dû au bruit des travaux de construction, comme l'excavation de la tranchée ou le dynamitage.

Bases de fabrication, d'approvisionnement et de service

Les promoteurs ont indiqué qu'il faudra pour la base temporaire de construction du treillis et de fabrication des installations deux à cinq hectares de terrain sur la côte, ainsi qu'un minimum de soixante mètres de quai. Ils ont aussi signalé qu'une autre base temporaire d'approvisionnement pipelinier sera requise pour l'installation du gazoduc marin. Elle devrait être située aussi près que possible du tracé du gazoduc et comporter un site côtier de 15 à 40 hectares pour l'entreposage ainsi qu'une aire pour le revêtement des conduites, au moins 300 mètres de quai et une profondeur d'eau de six à neuf mètres pour permettre le chargement et le déchargement simultanés des barges de transport des conduites et des bateaux de service. Les deux bases exigeront un accès aux réseaux routiers et ferroviaires. On ne sait pas encore exactement où elles se trouveront, mais elles seront probablement situées près d'un quai existant.

Au nombre des facteurs à considérer dans le choix de l'emplacement des bases, on compte le temps de navigation entre la base et le chantier, les compétences de l'exploitant de la base et le type de programme de sécurité et de gestion des effets environnementaux en place. Les promoteurs ont établi que les impacts environnementaux éventuels de l'exploitation des bases seraient les déversements possibles de produits comme les combustibles ou la boue de forage, les rejets issus des bateaux (eau de cale, eau de ballast) ou les rejets accidentels de combustibles, de lubrifiants ou de déchets sanitaires.

Accidents et défaillances

Des explosions, le bris du gazoduc en mer ou un accident de bateau-citerne pourraient entraîner des rejets accidentels de gaz et de condensat. En cas de déversement, la nature volatile du condensat donnerait lieu à la formation d'une mince nappe à la surface de la mer, qui s'évaporerait plus rapidement qu'une nappe de pétrole brut ou d'essence.

En s'appuyant sur des données antérieures et les résultats de modélisation, les promoteurs ont soumis des statistiques pour divers scénarios d'explosion ou de déversement. Dans le pire scénario, une brèche s'ouvrirait dans les 225 kilomètres que parcourt le gazoduc marin de la plate-forme Thebaud jusqu'à la terre ferme. L'impact serait maximal si la brèche se produit près de la côte et contamine le littoral avant que le condensat ait le temps de se dissiper. Cependant, la modélisation a montré que le condensat s'évaporerait rapidement dans des conditions normales de vent.

Dans la zone de Point Tupper, le condensat stabilisé sera acheminé vers les marchés de diverses façons, notamment par bateaux-citernes. La modélisation a prévu que les nappes de surface issues de deux déversements de condensat provenant de bateaux-citernes (pire scénario : 31 800 mètres cubes; scénario moyen : 8 000 mètres cubes) se fragmenteront en moins de douze heures, et les panaches dispersés pourraient persister jusqu'à huit jours avant de voir leurs concentrations diminuer sous le seuil d'une partie par million d'hydrocarbures, dans le pire scénario.

Effets sur les composantes environnementales importantes

Les composantes environnementales importantes (CEI) sont des zones ou des organismes vulnérables qui peuvent être touchés par les activités d'un projet. En milieu marin, les CEI comprennent l'habitat du poisson, le poisson, la pêche et l'aquaculture, les mammifères marins, les oiseaux de mer, les zones uniques ou protégées (dans le présent cas, le Gully et l'île de Sable).

Habitat du poisson

La construction des installations extracôtières pourrait entraîner la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson au large des côtes et près de Betty's Cove. Ces risques sont liés à l'installation des plates-formes de production, au dépôt des déchets de forage liés à la construction et à la pose des conduites sous-marines.

Environnement Canada suggère aux promoteurs d'envisager des mesures correctives à l'égard des impacts environnementaux pouvant survenir au-delà d'un rayon de 500 à 600 mètres autour des plates-formes et d'utiliser surtout la zone située en deçà de ce rayon pour évaluer de manière plus approfondie les accumulations ou autres impacts dus au projet.

En se fondant sur l'expérience acquise en mer du Nord, le MPO estime que les déchets de forage perturberont l'habitat du poisson. Il signale aussi d'autres études montrant que les rejets risquent de provoquer une contamination plus étendue que ce qui était prévu au départ. Il est donc probable que le projet causera la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson, et les promoteurs devront présenter une *Demande d'autorisation pour des ouvrages ou entreprises modifiant l'habitat du poisson*. Le MPO agira à titre d'autorité responsable et préparera le cadre décisionnel voulu. Il a déclaré que les promoteurs n'ont pas su justifier de façon adéquate l'utilisation de boue à base d'huile plutôt que de la boue synthétique.

Les promoteurs ont reconnu que, pendant

Principe de prudence

Depuis qu'on a admis les lacunes existant dans les données et connaissances scientifiques, une démarche fondée sur le principe de prudence a vu le jour et est de plus en plus utilisée pour trancher les questions reliées aux effets environnementaux. Selon ce principe, lorsqu'il y a risque de dommage grave ou irréversible pour l'environnement, l'absence de certitude scientifique absolue ne peut être invoquée pour justifier le report de mesures permettant de prévenir de manière rentable la dégradation de l'environnement.

Dans le domaine du droit international de l'environnement, le principe de prudence a été appliqué pour la première fois en 1987, avec la signature du *Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone*. Le Canada a par la suite signé d'autres conventions mondiales intégrant ce principe : la *Déclaration de Rio sur l'environnement et le développement*, en 1992, et la *Convention des Nations Unies sur les stocks de poisson chevauchants et les grands migrants*, en 1996.

Le principe de prudence est également mentionné dans la *Nova Scotia Environment Act* (loi sur l'environnement de la Nouvelle-Écosse) ainsi que dans la *Loi sur les océans* (où il est appelé principe de la prévention). C'est également un des principes directeurs de la politique révisée du ministère des Pêches et des Océans sur les espèces sous-exploitées (ou sur les pêches en développement).

Enfin, dans le cadre de la révision de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, le Comité permanent de la Chambre des communes sur l'environnement et le développement durable a recommandé l'inclusion du principe de prudence.

la durée du projet, environ 2 100 mètres cubes de déblais de forage seront produits et qu'à l'intérieur d'un rayon de 500 à 600 mètres autour de chaque plate-forme de forage, il y aura étouffement de la faune benthique. Ils ont modélisé le transport des déblais, même en cas de tempête, et ainsi montré que la probabilité que les déblais ou la boue connexe atteignent le Gully serait très faible (0,27 % des cas). La probabilité que ces matières atteignent le Gully en concentration pouvant nuire aux organismes marins est encore plus faible.

En réponse au MPO, les promoteurs ont proposé de prendre les mesures suivantes pour atténuer les effets environnementaux négatifs : utilisation d'un dispositif spécialisé de traitement de la boue; acceptation d'un programme de vérification de la conformité et de suivi des effets environnementaux, tel que présenté à la Commission; adoption d'une gestion environnementale judicieuse et responsable.

Les promoteurs ont déclaré que le devenir et les effets des déblais de forage rejetés feront l'objet d'une étude dans le cadre des programmes quinquennaux de surveillance des effets environnementaux. Cette étude comprendra une analyse chimique des sédiments benthiques, une analyse des communautés benthiques, une surveillance *in situ* des pétoncles ainsi que des épreuves organalytiques sur les pétoncles. Si, par exemple, le programme de suivi des effets environnementaux révélait un impact environnemental plus grave que prévu, on étudierait la possibilité de l'atténuer en utilisant une boue synthétique. Le programme de suivi se poursuivrait même si d'autres types de fluides étaient utilisés. De plus, une vérification régulière de la conformité sera effectuée dans les unités de forage, afin de mesurer les volumes, taux et pourcentages d'huile retenue des rejets. Les promoteurs ont aussi fait valoir que la boue de forage, à base d'huile ou synthétique, ne sera pas rejetée telle quelle en mer. Le fluide à base d'eau utilisé pour forer les tronçons supérieurs des trous sera rejeté en mer avec les déblais de ces tronçons. SOEP a déclaré qu'elle élaborerait des critères acceptables par tous, quant à l'utilisation éventuelle d'autres méthodes pour éliminer les déblais

et la boue. De plus, pour respecter les concentrations prescrites de chaque substance, les promoteurs ne chercheront pas à diluer les rejets en mélangeant les divers déchets et en les évacuant au moyen d'émissaires communs.

Des intervenants ont soutenu une politique de rejet nul, conformément à leur interprétation du principe de prudence. Étant donné que le MPO a manifesté de la confiance à l'égard des scénarios de modélisation et que l'utilisation proposée d'huile minérale à faible toxicité sera accompagnée d'une surveillance étroite de ses effets environnementaux, les promoteurs estiment qu'il n'y a pas lieu d'imposer une politique de rejet nul. En outre, les études de modélisation sur les rejets de forage prédisent qu'il est peu probable que le largage des déblais ou le rejet de la boue à base d'huile aient des effets négatifs importants sur l'environnement.

Des intervenants se sont inquiétés de la composition chimique de l'eau produite et du fait qu'aucun traitement n'a été proposé pour cette eau avant son rejet en mer. Les promoteurs ont énuméré les substances que devrait renfermer cette eau, et notamment les substances organiques composites, les métaux traces, les composés organiques traces, les solides en suspension, le carbone organique total et divers produits servant au traitement. Ils ont fait valoir qu'une dilution importante se produirait pour tous les rejets liquides. La modélisation effectuée pour l'énoncé des incidences environnementales du projet Venture, en 1983, a révélé que l'eau produite rejetée à raison de 700 mètres cubes par jour, lequel taux se situe à peu près au centre des estimations actuelles pour les divers emplacements (400 à 1600 mètres cubes par jour), subirait une dilution de un pour mille à l'intérieur de la superficie de 0,01 kilomètre carré entourant la plate-forme. Par ailleurs, des simulations faisant appel à des concentrations de 40 milligrammes par litre d'hydrocarbures ont permis de prédire que la teneur de l'eau produite tombera aussi bas que 1,7 partie par billion dans un rayon de cinq kilomètres autour du point de rejet. Les intervenants estiment cependant que la dilution ne constitue pas

une méthode adéquate d'atténuation, notamment parce que certains composés rejetés peuvent floculer puis se déposer dans des zones situées à une certaine distance du point de rejet.

Les intervenants ont aussi estimé que les promoteurs devraient concevoir et mettre en oeuvre un programme de recherche sur le devenir et les effets sublétaux de l'eau produite. Ils ont suggéré que les mesures servant à détecter les effets environnementaux éventuels des rejets soient intégrées au programme de surveillance des effets environnementaux et qu'un plan de gestion et d'intervention d'urgence soit préparé au cas où des effets nuisibles seraient détectés. Plusieurs intervenants ont même recommandé une politique de rejet nul pour l'eau produite. Le MPO a préféré recommander un programme de suivi soigné et bien planifié, car il ne convient pas d'adopter une mesure aussi extrême qu'une politique de rejet nul lorsqu'il existe autant d'incertitude quant aux impacts du projet.

En général, la majorité des substances généralement présentes dans les rejets d'eau produite, comme les métaux lourds, tendent à n'avoir un impact chronique qu'après une longue exposition. Par conséquent, elles ne sont pas très préoccupantes, car il est probable qu'elles soient très diluées et que l'exposition soit courte. Les promoteurs ne prévoient donc aucun effet appréciable et n'ont pas l'intention de surveiller les effets possibles des rejets d'eau produite. Pour les mêmes raisons, ils ont jugé que l'injection, dans les puits, de l'eau produite n'est pas nécessaire.

Environnement Canada a également soulevé des préoccupations en ce qui concerne la chloration et a suggéré que les eaux usées ne soient pas traitées par cette méthode, lui préférant des techniques de rechange comme l'irradiation UV et l'ozonation.

Le tracé du gazoduc devant relier les champs Venture et Thebaud n'a pas encore été choisi; trois tracés sont à l'étude. Or, l'excavation de la tranchée et la pose du gazoduc auront un impact sur l'habitat de certains organismes benthiques.

Le MPO a aussi soulevé la question de la profondeur d'enfouissement des conduites reliant les champs. Les promoteurs ont répondu que les profondeurs d'excavation et d'enfouissement n'avaient pas encore été arrêtées. On tient pour acquis pour le moment que toutes les conduites entre les champs feront l'objet d'une excavation et s'autoenfouiront après leur pose.

Les plate-formes elles-mêmes réduiront temporairement la superficie de l'habitat du poisson; cependant, cette situation finira par être compensée par les quelque 32 hectares de nouvel habitat créés par les surfaces dures du gazoduc.

La Commission reconnaît que l'introduction des déchets de forage et de production dans le milieu marin est une question environnementale importante. Dans son analyse de l'acceptabilité des propositions de SOEP, elle a tenu en compte un certain nombre de facteurs, à savoir l'engagement pris par SOEP de respecter ou dépasser les *Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers* (1996), la nature des fluides; les diverses études de modélisation produites concernant le devenir des rejets; les observations des effets environnementaux d'autres projets extracôtiers; et le programme de gestion adaptative et de surveillance de SOEP.

La Commission juge important de noter que les lignes directrices ont été élaborées par un groupe mixte de l'industrie et du gouvernement, qui comprenait Environnement Canada et le MPO. Ces lignes directrices, sous forme d'ébauche, ont été largement diffusées, y compris à des organisations environnementales non gouvernementales et à des groupes autochtones, aux fins d'étude et de commentaire avant leur diffusion sous forme finale en septembre 1996. La Commission admet qu'elles sont basées sur les connaissances et l'expérience actuelles et insiste pour que les promoteurs étudient et appliquent les nouvelles techniques de traitement et d'évacuation des déchets, pourvu que ces techniques aient fait leurs preuves sur le plan environnemental, technique et économique. Les lignes directrices incitent l'exploitant qui planifie un programme de forage à envisagé

d'éliminer les solides de forage par injection dans les puits, lorsque cette option est faisable sur le plan technique et économique.

La Commission fait aussi observer que les conditions de forage exigent qu'on ait recours à une boue à base d'huile et que les fluides que l'on projette d'utiliser sont de teneur aromatique faible (moins de 5 %). Les lignes directrices précisent que les niveaux spécifiés sont jugés minimaux, et offrent une orientation générale sur la réduction des volumes de déchets et les concentrations de contaminants dans ces déchets. Malgré cela, SOEP prévoit que le traitement atteigne 8 % dans les déblais, ce qui est nettement inférieur à la limite citée dans les lignes directrices, soit 15 %.

En raison de la modélisation faite par SOEP du devenir des rejets, des observations des impacts à d'autres sites, en particulier Cohasset-Panuke, et de l'engagement pris à l'égard d'une surveillance convenable, la Commission est amenée à conclure qu'il n'y aura pas une altération importante ou une destruction de l'habitat du poisson en raison des rejets de déchets de forage et de production. Elle conclut aussi que la méthode proposée par les promoteurs pour le traitement et le rejet des déchets de forage et de production n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants dans la zone du plateau Scotian. La Commission souligne que la surveillance des rejets provenant des plate-formes est particulièrement importante, du point de vue du respect des règlements, et pour la vérification des effets environnementaux prévus.

Recommandation 4

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs :

a) élaborent un programme de surveillance des effets environnementaux, valable sur le plan statistique et scientifique, afin d'assurer que les mesures d'atténuation sont efficaces et de confirmer les effets environnementaux prévus des rejets de déchets de forage et d'eau produite, y compris les effets sublétaux de l'eau produite, la floculation des déchets et la création d'hydrocarbures chlorés dans un rayon de 500 mètres des plate-formes de forage;

b) explorent des solutions de rechange à l'utilisation de la boue à base d'huile et s'engagent à envisager et à appliquer les meilleures solutions sur le plan environnemental et géotechnique;

c) étudient et appliquent, pendant la durée du projet, les nouvelles méthodes de traitement des déchets, s'il est démontré qu'elles sont supérieures, sur le plan environnemental et technique, à la méthode initiale retenue;

d) explorent d'autres techniques que la chloration pour le traitement des déchets liquides domestiques générés par les installations du projet, avant leur rejet en mer;

e) outre la surveillance de la conformité qui s'impose pour l'évacuation de l'eau servant à l'essai hydrostatique des gazoducs marins, soumettent aux organismes de réglementation compétents, au moins trente (30) jours avant le début de tout essai hydrostatique, des renseignements détaillés sur cet essai hydrostatique, incluant :

i) la source de l'eau servant à l'essai hydrostatique;

ii) l'endroit d'où est tirée l'eau pour l'essai hydrostatique;

iii) le type et la quantité d'antioxydant à utiliser, y compris les motifs du choix de l'antioxydant retenu;

iv) les mesures d'atténuation et de restauration propres au site qui sera utilisé, à l'issue de consultations avec les organismes de réglementation;

v) les données démontrant qu'on a répondu adéquatement à toutes les préoccupations soulevées par les organismes de réglementation, notamment les mises à jour nécessaires des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été observées.

Afin de limiter la perturbation de l'habitat du poisson provoquée par le rejet de sédiments contaminés dans le bras Country Harbour, les promoteurs ont assuré qu'ils étudieraient plusieurs méthodes d'excavation. Ils ont fourni des renseignements sur le creusage et le dragage et ils ont précisé les critères qui seront utilisés pour l'évaluation de ces méthodes. Ils s'attendent à ce que l'excavation ait très peu d'effets à long terme, grâce à l'action nettoyante du régime naturel de transport des sédiments.

Les promoteurs ont également indiqué que l'excavation de la tranchée causera également une perte à court terme d'habitat du poisson. Cette opération pourrait également faire perdre à court terme environ 2,5 hectares d'habitat du homard de bonne qualité aux environs de Betty's Cove. Un intervenant s'est demandé quelle quantité de sédiments mise en suspension par les activités d'excavation de la tranchée pénétrerait dans le bras Country Harbour et quels effets cela pourrait avoir sur ses concessions, dont l'une est située à environ 3,75 kilomètres de l'activité proposée. Les promoteurs ont indiqué qu'ils ne connaissent pas encore la distance que les sédiments peuvent franchir, mais le MPO effectue présentement une étude à l'intérieur du bras Country Harbour qui pourrait nous renseigner sur la nature et la distribution des courants dans cette région. Ils envisagent d'accroître leurs efforts pour élaborer un modèle de prévision du mouvement des sédiments. Le modèle pourrait également servir à évaluer la vulnérabilité éventuelle des installations d'aquaculture. Les promoteurs ont admis que les critères d'envasement n'ont pas été établis pour déterminer quand utiliser des mesures d'atténuation ou interrompre les opérations. Cet intervenant a soulevé des préoccupations particulières au sujet de la période de reproduction des moules qui va de juillet à l'automne et il s'est demandé s'il est réaliste de penser que l'excavation pourrait être interrompue pendant cette période. Les responsables du projet SOEP ont répondu que dans les six prochains mois, les travaux de modélisation permettraient d'indiquer assez précisément les concentrations de sédiments déplacés.

Les promoteurs ont déclaré qu'ils ne

s'attendent pas à trouver des sédiments contaminés dans la partie côtière du couloir de gazoduc, près de Betty's Cove. Cependant, d'autres échantillonnages seront effectués dans le cadre du processus technique détaillé, avant tout pour déterminer la contamination que pourraient causer les métaux lourds associés aux débris de roche et rejets d'une ancienne mine d'or, près de la côte de l'anse Betty et le long de celle-ci. À la demande de la Commission, ils ont proposé un plan détaillé d'échantillonnage visant principalement à déterminer si les sédiments qui seront vraisemblablement perturbés par l'excavation et les autres travaux sont contaminés et à garantir, le cas échéant, que les mesures d'atténuation voulues seront prises. Ils ont proposé d'effectuer l'échantillonnage assez tôt pour qu'on puisse en tenir compte dans la conception des travaux de construction. Ils se serviront du *Guide d'utilisation de la formule Demande de permis (immersion en mer)* élaboré par Environnement Canada (EPS 1/MA/1, décembre 1995), en ce qui concerne les teneurs en contaminants, et du *Règlement sur l'immersion de déchets en mer*, en ce qui concerne le prélèvement et l'analyse des échantillons biologiques. Les promoteurs ont déclaré que le prélèvement sera effectué lorsqu'Environnement Canada aura approuvé la conception finale de l'étude. Cependant, aucun engagement à soumettre le programme d'étude des sédiments et ses résultats en vue d'une approbation analogue n'a été pris.

La Commission est préoccupée par le fait que les promoteurs n'ont pas présenté des renseignements assez détaillés pour qu'on puisse répondre de manière adéquate aux questions suivantes : a) le couloir du gazoduc marin près du littoral renferme-t-il des types importants d'habitats? b) quelle est l'étendue de ces habitats? c) jusqu'à quel point ces habitats pourraient-ils être affectés? De plus, le risque de contamination des sédiments à Betty's Cove n'a pas été traité de manière à garantir que les travaux effectués à proximité de la côte n'auront pas d'effet nuisible appréciable.

Recommandation 5

La Commission recommande qu'au moins soixante (60) jours ouvrables avant le début de la construction de la portion du gazoduc menant à Betty's Cove, les promoteurs soumettent aux organismes de réglementation compétents des renseignements supplémentaires concernant les tracés spécifiques proposés pour le gazoduc marin et la méthode d'aménagement choisi pour le site d'arrivée à terre. Ces renseignements comprendront :

a) les résultats du programme de prélèvement de sédiments le long du tracé spécifique à Betty's Cove;

b) une évaluation de l'habitat sous-marin le long du tracé spécifique à Betty's Cove;

c) une liste des problèmes environnementaux indiquant tous les effets pertinents du tracé choisi sur les composantes environnementales importantes du milieu biologique marin;

d) les mesures d'atténuation prévues pour rendre ces effets environnementaux négligeables;

e) les détails sur la méthode d'aménagement choisie au site d'arrivée à terre.

Le poisson, les pêches et l'aquaculture

Durant les premières consultations sur les pêches qu'ont effectuées les promoteurs, ces derniers ont déterminé que la question la plus importante relative aux pêches était la menace de contamination (altération) du poisson et des invertébrés aquatiques par la boue à base d'huile provenant du forage. Une altération nous indique habituellement qu'un organisme a été exposé à des hydrocarbures. On peut le déterminer par des tests organoleptiques (Groupe de dégustateurs aguerris) ou par des analyses chimiques. Le Groupe d'experts sur les aspects scientifiques de la pollution marine a défini provisoirement le mot altération comme étant le développement d'un goût ou d'une odeur chez un organisme capturé ou récolté qui n'est pas typique de cet organisme. Dans la plupart des études, une concentration de cinq parties par million dans la chair suffit pour déceler une altération. Une altération confirmée ou même soupçonnée des stocks de poissons pourrait avoir de graves conséquences sur le plan commercial et pourrait éventuellement résulter en un boycottage de ces produits et d'autres poissons et fruits de mer en provenance de la zone des bancs de l'île de Sable. Le MPO s'est dit préoccupé de la possibilité que des produits de poisson altérés atteignent le marché et a donc suggéré de porter la zone fermée à la pêche à dix kilomètres du site de forage. En outre, étant donné les préoccupations réelles et perçues causées par l'altération et les répercussions possibles sur l'industrie de la pêche, il a déclaré qu'il fallait instaurer un programme bien défini de surveillance des effets environnementaux.

Les répercussions éventuelles des hydrocarbures liés au projet seraient les plus importantes immédiatement à côté et au-dessous des structures de forage et diminueraient avec la distance. Les pétoncles les plus à risque seront ceux situés dans la zone de sécurité correspondant à un rayon de 500 mètres autour des plates-formes de forage. Dès que les installations extracôtières seront mises en place, des zones de sécurité seront créées en vertu des règlements des lois de mise en oeuvre et de la *Loi sur la marine marchande du Canada*. Comme ces zones seront déclarées zones fermées à

la pêche, on n'y pêchera pas.

Des préoccupations ont été soulevées concernant la possibilité d'une altération de l'églefin juvénile (*Melanogrammus aeglefinus*). Les promoteurs ont fait valoir que rien n'indique que l'églefin juvénile est pêché commercialement ou que la zone entourant les plates-formes peut être désignée comme habitat de l'églefin juvénile. Rien n'indique que beaucoup d'églefins adultes vivent dans cette zone ou qu'une altération persisterait de nombreuses années chez l'églefin.

Les gazoducs peuvent être mis à l'essai avec de l'eau douce, de l'eau de mer ou de l'eau de mer traitée chimiquement. C'est cette eau de mer traitée qui cause le plus d'inquiétudes du fait que le fluide servant à l'essai hydrostatique et qui demeure dans les conduites est composé d'eau contenant des inhibiteurs de corrosion, des biocides et des colorants fluorescents; le principal problème posé par son rejet est la création d'un panache et l'introduction de biocides dans le milieu marin. Quatre options ont été envisagées : rejet d'eau douce (sans additifs chimiques) dans le bassin du ruisseau Betty, ce qui pourrait créer une dessalure à l'entrée de Betty's Cove; rejet d'eau douce devant le cap de Country Harbour, où le mouvement des marées et des courants empêcherait qu'une quantité importante de cette eau ne rentre dans le bras de mer; rejet de l'eau de mer non traitée devant le cap de Country Harbour, où le mélange serait facile; enfin, rejet de l'eau de mer traitée (contenant des additifs) devant le cap de Country Harbour. Même si le fluide était libéré dans les eaux littorales, on peut penser que la dispersion et la dilution vont réduire l'impact de la dessalure et de la présence de biocides en faibles concentrations sur des ressources importantes comme le homard et les oursins.

Il faudra probablement procéder à des opérations de dynamitage près du point d'arrivée à terre du gazoduc dans le bras de Country Harbour, ce qui pourrait avoir des répercussions sur des espèces sauvages comme le homard (*Homarus americanus*), l'oursin (*Strongylocentrotus droebachiensis*) et l'ascophylle noueuse (*Ascophyllum nodosum*). Il y a

actuellement un permis de récolte des oursins dans le tracé du couloir proposé pour le gazoduc. La saison de pêche de l'oursin sauvage va d'octobre à mars, alors que la récolte des oursins cultivés se fait toute l'année; la saison de reproduction se situe habituellement à la fin de l'hiver alors que la période larvaire est au printemps.

Les pêcheurs se sont dits inquiets d'une réduction des prises de homard à la suite du dynamitage; les promoteurs ont admis qu'il y aura des pertes localisées se chiffrant à 300 à 500 mètres carrés de bon habitat, plus certains animaux. Toutefois, ils font valoir que ce problème serait atténué en procédant au dynamitage en dehors de la saison de pêche du homard, qui dure du 30 avril au 30 juin dans cette région. Le dynamitage ferait appel à des charges enfouies, et la plupart des forces s'exerceraient directement vers le haut. Ce sont les homards situés dans une petite zone autour et au-dessus du lieu de dynamitage qui seraient affectés. Les mesures d'atténuation pourraient comprendre l'utilisation d'écrans filtrants pour réduire les ondes de pression, la réduction de la taille de la charge, la capture et la relocalisation des homards et l'interdiction de dynamiter pendant la saison de pêche du homard. On a proposé de suivre les *Draft Guidelines for the Use*

of Explosives in Canadian Fisheries Waters (January 1995) (ébauche de lignes directrices sur l'utilisation des explosifs dans les eaux des pêcheries canadiennes (janvier 1995) du MPO, lors des travaux de dynamitage.

Les promoteurs ont évalué les ressources en aquaculture avec les pêcheurs locaux, le MPO et le ministère des Pêches et de l'Aquaculture de la Nouvelle-Écosse. Les moules cultivées sont récoltées toute l'année et leur saison de reproduction et leur période larvaire s'étendent de mai à juillet. On pêche également les pétoncles parfois près du point d'arrivée à terre du gazoduc, mais aucun lieu de pêche précis n'a été indiqué; cinq pêcheurs détiennent un permis de pêche du pétoncle dans cette zone.

On a traité des répercussions éventuelles sur des espèces d'aquaculture sous-utilisées comme l'oursin, que l'on retrouve au nord de Harbour Island et près du point d'arrivée à terre du gazoduc à Betty's Cove. Étant donné que les oursins en cages subissent normalement sans en souffrir un apport accru de sédiments à la suite d'orages, les promoteurs ont déclaré qu'aucune mesure d'atténuation n'était prévue. La mesure d'atténuation privilégiée dans le cas des pétoncles au stade larvaire serait de prévoir

la pose des conduites du gazoduc avant le déploiement des collecteurs. Comme la récolte des algues est limitée près du tracé et de l'arrivée à terre du gazoduc, on prévoit peu d'effets négatifs.

Les promoteurs ont indiqué qu'un certain nombre de mesures peuvent être prises pour réduire la possibilité que des sédiments en suspension ou d'autres contaminants nuisent aux activités d'aquaculture durant l'excavation. Le tracé du gazoduc peut être dévié de façon à éviter les zones d'aquaculture, on peut installer des écrans filtrants et des barrages à bulles pour éloigner les sédiments des zones sensibles et on peut surveiller la qualité des sédiments et de l'eau en rapport avec la remise en suspension, naturelle ou provenant du projet, ou la présence de contaminants tels que les dinoflagellés qui sont responsables de l'intoxication paralysante par les mollusques. L'excavation par creusage pourrait réduire la zone de perturbation à environ la moitié de celle qui serait produite par un forage au jet ou un pré-dragage, et ainsi environ 2,25 hectares seulement d'habitat du homard seraient touchés.

Les promoteurs ont indiqué qu'ils sont en train de mettre sur pied le programme de surveillance de base proposé ainsi que le

Figure 6. Pêche en haute mer



programme opérationnel pour les éléments côtiers du programme de construction du gazoduc. Afin de surveiller la toxine paralysante par les mollusques, ils veulent faire appel aux pêcheurs locaux dans la mesure du possible et recruter des techniciens en aquaculture pour effectuer des travaux sur le terrain sous la direction de scientifiques compétents qui feront les analyses et rédigeront les rapports. Les promoteurs contribueront au programme de surveillance du phytoplancton administré par l'Association aquicole de Nouvelle-Écosse. On procédera à un échantillonnage à deux stations aquacoles, à intervalles de deux semaines, pendant la phase de construction, conformément aux directives du programme de surveillance. L'échantillonnage se poursuivra pendant six mois après l'achèvement des travaux sous-marins de construction. De plus, les promoteurs incluront la surveillance du phytoplancton dans l'étude de base et le programme de suivi des effets environnementaux, et entreprendront de surveiller des invertébrés si on détecte une augmentation de la toxicité attribuable au projet. La question a été abordée et débattue par le Comité de liaison SOEP-Country Harbour/Drum Head sur les pêches et l'aquaculture (le CSCH/DH) et les promoteurs. Le CSCH/DH s'occupe aussi d'élaborer un programme de surveillance de la qualité de l'eau pour la région de Country Harbour/Drum Head.

L'aquaculture peut être extrêmement vulnérable au rejet de fluide d'essai hydrostatique. Les promoteurs signalent que le site choisi, Betty's Cove, se trouve à environ cinq kilomètres de la station aquacole la plus proche; le rejet contrôlé de l'eau d'essai hydrostatique à marée descendante, conformément aux normes de l'industrie, permettrait de protéger l'aquaculture de façon satisfaisante puisque l'impact serait nul. On effectuera aussi une surveillance de cette activité pour vérifier que le mélange maréal et turbulent assure une dilution adéquate de l'eau d'essai. La pratique normalisée au Canada est l'emploi de tests de la CL50 et une régulation du débit assurant que les concentrations à la sortie de la conduite sont inférieures à la CL50. Les promoteurs déclarent que la dilution sera suffisante pour réduire au minimum les impacts, et que les produits

Recommandation 6

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs effectuent, au minimum pendant un an, une surveillance de base de la qualité de l'eau et des sédiments avant d'entreprendre tous autres travaux d'excavation dans le bras Country Harbour. De plus, les résultats de ce programme et ceux de l'étude de modélisation des sédiments du bras Country Harbour doivent être examinés par le Comité de liaison SOEP-Pêches et par le ministère des Pêches et des Océans, et tout problème observé doit être réglé avant le début des travaux d'excavation de la tranchée.

chimiques employés ne sont pas persistants et seront inactivés dans un délai probablement assez court dans le milieu marin.

La Commission s'inquiète de l'absence d'information de base sur la remise en suspension des sédiments de fond, et tout particulièrement de ses effets négatifs éventuels sur l'industrie aquacole du bras Country Harbour. Elle doute donc de l'efficacité des mesures d'atténuation proposées par les promoteurs.

La Commission reconnaît qu'il est important de protéger la qualité marchande des produits de la pêche contre tout risque d'altération, que ce risque soit réel ou seulement perçu.

Recommandation 7

La Commission recommande que, pour évaluer correctement les effets éventuels d'une altération du poisson sur l'industrie de la pêche, les organismes de réglementation compétents veillent à ce que les promoteurs prévoient un test de l'altération dans le cadre de leur programme de surveillance des effets environnementaux.

Des intervenants s'inquiétaient du fait que les promoteurs n'ont pas éliminé la possibilité de choisir le bras Country Harbour pour y installer la ou les bases d'approvisionnement et de service, malgré l'absence de tout examen critique des impacts environnementaux et économiques potentiels sur l'aquaculture dans le bras de mer. Tout bateau qui pénètre dans le bras Country Harbour, qu'il s'agisse d'un bâtiment de SOEP ou d'un bateau de pêche, doit longer sept concessions aquacoles. Si les bases devaient y être construites, cela causerait un net accroissement de la navigation commerciale dans le bras Country Harbour, zone décrite par SOEP comme un milieu intact. À l'heure actuelle, la circulation maritime dans cette zone se résume au passage d'un gros bateau de pêche par semaine au maximum. Les promoteurs ont estimé à six le nombre de navires de service, ce qui impliquerait des allées et retours de façon assez régulière pendant toute la durée du projet. Il faut aussi savoir où le fluide de forage usé sera amené à terre, et si le bras Country Harbour sera aussi envisagé pour cette activité. Un intervenant s'est dit préoccupé par le fait que cette hausse de l'activité industrielle liée au projet peut se traduire à la fois par une altération réelle de ses produits aquacoles, mais aussi par la perception de cette altération. Si les consommateurs n'ont plus la certitude que ces produits proviennent d'un milieu marin intact, les marchés peuvent en souffrir. À ce propos, les promoteurs ont déclaré qu'ils ont commencé à supprimer le nom de Country Harbour dans leurs documents afin de ne pas créer de problèmes de perception. De plus, ils soulignent qu'ils vont collaborer avec les intérêts aquacoles locaux pour rectifier les problèmes de perception et que, s'il y avait perte économique directe, il y aurait indemnisation pleine et équitable.

Pour ce qui est du choix entre les divers emplacements côtiers possibles, les promoteurs n'ont fourni aucune analyse dans la perspective des services maritimes existants, de la distance par rapport à la zone d'activités extracôticières, des coûts, de la sécurité ou d'autres critères qui pourraient éclairer ce choix. Des intervenants ont estimé que les promoteurs

n'ont pas réussi à apaiser les craintes concernant l'aquaculture dans le bras Country Harbour car ils n'ont pas fourni d'information sur le processus décisionnel visant les bases de service. Ils estimaient donc que le bras Country Harbour devrait être retiré de la liste des emplacements envisagés pour la construction des bases d'approvisionnement et de service. La Commission partage ces préoccupations.

Mammifères marins

De nombreux organismes marins, et notamment les mammifères, utilisent des moyens acoustiques pour communiquer, chercher et suivre leurs proies et se déplacer. Les cétacés sont particulièrement dépendants des signaux sonores passifs et actifs (écholocation) qui leur permettent de se renseigner sur leur environnement, de communiquer et d'avoir un comportement social. Les impacts négatifs d'une hausse du bruit (changement dans les sons et la fréquence) peuvent être une surdité permanente, une modification temporaire des seuils de perception et une baisse de la sensibilité, le stress, les effets psychologiques et les changements dans

Recommandation 8

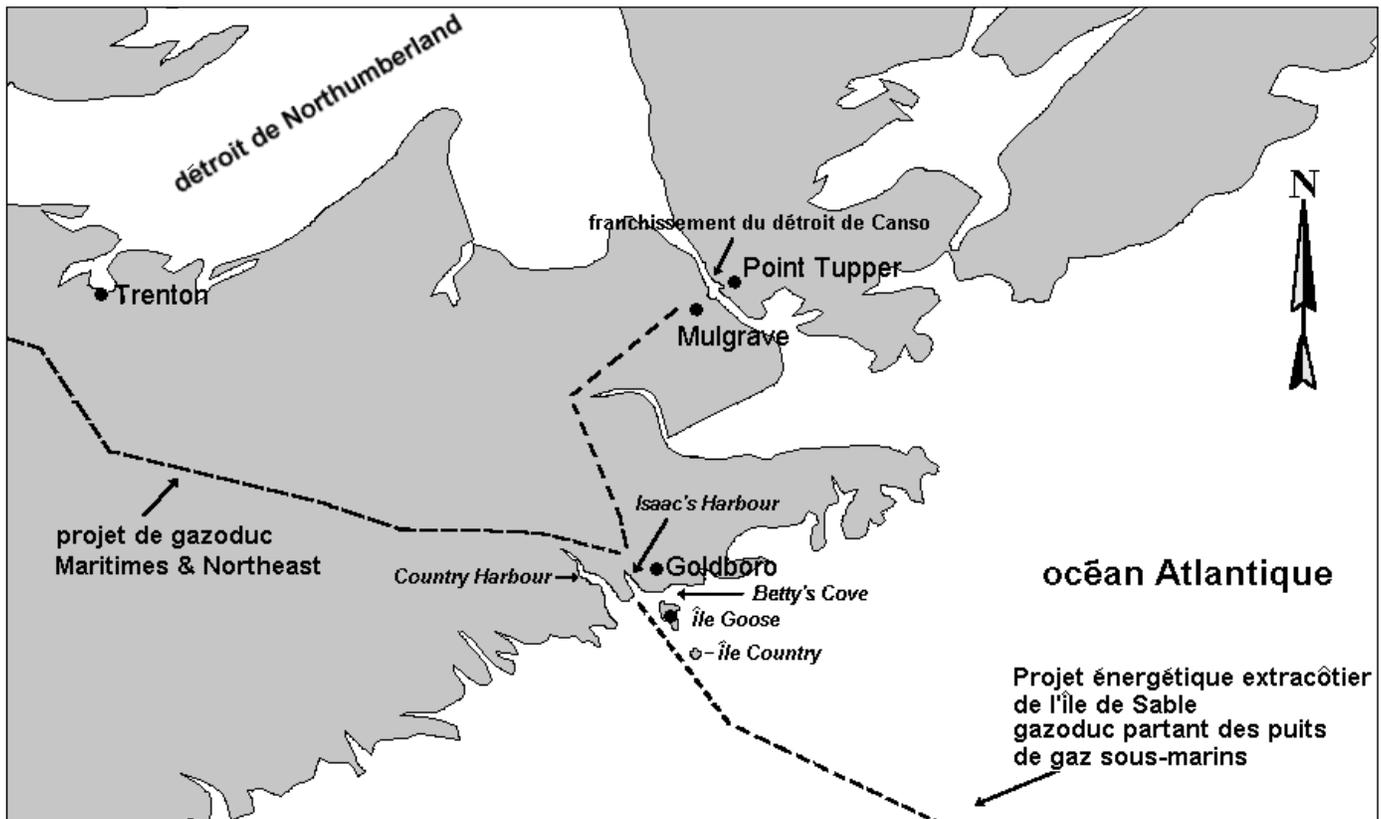
La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs suppriment le nom Country Harbour de la liste des sites éventuels pour la construction des bases, et de procéder dans les meilleurs délais au choix final du site des bases.

les réactions comportementales (par exemple, éloignement du son ou arrêt de l'alimentation et de la reproduction), et masquage des sons émis par les proies ou par des membres de la même espèce. Des cétacés peuvent aussi au départ être attirés par certaines fréquences, ce qui peut occasionner des interactions préjudiciables avec la source (collisions avec des navires pouvant entraîner la mort).

Certains intervenants se demandaient aussi dans quelle mesure le bruit peut altérer l'utilisation de l'habitat par les cétacés. Malgré l'absence de données acoustiques spécifiques au site et de mesures réelles du

bruit sous-marin dû aux activités de construction sur le plateau Scotian, les promoteurs ont déclaré que le bruit produit par le projet SOEP va diminuer rapidement avec la distance par rapport aux différentes sources sonores, et que les effets sur les cétacés seront minimaux. Selon un intervenant, ce point de vue est non seulement contraire au principe de prudence, mais il est probablement erroné. La prédiction du mode de propagation du son dans l'eau est loin d'être une science exacte, et nos connaissances sur la façon dont le bruit peut affecter une espèce particulière de baleine ou de dauphin sont encore plus floues. Aucune étude expérimentale quantitative n'a été menée sur les réactions à la perturbation chez les mammifères marins de la côte est. De plus, il est difficile de prédire, faute de données acoustiques spécifiques au site, quel est le modèle de perte de transmission qui convient le mieux dans ce cas. On a reproché notamment aux promoteurs le fait qu'ils semblaient avoir ciblé exclusivement les perturbations aiguës ou à court terme et même, de façon plus étroite, le comportement explicite d'évitement des

Figure 7. Sites proposés de l'usine de gaz, du pipeline de LGN et des installations de traitement de SOEP



cétacés dans la zone du projet. D'autres effets plus subtils sont aussi inquiétants, notamment les modifications induites par le bruit sur le plan de l'alimentation, de la communication et d'autres comportements, ainsi que le stress physiologique imposé par une exposition de longue durée au bruit. Ces effets subtils sont difficiles à mesurer, mais ils n'en sont pas moins réels et importants. L'incertitude quant aux caractéristiques de la propagation du son ainsi que nos lacunes au chapitre des effets du bruit, surtout à long terme, font ressortir qu'il est préférable d'adopter une approche prudente dans la prédiction et l'atténuation des effets sur les cétacés du bruit généré par le projet SOEP.

Selon le MPO, les promoteurs doivent rassembler des données de base plus fiables à partir desquelles on pourra évaluer les changements dans la distribution et l'abondance des cétacés, et recueillir des données plus complètes sur l'atténuation du bruit provenant des sites de production, et notamment de l'activité de forage. En réponse aux préoccupations de divers intervenants, les promoteurs se sont engagés à examiner avec les parties intéressées la portée du programme de surveillance du bruit généré par le projet, dans le cadre des travaux du Groupe consultatif de surveillance des effets environnementaux du projet SOEP, mais aussi en consultant des experts reconnus dans le domaine du bruit. De plus, ils ont indiqué qu'un programme de suivi préparé de façon professionnelle serait utile pour combler les lacunes dans les données.

La Commission s'inquiète du fait que, malgré l'absence d'études expérimentales quantitatives sur les niveaux de bruit affectant les mammifères marins, particulièrement dans la zone du projet, les promoteurs ont déclaré que les activités du projet ne sont pas susceptibles d'avoir des effets négatifs importants. De plus, les promoteurs ont soutenu que le bruit sous-marin généré par le projet va vraisemblablement baisser au point de ne pas dépasser le niveau de fond au moment où il atteint le Gully, et qu'il ne risque donc pas de déranger les cétacés qui vivent dans la zone. Étant donné l'incertitude considérable qui règne au sujet du bruit que va générer le projet et de son mode de

Recommandation 9

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs conçoivent et mettent en oeuvre un programme de surveillance acoustique visant à mesurer (à la source) le niveau du bruit généré par les activités du projet, à évaluer les pertes de transmission dans la zone du projet et à déterminer le niveau du bruit qui atteindra certains endroits clés, comme le Gully et le canyon Logan voisin. Ces travaux devraient être menés dans le cadre du programme de surveillance des effets environnementaux qui est prévu pour le projet, mais par une tierce partie expérimentée ou sous sa direction.

propagation dans la zone, la Commission juge que les promoteurs doivent mettre sur pied une base de données sur les mesures du bruit sous-marin généré par les activités du projet, et l'intégrer dans leur programme de suivi des effets environnementaux.

Oiseaux de mer

Les promoteurs ont reconnu que les oiseaux de mer constituent une composante environnementale importante, et ont accordé une attention particulière à la sterne de Dougall et à sa population de l'île Country et du bras Country Harbour. L'île Country, située à environ huit kilomètres de l'emplacement prévu pour l'usine de gaz de Goldboro, abrite la plus grande population nicheuse de sternes de Dougall au Canada. La perturbation des activités de nidification par le bruit généré par les travaux de construction pourrait avoir un impact modérément important. Ces sternes sont sensibles à la perturbation pendant la période de nidification du 15 mai au 15 juin. La construction du gazoduc à proximité de l'île Country, avec l'augmentation de la circulation qui en résulterait, pourrait forcer les oiseaux à abandonner leurs nids. Les travaux d'aménagement des conduites près du littoral, qui peuvent nécessiter du dynamitage, seront effectués à une distance maximale de deux ou trois kilomètres de l'île Country. Les promoteurs déclarent

que le dynamitage sera localisé et de courte durée, et qu'il est peu probable qu'il puisse avoir des effets négatifs importants sur les oiseaux de mer, la sauvagine du littoral et les oiseaux de rivage.

La colonie de l'île Country pourrait aussi souffrir d'une réduction de ses proies les plus importantes, le lançon (*Ammodytes americanus*) et le merlu argenté (*Merluccius bilinearis*). On sait que divers goélands (*Larus spp.*) se nourrissent des déchets humains produits par les activités de construction, faute d'une gestion stricte de ces déchets. Toute augmentation des populations indigènes de goélands, qui chassent les sternes et se nourrissent de leurs petits, pourrait faire diminuer les effectifs des sternes.

En vue de surveiller les impacts du projet et d'évaluer les mesures d'atténuation, les promoteurs ont accepté une proposition de recherche indépendante sur la sterne de Dougall. Les études seront supervisées sur le plan technique et financées par le biais du Groupe consultatif de surveillance des effets environnementaux du projet SOEP qui sera formé après l'approbation du projet.

Les intervenants ont dit souhaiter qu'aucune activité de construction ne soit menée dans un rayon de vingt kilomètres autour du bras Country Harbour pendant la période de nidification. Étant donné que cette distance semble correspondre à la limite extrême de la zone d'alimentation de ces oiseaux, et du fait que les sternes se nourrissent généralement le long du littoral, les promoteurs jugent cette position excessive et demandent à la Commission de la rejeter. La barge peut poser des conduites au rythme de deux à quatre kilomètres par jour, ce qui signifie qu'elle peut couvrir vingt kilomètres en une semaine. Les promoteurs soutiennent que les activités de pose de conduites peuvent sans problème se dérouler pendant cette période, si elles sont accompagnées du suivi adéquat des effets environnementaux. Ils ont aussi convenu, autant que possible, de planifier la construction du gazoduc au large de façon à réduire au minimum l'impact sur les sternes de Dougall.

Recommandation 10

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs posent les conduites dans le bras Country Harbour et à l'île Country autant que possible en dehors de la saison de nidification qui va de la mi-mai à la mi-août, et particulièrement jusqu'à ce qu'aient été recueillies et analysées les données de base nécessaires sur la population de sternes de Dougall de cette région.

La Commission voit d'un bon oeil la volonté exprimée par les promoteurs de faire mener des recherches et des études de suivi sur la population de sterne de Dougall dans la zone du projet, et de prendre en considération les résultats obtenus pour modifier le cas échéant les mesures d'atténuation actuellement proposées.

Le Gully

Les promoteurs ont conclu, d'après leurs résultats de modélisation, que les déblais et la boue de forage ne vont pas se déverser dans le Gully, et que le devenir à long terme des rejets des plates-formes ne constitue pas un problème. Les intervenants ont observé des incohérences dans l'interprétation et mis en doute la description de la barrière hydraulique qui est censée être imperméable à des particules de toutes les tailles sur toute sa longueur. Les intervenants ont soutenu que, selon d'autres recherches, les sédiments fins traversent la barrière et risquent de se déposer dans certaines parties du Gully, notamment la région du canyon.

Nombre d'intervenants se préoccupaient du risque que les déchets de forage atteignent le Gully. Même si la direction globale d'écoulement de l'eau est orientée vers les plates-formes et non vers le Gully, les promoteurs n'ont pas présenté d'analyse approfondie de la circulation à petite échelle dans la région, particulièrement en ce qui concerne les remontées d'eau. Ils ont soutenu que, d'après les données fournies par les courantomètres et par la modélisation, le transport par les tempêtes

des déchets de forage vers le Gully serait négligeable. Toutefois, il n'y a pas d'amarrages de courantomètres dans le Gully lui-même, mais seulement aux sites de forage.

Il n'existe pas de consensus sur l'étendue géographique réelle du Gully, ce qui a suscité des divergences d'opinion quant aux effets éventuels du projet. Les seuls sites SOEP assez proches pour qu'on puisse s'inquiéter de l'exportation en quantités notables de déchets particuliers sont les sites Venture et South Venture.

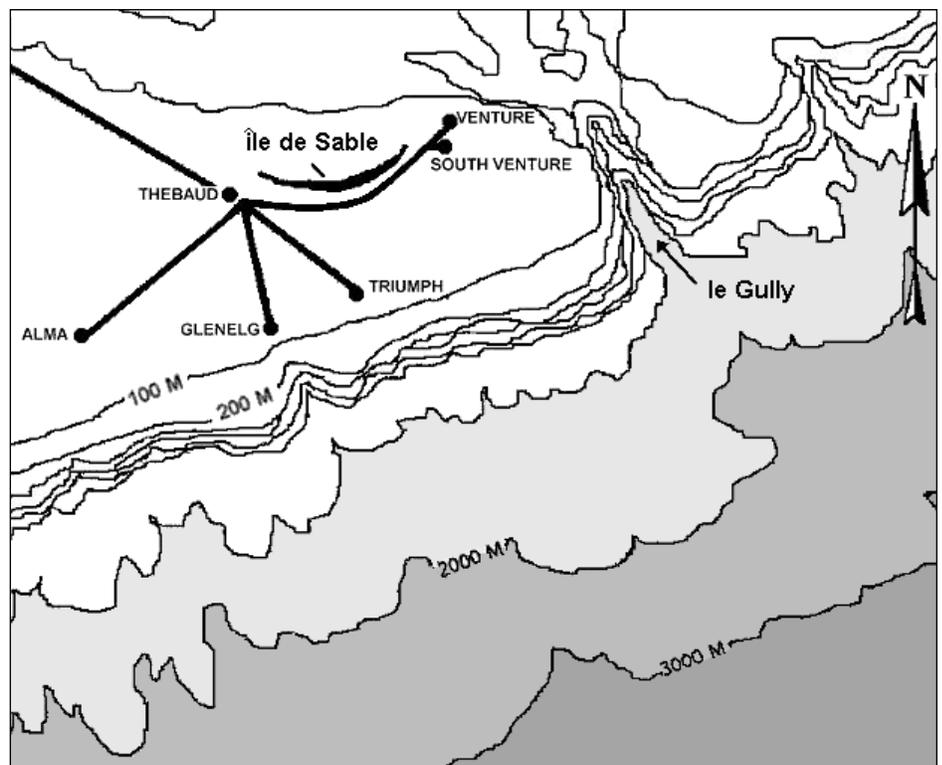
La Commission s'est demandée ce qui doit être fait pour délimiter correctement le Gully, en vue de définir les mesures d'atténuation appropriées. Pour une bonne part, on connaît mal l'océanographie de la région, et il est nécessaire de mieux décrire l'écosystème du Gully. Pour ce qui est des mesures d'atténuation, il a été suggéré de mener une étude océanographique approfondie du tourbillon qui semble exister à l'extrémité nord du Gully, ce qui permettrait de mieux définir le potentiel d'entraînement des divers rejets et la façon dont ils peuvent affecter l'écosystème du Gully. Une étude océanographique intégrée du Gully permettrait aussi de mieux

localiser les cétacés par rapport aux sources de bruit. Elle servirait aussi à élaborer des modèles de propagation du son en vue de mieux comprendre les effets du bruit.

Des intervenants s'inquiétaient aussi des possibilités d'expansion du projet, ou de mise en valeur d'autres sites encore plus proches du Gully. Le site le plus préoccupant est le champ Primrose, qui se trouve à environ cinq kilomètres de la zone critique pour la baleine à bec commune. Il apparaît que l'exploitation de ce champ pourrait causer des dommages irréparables à l'écosystème du Gully, et interdire toute possibilité d'établir une zone marine protégée viable dans le Gully. La Commission est du même avis.

La Commission voit d'un bon oeil le fait que les promoteurs reconnaissent l'importance du Gully sur le plan biologique et ont proposé des mesures d'atténuation pour protéger son intégrité écologique en adoptant un code de pratiques.

Figure 8. Plateau Scotian et Gully



Recommandation 11

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que, au moins six (6) mois avant le début des travaux de fabrication ou de construction, les promoteurs soumettent, dans le cadre de leur plan final de protection de l'environnement, le code de pratiques visant à protéger le Gully. Le code devrait donner des détails sur les programmes proposés de surveillance des effets environnementaux et les mesures d'atténuation qui concernent spécifiquement le Gully, et il doit être conforme aux exigences réglementaires applicables aux travaux visés. Pour obtenir les données de base nécessaires aux programmes de surveillance des effets environnementaux, les promoteurs devraient lancer des travaux de recherche en océanographie physique et biologique dans le Gully, ou y contribuer.

Île de Sable

Les promoteurs ont reconnu l'importance historique et environnementale de l'île de Sable, laquelle a été globalement désignée composante environnementale importante. Ils ont annoncé qu'un programme serait mis en place pour éviter que des débris ne soient libérés dans l'environnement du fait des activités du projet. Ils ont estimé que les survols occasionnels de mammifères marins par des aéronefs du projet causeront au plus une brève réaction d'alarme chez ces animaux. Quoi qu'il en soit, les hélicoptères du projet éviteront de survoler à basse altitude les points où les phoques vont à terre, afin d'éviter de nuire à ces mammifères marins alors qu'ils se trouvent à terre. La circulation maritime engendrée par le projet ne devrait pas nuire aux populations de phoque commun et de phoque gris, ces deux espèces étant réputées tolérantes aux mouvements des bateaux. Cependant, à certaines périodes de l'année, les phoques communs réagissent vivement aux dérangements en retournant à l'eau, ce qui peut compromettre le lien entre les mères et leurs petits.

Il a été jugé peu probable qu'un déversement accidentel de condensat ne pollue les plages de l'île de Sable et ne nuise à la population de phoque en période de reproduction. Si cela se produisait, les promoteurs ont déclaré que tout serait mis en oeuvre pour remettre l'environnement insulaire dans son état initial, dans les plus brefs délais. SOEP n'a relevé aucune incidence majeure sur les mammifères marins, du fait des activités du projet, ni non plus aucun impact résiduel majeur.

Des intervenants ont dit craindre que l'accroissement de la circulation maritime et l'activité liée au projet, à proximité de l'île, ne perturbe les oiseaux nicheurs et n'occasionne des abandons d'oeufs ou de jeunes. De telles conséquences ont été observées chez la sterne de Dougall, alors que la perturbation d'origine humaine était minime. Afin de réduire les incidences possibles du projet SOEP sur la population de sterne de Dougall, un intervenant a recommandé de concentrer les activités de construction, au voisinage de l'île de Sable, dans les périodes qui précèdent et suivent la saison de reproduction (c'est-à-dire avant la mi-mai et après la mi-août).

Le bruit et les déversements ne constitueraient pas un risque grave pour les phoques adultes, mais l'on craint pour les petits. Il a été observé que les phoques communs renoncent à monter à terre ou à s'occuper de leurs petits dans les secteurs à forte circulation touristique. Certes, il est impossible de quantifier l'incidence possible du SOEP; cela n'est toutefois pas une raison suffisante pour ne pas procéder à une évaluation critique. Parmi les mesures d'atténuation éventuelle, il pourrait être nécessaire de cesser les travaux pendant des périodes prolongées, immédiatement après la période de sevrage des phoques gris (de mars à avril) et des phoques communs (de la mi-mai à août).

D'autres intervenants ont exprimé l'inquiétude que les vives lumières de la plates-formes de production Thebaud ne distraient les passereaux en migration et plus particulièrement les pinsons d'Ipswich, de leur route traditionnelle vers l'île de Sable. Des experts ont toutefois indiqué que les pinsons d'Ipswich ne seraient ni détournés ni perturbés de

quelque façon par la présence des plates-formes.

Les promoteurs envisagent d'accoster à l'île de Sable à bord de petits bateaux et d'y poser des hélicoptères; des intervenants se sont interrogés sur le contrôle qui sera exercé sur ces activités, de manière qu'elles soient maintenues au strict minimum. Les promoteurs ont répondu qu'ils doivent préalablement obtenir du MPO une autorisation écrite pour effectuer n'importe quel travail sur l'île, en présentant par écrit une demande établissant la nécessité de ce travail. Ils ont indiqué qu'il n'est pas prévu de débarquer fréquemment sur l'île. Des débarquements occasionnels sont toutefois prévus pour les raisons suivantes : activités de gestion ou de surveillance de l'environnement; inspection d'installations et de matériels d'intervention d'urgence et installation de matériels temporaires comme des stations de navigation. En outre, dans ses accords avec d'éventuels sous-traitants, SOEP limite expressément l'accès à l'île de Sable aux seuls cas d'urgences et aux débarquements préalablement autorisés par le gouvernement et la compagnie.

Il n'est pas jugé que les répercussions du projet sur l'île de Sable seront importantes; quoi qu'il en soit, le plan final de protection de l'environnement comportera un code de pratiques qui orientera les activités du projet, afin d'assurer la protection du caractère unique et de l'intégrité de l'île de Sable. Les promoteurs commanderont une étude sur les agressions sonores imposées aux sternes de Dougall sur l'île de Sable par les survols d'aéronefs et le passage des véhicules.

Le programme de surveillance des effets sur l'environnement devrait durer cinq ans et commencera en 1997-1998. Un programme, financé par PanCanadian et visant à recenser les oiseaux de mer souillés par des hydrocarbures sur les côtes nord et sud de l'île de Sable, se poursuivra. Dans le cadre du programme de surveillance du projet SOEP, les relevés d'oiseaux de mer en cours seront appuyés par des analyses en laboratoire des hydrocarbures trouvés sur les oiseaux échoués sur la plage pendant la période de surveillance (de mai à octobre). Les

Recommandation 12

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que, au moins six (6) mois avant le début des travaux de fabrication ou de construction, les promoteurs présentent un code de pratiques visant à protéger l'île de Sable, dans le cadre de leur plan final de protection de l'environnement. Le plan comportera des informations détaillées sur les programmes de surveillance des effets environnementaux et sur les mesures d'atténuation, propres à l'île de Sable, et conformément aux exigences de l'organisme de réglementation compétent, à l'égard de l'activité visée.

promoteurs donneront suite à toutes les recommandations appropriées qui sont issues des études scientifiques, afin de réduire au minimum les impacts environnementaux de leurs activités. Les premières étapes du programme ont déjà débuté; il reste à préciser la filière des rapports, à parfaire le programme de surveillance et à choisir la personne qui sera chargée de l'administrer.

La Commission convient avec les intervenants que le code de pratiques proposé par les promoteurs pour l'île de Sable et que les autres engagements qu'ils ont pris dans le but de protéger l'île et ses habitants contre les effets négatifs de leur projet semblent appropriés.

Effets environnementaux sur le projet

Glacé de mer et icebergs

La conception d'une structure ou d'un pipeline marin, dans les eaux canadiennes, est difficile en raison des nombreux risques présentés par les éléments. Pour garantir un niveau de sécurité uniforme en mer, l'Association canadienne de normalisation a élaboré et approuvé une norme de conception qui définit de façon explicite les événements et processus environnementaux en termes de leur probabilité d'occurrence annuelle. Lorsque cette probabilité est inférieure à 1 pour

10 000, il n'est pas jugé nécessaire de tenir compte de l'événement dans la conception, mais seulement du point de vue opérationnel.

Traditionnellement, la présence de glace de mer, de pack et d'icebergs n'a pas constitué une menace sérieuse pour la sécurité de la vie en mer dans la zone du plateau Scotian. Sur ce plateau, pratiquement toute la glace de mer se forme dans les inlets et les baies en hiver. Habituellement, elle se détériore rapidement et ne constitue donc pas un risque pour la navigation ni pour le projet. Toutefois, des glaces beaucoup plus épaisses se forment dans le golfe du Saint-Laurent et peuvent dériver sur le plateau Scotian et s'accumuler le long de la côte de la Nouvelle-Écosse.

En ce qui concerne la haute mer, la probabilité que les sites du projet SOEP soient envahis par une banquise compacte est pratiquement nulle. Cependant, il convient de tenir compte de la présence de glace de mer sur les activités de production et les pratiques d'exploitation.

Au cours des 150 dernières années, seul un petit nombre d'icebergs ont été observés sur le plateau Scotian. Ils provenaient en général des Grands Bancs et du golfe du Saint-Laurent, et ils étaient dans un état de détérioration avancée, ayant subi les assauts du vent, des vagues et des températures de plus en plus élevées des courants. Seuls des icebergs de petite taille ou de taille moyenne risquent d'aboutir dans les eaux peu profondes du plateau Scotian. Selon la Commission, ces facteurs font tomber le taux de probabilité de la présence d'icebergs sur le plateau Scotian à un niveau très bas, et il est donc inutile d'en tenir compte dans la conception des installations. Cependant, du point de vue opérationnel, il serait prudent de tenir compte des risques que peut causer même la présence rare d'un iceberg et d'élaborer un plan d'intervention d'urgence.

Conditions extrêmes

Les promoteurs ont déclaré qu'ils se conformeront aux normes internationales pour la conception et l'exploitation des structures et du gazoduc extracôtiers, pour tenir compte des conditions extrêmes comme une vague de récurrence de

Recommandation 13

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs recueillent des données sur les tempêtes et les événements extrêmes, les analysent et les présentent dans des rapports. Elle recommande que les promoteurs se conforment à la disposition des directives concernant les profils de conductivité, température, profondeur (CTP).

100 ans. Ils n'ont pas fourni d'informations précises quant aux normes qui seront utilisées. Les promoteurs ont proposé que la société d'accréditation, agréée par eux et l'OCNHE, vérifiera les plans finaux pour s'assurer qu'ils sont conformes à toutes les normes.

À l'étape de l'exploitation, les promoteurs ont déclaré qu'ils se conformeront aux *Directives sur les mesures du milieu physique pour les activités de forage pétrolier et de production dans les régions pionnières* (les directives), sauf pour ce qui est de la collecte et de la production de profils de conductivité, température, profondeur (CTP). Les directives traitent de la prévision d'événements graves ou extrêmes dépassant les limites de conception ou d'exploitation des installations.

Les promoteurs déposeront des manuels d'exploitation, d'intervention d'urgence, d'alerte environnementale, de gestion des glaces et d'autres manuels requis le cas échéant. Ces manuels établiront les limites et les procédures opérationnelles pour assurer que toutes les opérations se déroulent seulement lorsque des seuils spécifiés doivent être atteints ou sont dépassés. En outre, ils ont déclaré qu'ils mettront en place des programmes de surveillance et de maintenance permettant de déceler et de réparer les dommages causés aux structures et aux gazoducs extracôtiers par les conditions extrêmes.

La Commission reconnaît que la collecte, l'analyse et la présentation dans des rapports des données sur les tempêtes et les autres événements extrêmes, ainsi que la collecte de profils de CTP, visent à permettre la reconnaissance de

manifestations de changements climatiques, pendant la durée du projet.

Eaux navigables

L'installation d'une structure permanente sur le fond marin peut nécessiter l'adoption de pratiques de navigation particulières. Des dommages peuvent être causés par l'interaction entre une ancre de bateau et un gazoduc marin. Le risque variera en fonction des itinéraires maritimes, de la proximité des ports et des profondeurs d'eau. Les promoteurs ont minimisé le risque par le choix du couloir proposé. Pour contribuer à limiter les risques de dommages causés au gazoduc par des ancres, SOEP demandera au MPO de signaler l'emplacement de tous ses gazoducs sur les cartes marines appropriées du Service hydrographique.

Mettant en doute les données des promoteurs figurant dans l'étude intitulée *Sable Offshore Energy Project Fishing Interactions with SOEP Pipeline* (interactions entre le gazoduc de SOEP et la pêche au cours du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable), le MPO était d'avis que les promoteurs sous-estimaient le danger que présentent les gazoducs éventuels pour la pêche au chalut de fond. L'on s'inquiétait surtout du fait que les données utilisées représentaient une interaction très limitée avec les pêches dans la zone à l'étude. Les promoteurs ont par la suite conclu avec les représentants de l'industrie de la pêche une entente pour répondre aux préoccupations du MPO.

La Commission est satisfaite des mesures d'atténuation proposées à ce jour par les promoteurs.

Recommandation 14

La Commission recommande que les promoteurs soumettent au ministère des Pêches et des Océans, le plus promptement possible, tous les renseignements relatifs aux impacts du projet sur la navigation, y compris sur les sites de forage, les bases des bateaux de secours et les itinéraires maritimes éventuels.

Surveillance

Les intervenants avaient plusieurs préoccupations sur les activités et les plans de surveillance du SOEP, entre autres sur le caractère adéquat du système de surveillance proposé par SOEP, le rôle des groupes environnementaux et des organismes gouvernementaux dans le processus de surveillance, la nature et la portée des données de base, ainsi que le calendrier d'application du processus de surveillance. Enfin, ils ont présenté des recommandations sur des CEI particulières et les effets cumulatifs, là où ils constataient un besoin de surveillance.

Environnement Canada et d'autres intervenants se sont aussi demandés si le système de surveillance proposé par SOEP convenait. Ils ont recommandé que les promoteurs utilisent la norme ISO 14000 et s'inscrivent à cette fin. Un plan de gestion de l'environnement, préparé à l'aide de cette norme, détermine dès le début d'un projet l'organisation chargée de le réaliser, le plan de mise en oeuvre et les moyens qui seront employés, les politiques en place, les moyens par lesquels le plan sera examiné et continuellement amélioré, et les obligations des responsables. Une vérification par un tiers indépendant est requise pour mesurer l'efficacité d'un programme de surveillance.

Les intervenants se sont en général dits inquiets de l'absence apparente d'impartialité assurée par des tiers dans le système de gestion de l'environnement (SGE) proposé par SOEP, malgré les assurances données quant aux buts et à la composition d'un comité consultatif. Compte tenu de la durée prévue du projet, au cours de laquelle des progrès pourraient être réalisés dans le domaine des technologies environnementales, les intervenants ont soutenu que SOEP serait avisé d'adopter le programme de gestion de l'environnement prévu dans la norme ISO 14000. À tout le moins, dans les deux années suivant le lancement du SGE du SOEP, le plan devrait faire l'objet d'une vérification externe par un tiers indépendant pour en vérifier la conformité avec leur propre SGE et effectuer une comparaison détaillée avec le système ISO 14000.

SOEP a soutenu que ses programmes prévus englobent les cinq éléments de la norme ISO 14000 et en plus dépassent les exigences de la norme. S'il était forcé d'utiliser ces normes, SOEP estime qu'il devrait payer des coûts additionnels qui ne se traduiraient pas par des retombées pour l'environnement, pour l'intérêt public ni pour lui-même.

SOEP s'est engagé à développer un système global de gestion de la santé et de la sécurité du milieu, qui sera au coeur de la gestion des questions du milieu, de la santé et de la sécurité liées au projet. Le système comprend un plan de protection de l'environnement où figurent les mesures d'atténuation et de surveillance de la construction (à terre et en mer), du forage, de la production, de la mise hors service et de la cessation de l'exploitation.

Dans le cadre du PPE, le suivi des effets sur l'environnement (SEE) est l'outil principal pour garantir qu'aucun dommage irréparable ne sera causé à l'environnement et que des données scientifiques seront produites pour la prise de décisions futures en matière de gestion de l'environnement.

Environnement Canada a proposé ses services à titre de conseiller technique dans l'élaboration du programme de SEE. SOEP a reconnu que ses programmes de SEE doivent être transparents et rendre des comptes à nombre d'intervenants, et qu'ils doivent être efficaces sur le plan scientifique et financier. SOEP créera un groupe consultatif sur la surveillance des effets environnementaux (GCSEE), qui comptera onze membres provenant de divers organismes, invités à siéger en fonction de leurs compétences plutôt que de leur affiliation. Le GCSEE conseillera SOEP au sujet de sa stratégie de surveillance des effets, afin de vérifier les prévisions de répercussions faites et de permettre de déceler tôt les changements environnementaux découlant du projet. Il aidera à définir et à redéfinir les exigences du programme de surveillance des effets, à analyser les propositions visant à satisfaire à ces exigences et à recommander au SOEP les mesures à prendre pour réaliser ces propositions. Les avis produits par le GCSEE et ses recommandations seraient mis à la disposition du public, dans le

Programme de gestion de l'environnement - ISO 14000

ISO 14000 est une série de normes internationales d'application volontaire régissant les outils et les systèmes de gestion de l'environnement, qui a été élaborée par l'Organisation internationale de normalisation (ISO). Mieux connue pour sa série ISO 9000 de normes relatives aux systèmes de gestion de la qualité, l'ISO est une organisation mondiale réunissant les organismes de normalisation de 111 pays; son siège social se trouve en Suisse. La nouvelle série de normes ISO 14000 couvre les systèmes de gestion de l'environnement, la vérification environnementale, l'évaluation de la performance environnementale, l'étiquetage environnemental, l'analyse du cycle de vie et les aspects environnementaux des fiches normalisées des produits. Elle comporte un glossaire.

La norme ISO 14001 explique comment une organisation peut mettre en oeuvre un système discipliné permettant d'atteindre des objectifs environnementaux conformes aux lois et aux règlements pertinents, de respecter ses propres politiques et procédures et de procéder à des vérifications, afin de contrôler la conformité et l'amélioration constante. Cela étant, un système de gestion de l'environnement établi en conformité avec la norme ISO 14000 peut être intégré à la gestion globale, de sorte que tous les processus opérationnels sont homogènes et efficaces et que les objectifs environnementaux d'une organisation sont atteints.

Voici les cinq principes sur lesquels se fonde le modèle du système de gestion de l'environnement (SGE) ISO 14000.

1. Engagement/politique

Une organisation devrait se doter d'une politique environnementale et s'engager à réaliser son SGE.

2. Planification

Une organisation devrait établir un plan afin de satisfaire sa politique environnementale.

3. Mise en oeuvre

Une entreprise doit mettre au point les moyens et mécanismes de soutien nécessaires pour réaliser sa politique environnementale.

4. Mesure et évaluation

Une organisation devrait mesurer, surveiller et évaluer sa performance environnementale.

5. Examen et amélioration

Une organisation devrait passer en revue et améliorer constamment son système de gestion de l'environnement, en se fixant pour objectif d'améliorer sa performance environnementale globale.

cadre de séminaires ou de publications.

Plusieurs intervenants ont exprimé des inquiétudes sur le temps limité dont dispose SOEP pour entreprendre des études adéquates permettant de recueillir des données de base avant le début des travaux de construction, qui pourraient commencer en janvier 1998. Les intervenants estiment qu'il faudrait au moins une année pour organiser, préparer et réaliser une étude de base en mer.

Le programme de SEE servira à établir une série de protocoles techniques normalisés et détaillés pour le prélèvement et la manipulation des échantillons et les analyses en laboratoire, et pour l'exécution des études de base. Outre le SEE, SOEP s'est engagé à réaliser quatre programmes de surveillance du milieu physique : collecte de données sur la météo et l'état de la mer; mesures des courants afin d'obtenir des données pour la prévision du transport des sédiments et de la dispersion des effluents; mesures des vagues à la surface de l'océan; et prévisions météorologiques pour évaluer les contraintes en matière de construction et d'exploitation.

En ce qui a trait à la surveillance des composantes environnementales importantes, SOEP a relevé au nombre des questions clés la surveillance des cétacés dans le Gully, les effets sur l'île de Sable et sa faune, les impacts sur la sterne de Dougall et les effets des rejets, notamment l'eau produite et les déblais de forage. Toutefois, très peu d'informations détaillées ont été fournies au sujet des programmes spécifiques pour surveiller ces effets. SOEP a accepté une proposition visant la surveillance de l'impact du bruit émanant du projet sur la sterne de Dougall et les autres oiseaux de mer près de Country Harbour. On observera aussi les perturbations causées par les survols d'aéronefs et le passage des véhicules. Selon SOEP, ces données aideront à établir le niveau de protection à prévoir pour la population de sternes de Dougall. SOEP donnera suite à toutes les recommandations appropriées qui

découleront de ces études et des études connexes, afin de réduire au minimum les répercussions environnementales des activités du projet. Il a aussi accepté les suggestions des intervenants quant à la surveillance des baleines à bec communes pendant la durée du projet.

Un intervenant s'est inquiété du fait que SOEP estime inutile de surveiller les effets environnementaux cumulatifs. À son avis, il faut mettre en place un programme de surveillance des effets environnementaux basé sur un cadre significatif de surveillance écosystémique comportant les éléments suivants : un réseau de paramètres d'échantillonnage reliés qui rende compte des liens écologiques et serve à évaluer les répercussions des agents stressants sur l'écosystème; l'accent mis sur l'évaluation des effets cumulatifs et à long terme et non sur les effets ponctuels et à court terme; un réseau de surveillance qui procure de l'information sur l'état général de l'écosystème plutôt que sur des problèmes connus dans certains domaines; enfin, les résultats de la surveillance pour répondre aux questions sur la durabilité écologique.

SOEP a déclaré que, malgré les études expérimentales quantitatives et les données recueillies au sujet des niveaux de bruit qui affectent les mammifères marins, son analyse a permis d'établir que les activités du projet risquent peu d'avoir des impacts négatifs sur les mammifères marins. Il a indiqué que la surveillance proposée par divers experts sera utile pour combler les lacunes. Cependant, une seule proposition a été soumise à la Commission, à la suite des discussions tenues entre ces experts et SOEP. SOEP a indiqué que les données issues de l'étude proposée seront utiles car elles enrichiront les données environnementales de base, avant la construction, même si cette étude n'est pas requise pour l'actuelle évaluation des effets environnementaux. Au moment de l'audience, SOEP ne disposait pas d'un programme de surveillance des mammifères marins. Si une surveillance plus poussée des cétacés se révèle

souhaitable, la question sera débattue au sein du GCSEE, qui en supervisera l'exécution, le cas échéant.

SOEP a expliqué qu'il importe que le programme de SEE porte sur les effets du projet et ne devienne pas un simple outil de financement de la recherche. Par ailleurs, le SEE doit être souple, suffisamment du moins pour permettre de cesser toute activité de surveillance d'un volet lorsqu'il est démontré de façon probante que ce volet ne subit aucun effet négatif.

La Commission, qui prend acte des propositions de SOEP relativement au GCSEE et aux programmes de SEE, s'inquiète du fait qu'aucune information détaillée ni proposition concrète n'a encore été fournie au sujet de l'objet précis du suivi. Cela est préoccupant car SOEP a indiqué que le SEE permettra de vérifier que le projet n'engendre pas d'effets environnementaux négatifs importants. Selon la Commission, il faudrait recueillir des données environnementales avant le début des travaux, relativement aux CEI reconnues, et effectuer des recherches de concert avec le Comité de coordination environnementale. En outre, la Commission est convaincue qu'un programme de SEE doit être écosystémique et adaptable; il devrait permettre de cesser toute activité de surveillance inutile et d'ajouter des études additionnelles si les effets environnementaux sont plus importants que prévu ou si des techniques ou des procédures opérationnelles nouvelles sont adoptées.

Recommandation 15

Relativement aux programmes de surveillance des effets environnementaux, proposés pour les installations extracôtières, la Commission recommande qu'au moins six (6) mois avant le début des travaux de fabrication ou de construction nécessitant une autorisation des organismes de réglementation compétents, et compte tenu de l'activité visée, les promoteurs présentent à ces organismes le plan final de protection de l'environnement, lequel comportera les éléments suivants ou en traitera :

- a) politique environnementale;
- b) normes et codes de pratiques, y compris le code de pratiques pour la protection de l'île de Sable et du Gully;
- c) procédures d'exploitation et d'atténuation (construction, forage, production, mise hors service et cessation de l'exploitation);
- d) procédures et programmes d'éducation, de formation et d'orientation en matière d'environnement;
- e) structure hiérarchique (mécanismes de prise de décisions en matière d'environnement);
- f) pratiques de surveillance des effets sur l'environnement et rapports connexes, y compris des informations détaillées sur chaque programme de surveillance prévu ou mentionné dans la demande, dans les engagements pris envers d'autres organismes gouvernementaux et dans les engagements pris par les promoteurs dans la preuve produite devant la Commission;
- g) pratiques de surveillance de la conformité environnementale et rapports connexes;
- h) lois, règlements, directives, permis, licences et autorisations, comme documentation;

- i) plan de gestion des déchets;
- j) plan de gestion des rejets atmosphériques;
- k) plan de gestion des rejets d'effluents;
- l) plan d'intervention d'urgence en cas de rejets accidentels, y compris méthode de prévention des déversements;
- m) engagements contractuels, y compris clauses environnementales spéciales;
- n) procédures d'inspection et de vérification environnementale;
- o) plans spéciaux de conservation, le cas échéant;
- p) amélioration continue de la gestion de l'environnement.

Les promoteurs déposeront auprès des organismes de réglementation compétents un rapport environnemental postérieur à la construction, dans les six (6) mois suivant la date de mise en service des installations. Le rapport énoncera les questions environnementales qui auront été soulevées et :

- a) indiquera les questions réglées et les questions en suspens;
- b) décrira les mesures que le SOEP propose de prendre pour régler les questions en suspens.

Au sujet du rejet de déchets en mer, les promoteurs élaboreront des critères de tolérance à la contamination, à l'emplacement de la plate-forme, en tenant compte des niveaux maximums acceptables d'effets, de concert avec l'OCNHE, avant d'entreprendre le forage.

Après avoir consulté le groupe consultatif sur la surveillance des effets environnementaux (GCSEE), en ce qui concerne certaines composantes environnementales importantes, les promoteurs devront :

- a) examiner les effets éventuels de l'eau produite et évaluer les risques d'altération de certaines composantes environnementales importantes;
- b) surveiller l'accumulation et le mouvement des déchets de forage autour des plates-formes situées le plus près du Gully;
- c) surveiller les effets de la circulation et du bruit engendrés par le projet sur les mammifères marins, en particulier la baleine à bec commune.

Questions relatives au milieu terrestre

Cadre d'analyse

Les effets éventuels du projet sur le milieu terrestre sont liés aux travaux de construction du pipeline de LGN et de l'usine. Les menaces et les risques pour l'environnement découlent des méthodes de construction, des pratiques d'exploitation, des émissions atmosphériques et des accidents. Leur ampleur dépendra de la planification et de la réalisation du projet ainsi que de la vulnérabilité de l'environnement aux perturbations.

Les composantes environnementales vulnérables varieront selon le site et les mesures de protection prévues. Les intervenants ont soulevé plusieurs questions préoccupantes clés au sujet de la partie terrestre du projet SOEP, concernant les cours d'eau, le poisson et l'habitat du poisson, les sédiments du détroit de Canso, le drainage acide, la faune et les vieux peuplements forestiers.

Interaction du projet et de l'environnement

Sédimentation des cours d'eau

Le pipeline de LGN du SOEP franchira 34 cours d'eau, y compris le détroit de Canso, et huit rivières. Il passera aussi près de deux lacs, qui sont une source d'eau municipale et industrielle. Un certain nombre de cours d'eau sont d'importantes rivières à poisson. En particulier, le saumon est une ressource très précieuse, et susceptible à l'envasement et aux changements dans la qualité et le niveau de l'eau.

Durant la construction des franchissements de cours d'eau, l'élimination de la couverture protectrice de végétation adjacente aux cours d'eau pourrait causer l'érosion du sol et son dépôt dans l'habitat aquatique, étouffant le frai et les larves de poisson. La perturbation de la qualité de l'eau et de l'habitat peut aussi aboutir à des changements dans les invertébrés benthiques, qui sont une source typique de nourriture pour le poisson. Outre les risques posés par les travaux de construction, il pourrait aussi se produire



Figure 9. Franchissement par passage dans l'eau



Figure 10. Franchissement par forage dirigé



Figure 11. Franchissement à sec

des fuites d'huile, d'essence ou d'autres produits provenant du matériel de construction, qui pourraient être toxiques pour les organismes marins.

Détroit de Canso

Par suite du développement industriel et urbain, le détroit est soumis à des rejets d'effluents. On compte quatre émissaires urbains le long du détroit. Cette combinaison de rejets passés considérables et de l'apport actuel de matières organiques, ajoutée à la circulation limitée du fond, a entraîné une accumulation de sédiments fins, riches en matières organiques, qui favorise la rétention de contaminants tels que les métaux traces et les matières organiques. Les débris de dragage du détroit affichent des niveaux élevés de mercure, de plomb et de biphenyles polychlorés (BPC). Les BPC sont particulièrement inquiétants pour l'environnement parce qu'ils sont insolubles dans l'eau et qu'ils ont tendance à se fixer dans les organismes aquatiques. La construction du pipeline pourrait perturber les sédiments toxiques.

Drainage acide

Le drainage acide libère du fer, du soufre, du cuivre, du plomb, du zinc, de l'arsenic, du cobalt et du nickel. La principale crainte est que le dépôt de métaux lourds lessivés dans les cours d'eau pourrait être très toxique pour les organismes aquatiques. De plus, les toxines pourraient s'infiltrer dans les puits domestiques et les sources d'eau, avec les risques que cela représente pour la santé humaine.

L'altération naturelle du substratum rocheux contenant des minéraux sulfureux produit de l'acide sulfurique capable de dissoudre différents métaux lourds. Ce processus peut être accéléré par la fracturation et le concassage de la roche en place au moment de l'enlèvement des couches superficielles, du creusement de la tranchée et du dynamitage. L'eau de surface et les eaux souterraines coulent alors sur des surfaces rocheuses nouvellement exposées, ce qui crée de l'acide qui lessive des métaux lourds, lesquels sont emportés dans les milieux qui se trouvent en aval.

Habitat

Les effets de la construction et de l'exploitation du gazoduc s'étendant de la côte jusqu'à l'usine de gaz, de l'usine elle-même, du pipeline de LGN et de l'usine de traitement de LGN pourraient entraîner la perte d'habitat, la diminution de la qualité de l'habitat, une mortalité directe, un changement de comportement de la faune, une diminution de la productivité écologique et la contamination des eaux souterraines. Ces changements pourraient être causés par le dégagement, le dessouchement, l'excavation et le dynamitage.

Accidents

Parmi les matériaux dangereux qui seront utilisés au cours de la construction du pipeline, mentionnons le pétrole, des huiles et des lubrifiants, des solvants et des résines d'époxy. Un déversement accidentel de ces produits peut se produire aux lieux de stockage ou pendant l'emploi. En outre, les pertes de pétrole, d'huile et de lubrifiants peuvent se produire là où des véhicules sont stationnés ou ravitaillés. Un déversement accidentel pourrait polluer l'eau souterraine et avoir des effets importants.

Pendant l'exploitation du pipeline, des bris de conduits, des incendies ou des explosions pourraient entraîner des effets négatifs sur l'environnement. Des bris de pipeline peuvent être causés par un affaissement du terrain ou par l'action de tiers.

Effets sur les composantes environnementales importantes

Franchissement de cours d'eau

Comme il a déjà été mentionné, la question principale qui suscite le franchissement des cours d'eau concerne l'effet sur le poisson et l'habitat du poisson. Les pêches récréatives pratiquées dans les cours d'eau se trouvant le long du couloir proposé visent principalement le saumon atlantique, l'omble de fontaine et la truite brune. Ces espèces sont sensibles aux perturbations de l'habitat. SOEP les a classées comme CEI. Des relevés effectués en 1996 par pêche à l'électricité ont permis de constater que les juvéniles de saumon atlantique étaient

présents dans le couloir uniquement dans le secteur de la rivière Salmon. SOEP a indiqué que, lors de la sélection finale de la servitude de 25 mètres, d'autres travaux seront effectués sur le terrain pour confirmer les premières observations.

Les intervenants ont exprimé plusieurs préoccupations concernant le franchissement des cours d'eau. Ils ont signalé que le terrain, dans les zones de franchissement proposées des rivières Salmon et Milford Haven, est assez abrupt et qu'il faudra prendre des précautions extrêmes pour éliminer l'érosion et la sédimentation. Le franchissement de la rivière Salmon aura aussi des effets sur une zone désignée comme parc provincial éventuel. De l'avis des intervenants, il faudrait effectuer d'autres travaux sur le terrain avant de choisir le tracé de la servitude de 25 mètres de largeur. Ils ont aussi indiqué que des plans de surveillance, d'atténuation et d'intervention d'urgence doivent être élaborés afin de garantir la protection des milieux aquatiques et terrestres aux deux points de franchissement.

Différentes méthodes peuvent être utilisées pour le franchissement d'un cours d'eau : passage dans l'eau, passage à sec ou forage dirigé. Au cours du franchissement par passage dans l'eau, les travaux de construction sont exécutés dans le lit du cours d'eau. Il existe diverses méthodes de passage à sec, y compris par dérivation temporaire du cours d'eau au moyen d'une buse ou de batardeaux, ou lorsque le cours d'eau lui-même est à sec. Le forage dirigé se fait par creusement d'un tunnel sous le lit du cours d'eau. Une tranchée ouverte peut aussi être exécutée à sec ou dans l'eau, mais elle présente plus de risques pour le poisson et son habitat que le forage dirigé puisque ce dernier, effectivement, ne nécessite aucun contact direct avec le cours d'eau et que les sédiments et d'autres contaminants ne pénètrent jamais dans le cours d'eau. Toutefois, il faut reconnaître que le forage dirigé, par rapport aux autres méthodes, exige plus de superficie pour les aires de service et de réception de part et d'autre du cours d'eau; on doit aussi dégager plus de terrain, et il y a donc un risque accru d'érosion du sol et d'envasement du cours d'eau. En dernier

lieu, cette méthode peut seulement être utilisée là où le sol est libre de grosses roches.

Les intervenants ont recommandé que soit utilisé le forage dirigé, chaque fois que c'est possible, pour franchir les cours d'eau permanents. Ils ont souligné que le passage dans l'eau entraînerait des quantités massives de sédiments en aval avec tous les effets qui en découlent sur le biote et sur l'habitat. De plus, ils ont suggéré que, pour réduire les répercussions du défrichage de la zone riveraine, il faut retirer le moins de végétation possible et stabiliser la zone avec des herbes et des arbustes. Les bandes tampon entre l'emprise et le cours d'eau devraient mesurer au moins 15 m ou la hauteur de la pente menant au cours d'eau, soit le plus élevé des deux. En outre, pour éviter l'interruption des saumons en migration, les intervenants recommandent fortement que tout le matériel de construction soit retiré des cours d'eau au plus tard le 15 septembre.

SOEP a signalé son intention de franchir par tranchée les cours d'eau et de poser le pipeline de la mi-juin à la mi-septembre, pour tenir compte de la vulnérabilité du poisson durant la frai et les premiers stades de vie. Il estime que les cours d'eau de petite taille et de taille moyenne peuvent être franchis en un à trois jours. Tous les franchissements et la pose des buses doivent être approuvés en vertu de la *Nova Scotia Environment Act* (loi sur l'environnement de la Nouvelle-Écosse). De plus, les instructions contenues dans les *Nova Scotia Watercourse Alteration Specifications* (spécifications relatives à l'altération des cours d'eau de la Nouvelle-Écosse) seront utilisées comme guide technique pour concevoir le franchissement des cours d'eau. D'après SOEP, on ne s'attend à aucune incidence résiduelle importante si les méthodes d'atténuation approuvées sont appliquées de manière appropriée.

En cas de précipitations, SOEP a précisé que les travaux dans les cours d'eau ou à proximité seraient interrompus si le débit était substantiellement supérieur à la normale ou si les prévisions météorologiques incluaient de la pluie.

Recommandation 16

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs préparent des plans d'intervention d'urgence détaillés (dans le cadre du plan de protection de l'environnement) axés sur la prévention des déversements et l'intervention, et établissent des stratégies de dépollution des milieux marin et terrestre. Ces plans devraient être présentés avant le début de toute activité de fabrication ou de construction nécessitant une autorisation de l'organisme de réglementation compétent, selon l'activité visée.

Une politique d'arrêt par temps pluvieux, qui guidera les travaux de construction pendant les périodes de précipitations, sera élaborée. Durant les travaux de franchissement, il y aura sur place, en tout temps, un inspecteur de l'environnement, nommé par les responsables du projet SOEP et faisant rapport à ces derniers, pour diriger l'entrepreneur et travailler avec lui. L'inspecteur veillera à ce que le franchissement se fasse en temps opportun et à ce que soient respectées les mesures indiquées dans les plans de construction.

SOEP s'est engagé à mettre en oeuvre un plan de protection de l'environnement (PPE) détaillé pendant la construction, qui inclura les exigences particulières des organismes de réglementation compétents, sur le plan des calendriers de construction. S'il n'est pas possible de procéder aux travaux de construction pendant les périodes désignées, des dispositions seront prises pour examiner avec ces organismes les mesures de protection de l'environnement proposées et les modifier, au besoin. De plus, SOEP a l'intention de présenter aux organismes de réglementation compétents des informations détaillées, notamment au sujet des travaux prévus de dynamitage, pour tous les franchissements de cours d'eau, et d'obtenir toutes les autorisations nécessaires.

Recommandation 17

La Commission recommande que les promoteurs s'engagent à donner à leurs inspecteurs de l'environnement tous les pouvoirs nécessaires pour interrompre les travaux de construction du gazoduc terrestre qui ont des répercussions négatives sur le poisson et son habitat.

La Commission prend note des préoccupations exprimées au sujet de la détérioration ou de la destruction possible des saumons et d'autres poissons, et de leurs habitats, pendant la construction du pipeline de LGN. Elle s'inquiète de ce qu'aucune politique d'arrêt par temps pluvieux, qui mettrait l'accent sur les risques accrus d'érosion et de sédimentation dans les cours d'eau pendant les précipitations, n'ait été présentée. Une telle politique devrait inclure les résultats obtenus au cours des travaux d'échantillonnage sur le terrain réalisés au cours de l'été de 1997 et la caractérisation du cours d'eau en vue du choix du tracé de la servitude de 25 mètres.

Recommandation 18

La Commission recommande d'assortir toute autorisation délivrée pour le pipeline de liquides de gaz naturel (LGN) des conditions suivantes :

Les promoteurs soumettront à l'organisme de réglementation compétent, au moins six (6) mois avant le début de toute activité de fabrication ou de construction, les détails du tracé spécifique proposé pour le pipeline de LGN et incluront :

a) les résultats de toutes les études effectuées avant la construction en vue de déterminer la présence d'espèces ou d'habitats à statut spécial, le long du couloir proposé, y compris les mesures particulières à mettre en oeuvre;

b) une liste des problèmes environnementaux indiquant tous les effets pertinents du tracé choisi;

c) les mesures d'atténuation connexes qui rendront ces effets environnementaux négligeables.

Au moins trente (30) jours avant le début de la construction du pipeline de LGN, les promoteurs soumettront aux organismes de réglementation compétents de l'information additionnelle concernant le franchissement du cours d'eau. Cette information comprendra :

a) les plans de construction des franchissements;

b) la durée proposée des travaux de franchissement;

c) les restrictions quant aux périodes de franchissement dans les cours d'eau indiquées par les organismes de réglementation compétents;

d) les plans de surveillance de l'érosion et de la sédimentation;

e) les mesures d'atténuation et de remise en état propres au site qui seront prises, suite aux consultations tenues avec les organismes de réglementation compétents;

f) si l'on a recours au forage dirigé, le plan détaillé de forage, incluant les méthodes de confinement et de stockage du fluide de forage et les méthodes particulières d'élimination ou de recyclage du fluide de forage;

g) si l'on a recours au dynamitage, le plan de dynamitage, avec les commentaires du ministère des Pêches et des Océans;

h) une preuve démontrant que tous les points soulevés par les organismes compétents ont été résolus, y compris toutes les mises à jour nécessaires des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été observées;

i) une preuve démontrant que la méthode de construction proposée et les mesures d'atténuation et de remise en état particulières sont conformes aux lois fédérales et provinciales;

j) une politique d'arrêt par temps pluvieux;

k) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement.

Au moins trente (30) jours avant le début de la construction du pipeline de LGN, les promoteurs soumettront aux organismes compétents toute information additionnelle concernant la méthode de traitement en cas de drainage acide et les mesures d'atténuation particulières qui seront prises aux points de franchissement de cours d'eau. Pour chaque franchissement visé, cette information comprendra :

a) le nom et l'emplacement du cours d'eau;

b) la méthode de traitement choisie de l'eau 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 et de remise en état propres à l'emplacement, déterminées à la suite des consultations tenues avec les organismes de réglementation;

e) une preuve démontrant que tous les points soulevés par les organismes de réglementation et d'autres parties intéressées ont été résolus, y compris toutes les mises à jour nécessaires des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été observées;

f) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement.

Les promoteurs soumettront aux organismes de réglementation compétents un rapport environnemental postérieur à la construction, dans les six (6) mois suivant la date de mise en service des installations de SOEP. Le rapport décrira les questions environnementales qui se sont posées et :

a) indiquera les questions résolues et celles qui sont en suspens;

b) décrira les mesures que SOEP se propose de prendre pour résoudre les questions non résolues;

Franchissement du détroit de Canso

Le pipeline de LGN traversera le détroit de Canso depuis la terre ferme en Nouvelle-Écosse, à environ un kilomètre au sud-est de Mulgrave, à l'île du Cap-Breton, près de Point Tupper. À cet endroit, le détroit de Canso mesure environ 1,2 kilomètre de largeur et présente une profondeur maximale de 37 mètres.

Les intervenants se sont dits inquiets que la pose des conduites et les travaux connexes pourraient perturber des sédiments contaminés par des composés qui pourraient être toxiques, et du fait que SOEP n'a pas indiqué ce qui constituerait des niveaux acceptables de contamination dans les sédiments.

SOEP procède à l'évaluation de diverses options de franchissement dans le cadre de la conception technique préliminaire. La méthode habituelle de franchissement d'une étendue d'eau comme le détroit de Canso consiste à creuser une tranchée au moyen d'une drague à benne preneuse. Les autres méthodes incluent le fonçage au jet d'eau ou l'excavation, la colonne de tubes étant alors transportée au moyen de treuils d'une rive à l'autre. Le forage dirigé sous le détroit est aussi possible, mais la largeur à franchir est proche de la limite de l'état actuel des connaissances technologiques et l'acceptabilité des conditions géotechniques n'a pas encore pu être établie. L'immersion du pipeline sur le fond du détroit de Canso est aussi une solution de rechange.

SOEP privilégie l'immersion du pipeline au fond du détroit, qui semble offrir le meilleur équilibre entre les coûts de construction, la sécurité physique du pipeline et les risques réduits de répercussions sur l'environnement. Il pourrait être nécessaire de creuser des tranchées peu profondes, près des côtes, dans la zone de transition entre la terre et l'eau, afin d'assurer une protection appropriée du pipeline. Si le creusage d'une tranchée n'est pas possible, une protection d'enrochement pourrait être requise. Des analyses additionnelles des méthodes possibles permettront de déterminer quelles mesures d'atténuation et de remise en état il faudra prendre.

SOEP a déclaré que le contrôle de l'érosion et de la sédimentation serait intégré à la planification et à la conception de l'ensemble du pipeline. Lorsque le lieu précis de franchissement aura été établi, SOEP soumettra l'information nécessaire à la demande d'autorisation appropriée au MPO, comme l'exige la *Loi sur la protection des eaux navigables*.

SOEP a également mentionné qu'il faudrait peut-être recourir au dynamitage, particulièrement dans les zones côtières. Le MPO a exprimé certaines préoccupations au sujet des effets des explosions sur les organismes marins et d'eau douce, et sur leur habitat. S'il était nécessaire de dynamiter dans les zones côtières pour le franchissement du détroit, le MPO recommande que les promoteurs respectent les directives relatives à l'utilisation des explosifs dans les eaux de pêche canadiennes.

Des préoccupations ont été exprimées concernant l'évaluation de la mortalité du homard et la perte d'habitat, par suite des activités de construction. La totalité de l'habitat du homard dans le couloir du gazoduc est de moins de 80 hectares. Si l'on avait recours au dragage préalable ou au fonçage au jet d'eau, la zone de perturbation causée par l'excavation de la tranchée serait de 30 mètres de largeur, soit environ 1,35 hectare, ce qui se traduit par une perturbation maximale à court terme de moins de 2 % de l'habitat.

Les résultats de l'échantillonnage sur le terrain réalisé par SOEP le long du tracé projeté du pipeline révèle que tous les échantillons respectent le *Règlement sur l'immersion de déchets en mer* de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, sauf les hydrocarbures aromatiques polycycliques, les BPC et le cadmium. L'analyse des dioxines et des furanes dans les échantillons de sédiments n'a pas encore été présentée.

SOEP estime que l'état des sédiments ne devrait pas influencer de façon notable la méthode de construction du pipeline, bien qu'il soit nécessaire de procéder à une évaluation des risques et à la prise des mesures appropriées. Il a aussi mentionné que les méthodes détaillées de traitement

des sédiments contaminés seront déterminées en collaboration avec Environnement Canada, conformément au *Règlement sur l'immersion de déchets en mer*. Les résultats du programme d'échantillonnage de mai 1997 seront envoyés aux organismes de réglementation. Une analyse détaillée du franchissement sera étudiée dans le cadre du processus réglementaire de la province de Nouvelle-Écosse, et SOEP a indiqué qu'il répondrait à toutes les exigences réglementaires.

La Commission note que SOEP n'a pas effectué d'études particulières de l'habitat dans le détroit, bien qu'il ait présenté de l'information concernant les permis de pêche et d'aquaculture. Malgré le programme d'échantillonnage des sédiments entrepris par SOEP, la Commission est préoccupée par la contamination des sédiments à proximité de l'emplacement proposé du gazoduc, surtout que les résultats de l'analyse des dioxines et des furanes n'ont pas été soumis aux organismes compétents. Il est essentiel que SOEP travaille en étroite collaboration avec les organismes compétents, pour veiller à ce que tous les aspects des techniques utilisées pour le franchissement du détroit contribuent à protéger l'habitat du poisson contre la libération et l'élimination des sédiments contaminés.

Drainage acide

Dans la formation d'Halifax, qui constitue une bande orientée d'est en ouest dans la zone à l'étude, on relève la présence de roche acidifère. Une zone de roche acidifère s'étend, vers l'est, par Isaac's Harbour et Goldboro, jusqu'au milieu d'Upper New Harbour. Une deuxième zone a son centre à Upper New Harbour et présente une forme en U s'étendant sur environ deux kilomètres de part et d'autre de New Harbour. La troisième zone s'étend d'un point situé juste au nord de Middle Country Harbour, vers l'est, et s'élargit dans le secteur de Lundy, du côté est du couloir.

Les intervenants jugent que le drainage acide peut poser un problème sérieux durant la construction. Ils ont indiqué que les cours d'eau de la Nouvelle-Écosse

Recommandation 19

La Commission recommande que SOEP soumette aux organismes de réglementation compétents, au moins trente (30) jours ouvrables avant le début des travaux de franchissement du détroit de Canso, de l'information supplémentaire concernant le franchissement. L'information indiquera :

- a) la durée proposée des travaux de franchissement;
- b) les restrictions quant aux périodes de franchissement dans les cours d'eau indiquées par les organismes de réglementation;
- c) les mesures d'atténuation et de remise en état propres au site qui seront prises à l'issue des consultations avec les organismes de réglementation;
- d) si l'on a recours au dynamitage, le plan de dynamitage, avec les commentaires du ministère des Pêches et des Océans;
- e) une preuve, sous forme d'évaluation des risques, démontrant que la méthode de construction proposée et les mesures d'atténuation et de remise en état propres au site sont conformes aux lois fédérales et provinciales;
- f) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement;
- g) l'ensemble complet des données sur les sédiments pour tous les contaminants mesurés, obtenues au cours du programme d'échantillonnage des 30 et 31 mai 1997, pour le détroit de Canso.

Roche acidifère

Les roches ont le potentiel de produire des acides; tout est question d'équilibre. Les roches ont soit un potentiel acidifère (PA) soit un potentiel acido-absorbant (PAA). Le PA est influencé par la nature et le contenu en minéraux sulfurés dans la roche, tandis que le PAA est influencé par le contenu en minéraux du groupe des carbonates qui ont tendance à neutraliser l'acide produit. Le drainage acide se produira seulement si le PA dépasse le PAA de la roche. Dans le *Sulphide Bearing Material Disposal Regulations* (règlement sur l'élimination des matériaux sulfurés) de la Nouvelle-Écosse, établi en vertu de la *Nova Scotia Environment Act* (loi sur l'environnement de la Nouvelle-Écosse), on trouve le critère permettant de déterminer si un genre de roche particulier peut être considéré comme acidifère : le contenu sulfuré dépasse 0,4 % de la masse rocheuse et la roche ne contient pas suffisamment de minéraux, comme la calcite, permettant de neutraliser l'acide.

Les roches qui ont un potentiel acidifère font partie d'un groupe particulier qui contient un mélange de minéraux sulfurés, dont la pyrite est le plus courant et le plus facile à reconnaître. Lorsque ces roches sont exposées à l'eau et à l'oxygène, les minéraux sulfurés non altérés s'oxydent et produisent de l'acidité. Les bactéries présentes jouent le rôle de catalyseurs dans cette réaction chimique et accélèrent de beaucoup le processus d'acidification. S'il n'y a pas de minéraux tampon, comme les carbonates, présents dans la roche, l'acidité atteint un point où de très hauts niveaux d'acidité et de métaux lourds sont produits dans la solution aqueuse. Cette solution à très forte teneur en acidité et en métaux dissous qui peut être dangereuse produit un drainage acide lorsqu'elle s'écoule de l'endroit où elle est produite.

Le drainage acide se produira seulement lorsque les roches qui contiennent des minéraux sulfurés sont perturbées et lorsque des fractures sont créées et exposées à l'air, à l'eau et aux bactéries. Dans les roches sulfurées fracturées à la surface de la terre ou à proximité, les ingrédients nécessaires, soit le soufre et le fer, ont été lessivés par l'eau souterraine qui s'est infiltrée au fil du temps géologique. Dans cette zone, les minéraux sulfurés exposés ont été altérés et réduits à une forme oxydée stable, qui se traduit généralement par un enrobage d'oxyde de fer brun rougeâtre sur les grains de minéraux. Comme telle, la roche sédimentaire rouge est composée de fer oxydé et ne peut pas produire d'acide, de sorte que son potentiel de risque est grandement réduit ou éliminé.

avaient une capacité tampon inhérente faible et que les jeunes saumons sont très sensibles à l'acidité; et qu'une surveillance devrait être exercée avant, durant et après les travaux de construction. À leur avis, les mesures d'atténuation du SOEP ne sont pas bien définies et les effets éventuels sur les étendues d'eau et les terres humides pourraient être importants. Dans les zones où se produit le drainage acide et dans les zones où on le soupçonne, les intervenants ont suggéré de surveiller le ruissellement et l'écoulement de l'eau sur le site de chantier avant et durant les travaux de construction, et régulièrement par la suite pendant la durée du projet.

SOEP a indiqué que, dans les zones où l'affleurement rocheux est plus probable et où l'excavation sera supérieure à 1,5 mètre, on considérerait que le drainage acide se produirait et constituerait une préoccupation seulement dans les secteurs où la roche en place est peu profonde, ou encore dans les zones d'affleurement rocheux, et là où l'excavation se fera plus en profondeur. Au cours du stade de conception détaillée et de levé final du tracé de la servitude de 25 mètres, un programme d'étude sur le terrain approprié sera entrepris afin de déterminer les zones où la roche en place acidifère est susceptible de se trouver. Le *Sulphide Bearing Material Disposal Regulations* (règlement sur l'élimination des matières sulfurées) de la Nouvelle-Écosse contient des critères permettant de déterminer si une sorte de roche en place peut être considérée comme acidifère. Aucune roche acidifère excavée ne doit être utilisée comme matériau de remplissage et on devra en disposer conformément au règlement susmentionné.

Recommandation 20

La Commission recommande que les promoteurs déposent, au moins trente (30) jours avant le début de la construction du pipeline de LGN, les résultats d'un programme sur le terrain permettant de déterminer l'emplacement possible des roches acidifères et les méthodes proposées pour éviter de perturber ces zones.

Avant la construction du gazoduc, SOEP effectuera une étude de la qualité de l'eau des puits qui risquent d'être touchés. Si la qualité de l'eau d'un puits risque d'être altérée, un programme de surveillance spécial sera élaboré et mis en oeuvre. La qualité de l'eau de ces puits sera contrôlée périodiquement pendant et après la construction, sur une période d'un an. Si la qualité de l'eau du puits a été altérée par le drainage acide, l'aquifère alimentant le puits sera scellé et le puits sera approfondi. Au besoin, un nouveau puits serait creusé. SOEP soutient qu'aucun effet négatif résiduel important n'est prévu grâce aux mesures d'atténuation qu'elle compte mettre en oeuvre.

La Commission reconnaît les préoccupations concernant la production d'acide et elle juge que, grâce au programme proposé sur le terrain, SOEP devrait pouvoir éviter les travaux d'excavation dans les zones de roche acidifère lors du choix du tracé du pipeline de LGN.

Habitat

Les préoccupations des intervenants portaient principalement sur les espèces menacées et leur identification, l'utilisation des parcs, les zones désignées, les vieux peuplements forestiers, les terres humides, la fragmentation de l'habitat et les incidences d'un accès accru.

SOEP a indiqué qu'il avait utilisé la liste la plus à jour du Comité sur le statut des espèces menacées de disparition au Canada, et qu'il continuerait de le faire. La modélisation prédictive a servi à repérer l'habitat qui offre un potentiel élevé de soutien des espèces de plantes ayant un statut particulier. Une des méthodes définies pour éviter les problèmes des groupements de végétaux rares est le déplacement. SOEP considère la création d'un habitat de transition comme un facteur positif pour certaines espèces puisqu'il leur offre l'accès à la nourriture et à un abri.

En ce qui concerne les parcs et les zones protégées de la Nouvelle-Écosse, SOEP a indiqué que la meilleure façon de les protéger était de choisir un tracé qui les évite, en particulier les zones naturelles

spéciales, pour leur assurer la protection voulue et une intégrité fonctionnelle. Aucun vieux peuplement forestier n'a été identifié dans le couloir proposé.

SOEP reboisera l'emprise au moyen de mélanges de semences choisis de concert avec les ministères de l'Agriculture et de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse, ainsi que les propriétaires fonciers. Dans les zones de terres humides, les espèces de plantes locales seront utilisées. De plus, SOEP a indiqué que l'habitat perturbé serait remis dans son état d'origine, l'exception étant les zones boisées. SOEP mettra en oeuvre, de concert avec les propriétaires fonciers, des mesures de contrôle de l'accès. Il intégrera des mesures de surveillance précises à son plan de protection de l'environnement. Il a prédit qu'il y aura peu d'effets négatifs importants attribuables à l'accès accru lorsque les mesures de contrôle seront en place.

La Commission conclut que la mise en oeuvre de mesures telles que l'évitement de zones particulières par un choix approprié du tracé, les méthodes appropriées de remise en végétation et des mesures de contrôle de l'accès, combinées à un programme de contrôle efficace, feront en sorte qu'il y aura peu de risques d'effets environnementaux négatifs importants sur l'habitat le long du tracé du pipeline et à l'usine.

Accidents

Les intervenants ont soulevé plusieurs questions générales au sujet du risque d'accidents, en particulier en ce qui a trait à la santé et à la sécurité des ouvriers et des personnes qui vivent près du pipeline et des installations. SOEP a indiqué que la principale façon de réduire les risques de rejet d'hydrocarbures dans l'environnement consistera à sensibiliser suffisamment les entrepreneurs et les ouvriers et à intégrer des mesures appropriées aux pratiques de construction. Des mesures d'atténuation particulières seront incluses dans les contrats et des programmes stricts de contrôle et d'inspection des lieux seront réalisés, afin qu'aucune considération particulière ne soit négligée ni oubliée. Par exemple, les employés recevront une formation spéciale en manutention des

matériaux dangereux présents sur le chantier, pendant les travaux de construction; le matériel et la machinerie de construction seront maintenus en état de bon fonctionnement et feront l'objet d'une surveillance constante destinée à prévenir les fuites de combustibles, de lubrifiants et d'autres liquides; les combustibles, les lubrifiants et les autres matériaux dangereux seront entreposés dans des zones désignées, hors des zones tampon établies; d'autres matériaux absorbants seront mis à la disposition des équipes de dépollution, en prévision de déversements; les zones et les réservoirs de stockage feront l'objet de vérifications régulières qui permettront de relever les risques de problèmes comme les fuites; des plans d'intervention d'urgence seront préparés. Le risque posé aux ouvriers et aux résidents est faible et se trouve dans des limites acceptables.

La Commission conclut qu'en raison des engagements pris par SOEP, le risque d'accidents serait minimisé et, si un accident se produisait, que des mesures convenables d'intervention d'urgence seront en place.

Mise hors service et cessation de l'exploitation des installations

Le MPO a fait observer que SOEP n'a fait aucune mention de la mise hors service et de la cessation d'exploitation d'installations dans l'entente passée avec l'industrie de la pêche. Sur ce plan, il a recommandé que SOEP soit tenu d'élaborer un plan de cessation d'exploitation et un plan de surveillance des répercussions côtières du pipeline. Il a exprimé des préoccupations au sujet de la contamination par les déblais de forage. Il pourrait en résulter la dispersion continue ou la persistance des contaminants (y compris des métaux) même après la fin des travaux de forage. Environnement Canada a recommandé à la Commission que soit inclus, au cours de l'élaboration du plan de mise hors service, un processus complet de consultation.

SOEP a confirmé qu'il n'a pas préparé un plan de mise hors service et de cessation d'exploitation particulier. Il maintient qu'il est trop tôt pour le faire. Les pratiques et

normes de l'industrie, ainsi que les exigences réglementaires, changeront au cours des 25 années de la durée du projet. SOEP s'est engagé à préparer un plan précis en temps voulu.

Les puits seront mis hors service conformément aux pratiques normalisées de l'industrie, en accord avec les règlements applicables de forage. Les gazoducs marins seront mis hors service en place après avoir été vidés de leur gaz et du condensat et remplis d'eau de mer; leurs extrémités seront scellées. Aucune répercussion sur l'environnement n'est prévue.

SOEP a indiqué qu'il prendra les mesures qui s'imposent, après la mise hors service, si une tempête devait exposer des pipelines dont l'exploitation a cessé, qui constituent une menace pour les engins de pêche, à condition que la pêche ne soit pas interdite dans cette zone en vertu d'un règlement.

La Commission convient, tout comme SOEP, qu'étant donné la durée anticipée de 25 ans du projet, la technologie et les exigences réglementaires changeront vraisemblablement avec le temps. Ainsi, il accepte que des plans de mise hors service et de cessation d'exploitation détaillés ne sont pas nécessaires à l'heure actuelle.

Effets cumulatifs

La LCÉE exige qu'on tienne compte des effets cumulatifs que la réalisation du projet, combinée à l'existence d'autres ouvrages, ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement, y compris l'importance de ces effets.

Les principaux effets cumulatifs qui peuvent susciter des préoccupations chez le public et qui sont liés au projet sont le transport à grande distance des polluants atmosphériques, qui pourraient s'ajouter aux sources existantes, ou les autres développements industriels futurs dans la zone de préoccupation; l'augmentation de la circulation maritime; l'accroissement de la charge de sédiments, de produits chimiques et la hausse de température dans les habitats marins pendant la durée du

projet; d'autres activités de forage exploratoire et de développement existants et prévus en mer par SOEP et d'autres groupes.

SOEP a traité divers aspects des effets cumulatifs, y compris ceux d'autres projets, l'expérience acquise ailleurs, les effets pluridisciplinaires, l'encombrement dans l'espace et le temps, le décalage, les effets indirects, les effets limites et les effets supplémentaires.

SOEP a fait état d'interactions possibles de leurs travaux de construction et d'exploitation en mer avec les activités de pêche commerciale, avec les activités à Cohasset-Panuke, et avec d'autres genres de circulation maritime. Dans la zone littorale, les interactions incluraient l'impact de la construction du gazoduc sur l'aquaculture, les rejets miniers et les rejets industriels. Dans la partie côtière, les interactions du projet incluraient les émissions atmosphériques des installations de LGN et d'autres émissions industrielles; la construction du gazoduc et la coupe de bois; ainsi que la construction du projet M&NPP.

Les intervenants ont mis en doute la portée de l'évaluation des effets cumulatifs, indiquant qu'elle devrait inclure certains éléments tels que la mise en valeur d'autres champs du plateau Scotian. En réponse, SOEP a déclaré que la mise en valeur future d'autres champs était hypothétique et, à ce titre, n'a pas été prise en compte dans l'évaluation des effets cumulatifs. L'évaluation portait plutôt sur l'interaction avec les projets qui ont été ou qui seront réalisés.

Les intervenants ont exprimé une préoccupation à l'égard des effets cumulatifs des opérations des bases de service sur l'aquaculture. SOEP a indiqué que les opérations des bases seraient abordées dans le plan de gestion de l'environnement, qui viserait à empêcher ou à minimiser, par des mesures d'atténuation, tous les effets négatifs qui pourraient donner lieu à des effets cumulatifs découlant de toutes les activités. Un programme de contrôle sera établi et mis en oeuvre afin de vérifier l'exactitude

des prédictions des effets cumulatifs de l'évaluation environnementale, et pour déterminer l'efficacité des mesures d'atténuation conçues pour réduire ou éliminer ces effets sur l'environnement.

La Commission accepte les prévisions du SOEP concernant les effets cumulatifs du projet, ainsi que d'autres projets qui seront évalués dans le cadre du programme de suivi des effets sur l'environnement. Elle reconnaît qu'il pourrait y avoir d'autres projets de mise en valeur du gaz sur le plateau Scotian et juge que ces projets futurs ne devraient pas porter le fardeau de niveaux élevés de contamination provenant du projet SOEP, en particulier lorsque des contraintes auraient pu être mises en oeuvre dès le début du projet.

Questions relatives aux terres

Utilisations incompatibles des terres

Selon plusieurs intervenants, les utilisations incompatibles des terres constituaient une préoccupation. Nombre des questions pertinentes ont été soulevées dans le cadre du projet M&NPP et sont analysées au chapitre 3. Cependant, certaines d'entre elles ne sont pas exclusives au projet SOEP ou ont une dimension locale importante. Elles sont analysées ci-après.

Le parc industriel de Point Tupper a été proposé comme site futur de l'usine d'extraction de LGN. Pour les projets mis de l'avant dans cette zone d'industrie lourde, il faut conclure un accord de mise en valeur avec la municipalité. Cette procédure devrait traiter de toutes les questions touchant les utilisations incompatibles des terres. À l'heure actuelle, aucun autre projet n'est planifié aux emplacements envisagés pour l'usine d'extraction des LGN.

On projette de construire l'usine de gaz de Goldboro dans une zone côtière rurale où la collectivité locale appuie fortement pour la conception et l'aménagement de l'usine une démarche ne présentant que des répercussions minimales. Ce point de vue est ancré dans le mode de vie rural et repose sur l'importance actuelle et éventuelle du tourisme. Au cours de la consultation publique, SOEP a reconnu la

nécessité d'aménager et de concevoir l'usine de façon à créer le moins d'obstacles possible. Pour minimiser les répercussions du projet, SOEP a mené une analyse de la visibilité possible de l'usine de gaz à partir de la zone portuaire et des routes principales en périphérie. Suite à la consultation publique et à l'analyse de visibilité, le site de l'usine de gaz a été déplacé vers l'intérieur des terres et éloigné de la route principale du port et des résidences locales.

Des préoccupations ont également été soulevées concernant l'impact visuel de l'emprise de 25 mètres, et les mesures d'atténuation des effets visuels négatifs ont suscité des interrogations. SOEP a affirmé qu'elle laisserait des arbustes et des arbres aux racines profondes pousser sur l'emprise à condition que ceux-ci ne nuisent pas à la sécurité ou à l'entretien du gazoduc. Cela fournirait une zone tampon visuelle et un habitat faunique.

À propos de la question générale de l'utilisation incompatible des terres dans le cas des installations terrestres du projet SOEP, il ne semble pas y avoir d'utilisation active des terres sur le site proposé de l'usine de gaz ni sur les terres immédiatement adjacentes. Cependant, la construction et l'exploitation future du pipeline de LGN est susceptible de causer des conflits. Il peut y avoir des conflits si l'emprise trouble la vie privée et l'isolement des propriétaires des campements et des résidences secondaires. SOEP s'est engagé à éviter ce genre d'utilisations incompatibles, si possible. Selon certains intervenants, une emprise aurait pour effet d'accroître l'accès aux régions éloignées. SOEP a répliqué qu'un réseau de chemins d'exploitation donnait déjà un accès non réglementé à une grande partie de cette région. Pour empêcher un accès non désiré par l'emprise, SOEP a offert d'ériger des clôtures et(ou) des barricades pour les terres qui ne sont pas encore accessibles au public, si les propriétaires privés en font la demande.

Les répercussions sur les ressources forestières se sont avérées une autre source d'irritant éventuelle. La principale question vise les restrictions susceptibles d'être imposées sur la traversée de l'emprise

pipelinère par les engins lourds et autres véhicules utilisés en exploitation forestière. Cette question est abordée au chapitre 3. En l'occurrence, il s'agit de la perte de productivité forestière. Selon les estimations de SOEP, l'emprise du pipeline de LGN touchera environ 200 hectares, dont 87 % sont boisés. Cela représenterait un impact mineur étant donné que le comté de Guysborough compte 301 900 hectares de forêt. En outre, une indemnisation sera versée pour les pertes actuelles et futures qui peuvent être démontrées quantitativement.

La Commission croit que les utilisations incompatibles éventuelles des terres dans le cadre du projet sont négligeables ou peuvent faire l'objet de mesures de contournement, d'atténuation ou d'indemnisation. Elle juge positif le rôle que joue le Comité consultatif communautaire Sable (CCCS) en donnant des conseils sur des questions comme celles-ci et en assurant la surveillance dans ce domaine. En agissant ainsi, on devrait obtenir une rétroaction opportune et assurer un suivi des préoccupations relatives à l'utilisation des terres.

Bruit de l'usine de gaz

SOEP a reconnu la nécessité d'aménager et de concevoir l'usine de gaz de Goldboro le plus discrètement possible. Même si SOEP a pris des mesures pour minimiser l'impact visuel, les aspects liés au bruit de l'usine n'ont pas fait l'objet d'un examen particulier. SOEP s'est engagé à concevoir l'usine de manière à ne pas dépasser les limites maximales (soit 65 dBA le jour, 60 dBA le soir et 55 dBA la nuit) prescrites dans les *Nova Scotia Noise Guidelines for Environmental Noise Measurement and Assessment* (directives de la Nouvelle-Écosse concernant la mesure et l'évaluation du bruit ambiant) (Directives sur le bruit ambiant). SOEP a établi ses critères de conception à 60 dBA le jour et à 55 dBA la nuit, le long du périmètre de l'usine, dans des conditions normales d'exploitation.

M&NPP propose la construction d'une station de comptage adjacente à l'usine de gaz. D'après son analyse, la conception actuelle de la station, jumelée à l'exploitation des installations de SOEP,

créerait un niveau de bruit dépassant légèrement le maximum autorisé dans les Directives sur le bruit ambiant. Par conséquent, M&NPP s'est engagée à travailler de concert avec SOEP pour se conformer à la norme voulue de la Nouvelle-Écosse.

Les niveaux de bruit projetés de l'usine dépasseraient sensiblement les niveaux de bruit ambiant actuels sur le site, qui sont de 31 à 40 dBA. De l'avis de la Commission, cela se répercuterait sur la perception locale des incidences de l'usine de gaz de Goldboro et pourrait bien s'avérer une source de friction. En outre, si l'usine est conçue selon la valeur maximale autorisée dans les Directives sur le bruit ambiant, il faudra effectuer des travaux coûteux de réfection des installations pour tout accroissement de la capacité. La Commission reconnaît que les promoteurs peuvent respecter leurs obligations légales en planifiant les installations selon la limite maximale des Directives sur le bruit ambiant, mais elle doute de la sagesse à long terme de cette démarche sur le double plan des relations communautaires et des finances, en particulier à la lumière de l'effet cumulatif du bruit émanant de l'usine de gaz et du bruit émanant de la station de comptage de M&NPP.

L'usine d'extraction de LGN serait construite dans un parc industriel de Point Tupper. SOEP s'est engagé à s'assurer que les niveaux de bruit à l'habitation la plus proche soient conformes aux Directives sur le bruit ambiant. L'usine sera conçue pour répondre à ces normes. SOEP s'est également engagé à effectuer des contrôles réguliers du niveau de bruit pour garantir le respect en tous temps des conditions du permis. La Commission est à l'aise avec cette démarche étant donné que l'usine projetée sera située dans une zone industrielle et compte tenu du programme de surveillance de SOEP. La Commission fait une nette distinction entre ce qui constitue des niveaux tolérables de bruit pour une zone rurale relativement originelle et une zone industrielle lourde.

Recommandation 21

La Commission recommande que SOEP revoit son utilisation de la limite supérieure des Directives sur le bruit ambiant de la Nouvelle-Écosse comme critère de conception pour l'usine de gaz de Goldboro. Elle recommande aussi que toute autorisation réglementaire délivrée soit assortie de la condition suivante : les promoteurs effectueront une surveillance régulière du bruit à l'usine de gaz naturel et SOEP ajoutera le bruit de l'usine à sa liste des questions environnementales.

Répercussions socio-économiques du projet SOEP

Méthodologie

Selon des intervenants, la méthode utilisée pour prévoir les retombées n'est pas optimale, et des genres différents ou supplémentaires de modélisation ou d'analyse devraient ou pourraient être utilisés. Un intervenant a soutenu qu'étant donné qu'aucune analyse avantages-coûts n'avait été effectuée, l'évaluation socio-économique était incomplète et une étude plus poussée s'imposait. SOEP a répondu qu'une analyse socio-économique a été fournie à la Commission et que la loi sur les évaluations environnementales ne prévoyait pas la réalisation d'une analyse avantages-coûts. La Commission a statué qu'une analyse avantages-coûts n'était pas nécessaire et ne constituait que l'une des nombreuses approches utilisées pour fournir une analyse socio-économique adéquate.

D'autres intervenants ont demandé que l'évaluation socio-économique soit élargie pour englober les répercussions particulières sur le secteur industriel du Cap-Breton. En particulier, ils voulaient obtenir des études sur les répercussions éventuelles du remplacement du charbon par le gaz naturel et une étude sur l'impact de la présence ou de l'absence d'un latéral pour le secteur industriel du Cap-Breton. La Commission estime que la méthode analytique adoptée, qui vise les répercussions générales sur la Nouvelle-Écosse et les effets particuliers sur les régions les plus susceptibles d'être

touchées des comtés de Guysborough et de Halifax, constituait une base suffisante pour l'évaluation. Elle juge que les études proposées par les intervenants seraient utiles pour une planification d'aménagement provinciale détaillée et à long terme, mais que cela déborde le cadre du présent examen.

Des intervenants ont également mis en doute le caractère approprié des modèles et des hypothèses économétriques utilisés par SOEP. Cependant, les méthodes et les hypothèses de SOEP ont été présentées dans la demande et ont été mises à l'épreuve par les demandes de renseignements de la Commission et de la province de la Nouvelle-Écosse et dans le cadre du contre-interrogatoire. La Commission a conclu qu'il existe un certain nombre de méthodes acceptables pour fournir une évaluation économique satisfaisante. Il n'y a pas lieu de recourir à plusieurs méthodes différentes dans les cas où une seule suffit.

Retombées économiques directes

SOEP a estimé que les dépenses globales (Canada, Nouvelle-Écosse et étranger) liées à l'étape de mise en valeur du projet seraient de l'ordre de 1,8 à 2,5 milliards de dollars. Les emplois directs pour toutes les années de la mise en valeur sont estimés à 5 570 années-personnes, un sommet étant prévu pour 1997 à 1999. Pendant l'étape de la production, dont le coût estimatif se situe entre 1,7 et 2,4 milliards de dollars, on juge que le projet emploierait 3 840 années-personnes. L'exploitation permanente, quant à elle, exigerait 156 employés à temps plein et 84 employés contractuels. Les tableaux 1 et 2 ci-après présentent la ventilation des dépenses en main-d'oeuvre, en acquisition et autres dépenses par emplacement. Sur les dépenses directes en matériaux et en main-d'oeuvre, 35 % iront à la Nouvelle-Écosse durant la phase de mise en valeur, et 74 % au cours de la phase de production.

En plus de l'incidence des dépenses directes, il y aurait les dépenses supplémentaires liées à l'effet de multiplication à mesure que l'argent est injecté dans l'économie. SOEP a estimé que pour la Nouvelle-Écosse, le multiplicateur résulterait dans

11 000 emplois indirects et emplois induits au cours de la phase de mise en valeur, et 1 075 emplois semblables au cours de la phase de production.

Au cours de la phase de la construction ou de la mise en valeur, le nombre d'emplois directs liés au projet est généralement supérieur à celui des années-personnes et ce, parce que certains emplois seraient saisonniers. SOEP a estimé que le facteur voulu de conversion des années-personnes en emplois est de 1,35 emploi pour chaque année-personne. En outre, chaque emploi direct du projet créerait des emplois indirects et induits par le biais de l'effet multiplicateur. SOEP a estimé qu'il y aura 2,8 emplois supplémentaires pour chaque emploi lié au projet. Ces emplois seraient de durée différente et seraient créés à des

périodes différentes pendant la durée du projet.

La Commission note que le nombre d'emplois permanents au cours de la phase des opérations sera faible, se chiffrant à 156 emplois, dont quelque 40 se trouveront dans la région de Goldboro du comté de Guysborough. Néanmoins, cela ferait une différence sensible pour une région où les taux de chômage et d'exode sont constamment élevés. En outre, SOEP a établi un bureau de mise en oeuvre du projet à Halifax en septembre 1996, comptant 15 à 20 employés qui seront en place d'ici au troisième trimestre de 1997. L'incidence marginale de ces emplois sur la région métropolitaine de Halifax sera modérément rehaussée par d'autres nominations si le projet va de l'avant.

Les recettes gouvernementales représentent une autre retombée éventuelle du projet. Elles comprennent les redevances, les ventes, l'impôt sur le revenu et sur le capital et l'impôt foncier. Les redevances ont été exclues expressément du mandat de la Commission et ne sont pas analysées dans ce document; les estimations des recettes fiscales n'ont pas été incluses dans la demande de SOEP.

Autres retombées

La Commission estime que l'impact à long terme important du projet pour la Nouvelle-Écosse et le Canada sera associé aux autres retombées plutôt qu'aux dépenses directes en main-d'oeuvre et en matériaux. Comme l'ont fait observer plusieurs intervenants, les sources manifestes de telles retombées sont

Tableau 2 Estimation des dépenses en main-d'oeuvre et en matériaux de SOEP par emplacement et par phase du projet (millions \$ de 1995)

emplacement	dépenses - phase de mise en valeur				dépenses - phase de production			
	matériaux	main-d'oeuvre	autres	total	matériaux	main-d'oeuvre	autres	total
Nouvelle-Écosse	341	206		547	700	475		1175
autres provinces	355	118		473	275	13		288
étranger	513	67		580	125	12		137
autres			400	400			400	400
total	1209	391	400	2000	1100	500	400	2000

Tableau 3 Nombre estimatif d'années-personnes directes employées par emplacement et par phase du projet

emplacement	phase de mise en valeur		phase de production	
	années-personnes	%	années-personnes	%
Nouvelle-Écosse	2920	53	3680	96
autres provinces	1685	30	80	2
étranger	965	17	80	2
total	5570	100	3840	100

l'utilisation du gaz naturel comme source d'énergie et, seul ou avec les liquides, comme matière brute dans d'autres produits; les liquides eux-mêmes pourraient former le fondement d'une industrie pétrochimique en Nouvelle-Écosse. Toutefois, comme il est noté dans l'opinion de la Commission en ce qui a trait aux droits et aux latéraux, le gaz et les liquides sont la source qui générera les retombées, lorsque combinés à l'éducation et à la formation, à la recherche et au développement, et à une présence notable de SOEP dans un bureau provincial. Selon la Commission, cette source peut constituer un moyen efficace d'accroître les autres retombées et de stimuler le développement de l'infrastructure requise pour la mise en valeur plus poussée des gisements du plateau Scotian.

SOEP souscrit au principe voulant que la Nouvelle-Écosse serait la principale bénéficiaire de la mise en valeur du gaz de l'île de Sable. Mais les liquides de gaz naturel de SOEP semblent destinés à l'exportation. Malheureusement, SOEP a adopté la perspective étroite, à savoir que la plus importante retombée du projet est l'accès au gaz naturel, et a laissé entrevoir que les liquides de gaz naturel étaient destinés à être exportés.

La Commission est frappée par le manque de vision, quelle que soit la partie qu'elle ait entendue, sur le plan d'une stratégie industrielle provinciale qui exploiterait le potentiel global à long terme inhérent à la production de gaz naturel. Si SOEP est vraiment un «projet d'amorce» pour une industrie pétrochimique, alors toutes les ressources humaines et matérielles disponibles doivent être axées sur la réalisation de ce projet amorce.

Recommandation 22

La Commission recommande que la province de la Nouvelle-Écosse examine les options existantes pour une stratégie industrielle qui inclurait la mise en valeur basée sur les hydrocarbures. Étant donné son engagement officiel à l'égard du développement futur de la Nouvelle-Écosse, SOEP devrait normalement participer à cet exercice.

L'incidence de la disponibilité du gaz naturel pour les industries en place constitue un second aspect des autres retombées. SOEP, le gouvernement et les intervenants de l'industrie ont fait état des avantages importants liés à l'existence d'une nouvelle source d'énergie qui permettrait aux industries des Maritimes en place de mener des opérations plus rentables. Tous les intervenants étaient d'avis que l'accroissement des sources d'énergie disponibles par l'accès au gaz naturel serait un élément important de la viabilité future de certaines industries vitales axées sur l'exportation, notamment les industries énergivores.

Recherche et développement

SOEP s'est engagée à favoriser la recherche et le développement liés à la mise en valeur des hydrocarbures extracôtiers. Cette initiative s'inscrirait dans les plans d'affaires de chacun de ses secteurs de gestion fonctionnelle. L'accent serait mis sur l'amélioration du rendement dans les secteurs de la santé, de la sécurité, de l'environnement et de l'efficacité et de la fiabilité opérationnelles. Le CCR jouerait un rôle important en tant que tribune publique pour la consultation sur le programme. En outre, SOEP travaillerait activement avec la Nouvelle-Écosse et des organismes comme l'Institut d'océanographie de Bedford et la *Offshore Trade Association* (association du commerce avec l'étranger) de la Nouvelle-Écosse pour élaborer et coordonner des programmes et des projets de recherche. Le soutien offert prendrait probablement la forme de partenariats industriels et de coentreprises et exigerait des contributions de la part de tous les participants. La Commission constate que la démarche de SOEP en matière de recherche et de

Recommandation 23

La Commission recommande un programme complet d'études et de recherches visant à examiner les compétences et les occasions d'affaires locales, à concevoir des façons et des moyens d'améliorer, et à préparer la Nouvelle-Écosse pour la mise en valeur plus poussée des hydrocarbures. Elle recommande que SOEP travaille en étroite collaboration avec les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse et les autres partenaires clés afin d'examiner les besoins en recherche dans ces domaines et d'établir une orientation appropriée pour les programmes de recherche et de développement.

développement est encore à l'étape conceptuelle. Elle propose que l'on donne au CCR le mandat clair d'améliorer l'état et les retombées du programme de recherche et développement lié aux opérations de SOEP, d'assurer la surveillance et de présenter un rapport.

La Commission constate que l'activité projetée de recherche et développement est axée principalement sur des exigences opérationnelles à court terme. Le plan de SOEP ne vise pas les besoins généraux qui ressortiront certainement si le projet actuel, comme le soutient SOEP, est vraiment un projet d'amorce capable de stimuler le développement futur. La Commission a constaté que les retombées directes de l'étape de mise en valeur du projet sont temporaires et ne sont pas considérables et que ce sont les retombées à long terme qui constituent une justification importante du projet SOEP. On peut faire valoir qu'il est nécessaire de concevoir et de réaliser des études de recherche et de développement afin d'assurer la concrétisation de retombées directes plus importantes pour le Canada et la Nouvelle-Écosse dans l'avenir.

Emploi et formation

La question consiste à savoir si les Canadiens et les Néo-Écossais auront un accès satisfaisant à l'emploi et à la formation. La prestation de l'emploi et de la formation est une exigence de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse et des lois de mise en oeuvre, lesquels visent les activités des promoteurs et de leurs entrepreneurs. Les lois de mise en oeuvre prévoient l'embauche des Canadiens dans le cadre des projets pétroliers extracôtiers et donnent la priorité aux travailleurs de la Nouvelle-Écosse. Elles prévoient également pour les groupes ou individus défavorisés l'accès à la formation et à l'embauche. SOEP est légalement tenu de présenter à l'OCNHE un plan de retombées économiques qui tient compte de ces facteurs. Pour plus de détails sur ces questions, le lecteur est prié de consulter le rapport présenté à l'OCNHE par le Commissaire. C'est l'OCNHE qui doit statuer en définitive sur la pertinence du plan de retombées de SOEP en matière de formation et d'embauche et sur toute mesure de surveillance et de suivi nécessaire.

SOEP a élaboré divers principes concernant les obligations liées au plan de retombées. Ces principes reprennent essentiellement les exigences prévues par la loi. L'un des principes déjà mentionnés ci-dessus est que les Canadiens doivent avoir un juste accès à l'emploi et que la main-d'oeuvre locale doit avoir la priorité en matière d'embauche. Le principal mécanisme offert à cette fin est un processus conceptuel de communications. Ce processus prévoit diverses façons d'informer les Néo-Écossais sur les possibilités d'emploi offertes par le SOEP. À titre de mesure concrète pour améliorer les possibilités d'emploi, on a embauché des étudiants en génie et en affaires inscrits à un programme coopératif afin de favoriser le développement de compétences de base liées à l'emploi futur dans le cadre du projet.

SOEP n'a pas indiqué clairement comment il entend s'assurer que ses entrepreneurs donnent aux Canadiens un juste accès à l'emploi, outre le fait qu'il informe les entrepreneurs des principes du projet et les oblige à présenter tous les mois un

rapport sur leur rendement. Il y a un très grand élément de confiance dans la démarche proposée par SOEP pour assurer l'exécution du rendement. SOEP n'a pas examiné les mesures d'atténuation à prendre si un rendement raisonnable n'est pas assuré.

SOEP s'est engagé en principe à offrir aux individus et groupes défavorisés un juste accès à la formation et à l'embauche, sous réserve des considérations de sécurité. Il s'est engagé à ne pas faire de distinction injuste et à ne pas poser d'obstacles à l'égard des personnes et les groupes défavorisés, et il a adopté le principe de la suppression des obstacles. SOEP propose plusieurs mesures précises à la lumière de ce principe, dont la fourniture de logements pour les femmes sur les plates-formes extracôtiers, l'éducation des femmes concernant les emplois offerts, et l'incitation au perfectionnement des compétences. Les mesures de surveillance, de compte rendu et de correction de SOEP comprendraient des programmes permanents de formation et d'information sur la diversité en milieu de travail, des politiques contre le harcèlement et des études annuelles du contexte de travail sur le plan de l'accès à l'emploi pour les personnes et les groupes défavorisés. SOEP estime aussi que le CCR joue un rôle important à cet égard. Outre l'accès à l'emploi pour les groupes défavorisés, SOEP a recommandé qu'un représentant de la collectivité autochtone participe au processus du CCR. Cette question est analysée au chapitre 4, dans la section portant sur les questions autochtones.

Même si SOEP a envisagé d'offrir de l'emploi et de la formation aux personnes défavorisées, la situation semble loin d'être claire. Les bonnes intentions ne donnent pas toujours de bons résultats. Au cours de l'étape de la mise en valeur, la plupart des travaux se dérouleraient sur une courte période de trois ans. Un examen annuel ne donnerait pas vraiment l'occasion d'apporter des changements. Si SOEP entend vraiment respecter les principes en matière d'emploi auxquels elle souscrit, il doit planifier des examens opportuns du rendement et adopter des mesures d'atténuation souples.

Recommandation 24

La Commission recommande qu'avant toute construction, SOEP soumette à l'OCNHE un plan décrivant en détail le processus d'examen de l'emploi et de la formation et les mesures d'atténuation particulières visant à corriger le rendement insatisfaisant de ses entrepreneurs.

En ce qui a trait à la formation pendant l'étape des opérations, SOEP fait remarquer qu'il existe, dans la région, un bassin de travailleurs qualifiés pour répondre aux exigences opérationnelles immédiates. À long terme, il faudra assurer continuellement la formation des travailleurs, notamment pour répondre aux exigences gouvernementales et aux normes de l'industrie qui sont en évolution. SOEP participe à l'élaboration de programmes d'enseignement supplémentaires par l'intermédiaire des établissements universitaires et du secteur privé afin de répondre aux exigences ou normes voulues. Parmi les activités menées à ce jour par SOEP, mentionnons les consultations auprès des établissements d'enseignement supérieur au sujet des besoins futurs, et la mise au point d'un simulateur d'entraînement. La formation est axée principalement sur les emplois de niveau opérationnel à long terme et vise le perfectionnement de techniciens polyvalents. Comme il n'y aura que 240 emplois à temps plein et contractuels pendant l'étape des opérations, il est probable qu'il n'y ait pas un nombre appréciable de nouveaux programmes de formation. En outre, une certaine formation serait déjà offerte localement, et les autres cours sont peut-être suffisamment spécialisés qu'ils seraient dispensés à l'extérieur, soit par correspondance ou au moyen de rotations d'emploi ou d'affectations à d'autres installations des compagnies du consortium au Canada et à l'étranger. Les avantages pour les personnes souhaitant élaborer des programmes de formation localement seront peut-être limités.

La formation pour les travailleurs de l'étape de la mise en valeur constituait un autre aspect de la formation, et l'un de ceux que des intervenants considéraient

comme étant une question d'intérêt principale. L'une des difficultés perçues était le manque de temps pour planifier et organiser les cours. Les coûts liés à l'organisation des cours pourraient ne pas être justifiés, étant donné la courte durée des travaux de mise en valeur. En réponse à une demande de la Commission, SOEP a prévu qu'il y a suffisamment de travailleurs qualifiés en Nouvelle-Écosse pour s'occuper des travaux de construction terrestres prévus au projet. SOEP a supposé que les besoins en programmes de formation pour les activités terrestres seront limités. En ce qui a trait aux travaux de l'étape de mise en valeur au large, SOEP estime que la main-d'oeuvre serait constituée en majeure partie de spécialistes étrangers expérimentés. Il ne disposerait pas du temps voulu pour mettre en place des plans officiels de relève. À titre d'exemple, il a cité les bâtiments de pose de canalisations qui ont généralement leurs propres équipages d'expérience. Il est peu probable que l'entrepreneur soit obligé de former des travailleurs supplémentaires. Un autre facteur susceptible de restreindre les exigences en formation est la possibilité que des Néo-Écossais travaillant à l'étranger dans l'industrie extracôtière puissent souhaiter retourner chez eux, ce qui aurait pour effet de réduire davantage les besoins en formation.

La Commission a soulevé la question d'une démarche plus proactive en matière de formation. Si, comme SOEP l'a soutenu, le projet mis de l'avant stimulait d'autres projets, la Commission propose que SOEP se penche sur l'amélioration des compétences en fonction des projets futurs escomptés au lieu d'évaluer les besoins en formation à la lumière du projet à l'étude. Elle estime que la responsabilité à long terme de la formation devrait être partagée par l'industrie, les gouvernements et le secteur de l'éducation et que le processus devrait être amorcé bien avant l'anticipation d'autres projets.

Recommandation 25

La Commission recommande à l'OCNHE que SOEP soit tenu d'élaborer et de mettre en oeuvre un plan de formation précis à l'intention des travailleurs des secteurs de la mise en valeur et de la production du gaz.

Bases de fabrication, d'approvisionnement et de service

La Commission et plusieurs intervenants ont demandé que soient précisés les critères économiques relatifs à l'emplacement des bases de fabrication, d'approvisionnement et de service, et notamment l'importance qui serait accordée au développement économique régional dans le choix de l'emplacement de ces bases dans les petits ports de la Nouvelle-Écosse.

SOEP a soutenu que les décisions définitives concernant les emplacements seront prises en fonction du meilleur rapport qualité-prix, sous réserve des exigences environnementales. Les questions de développement régional ne sont pas un facteur déterminant dans cette décision. Au cours de l'audience, SOEP a annoncé que la fabrication de treillis et des autres installations extracôtières avait été donnée à contrat à des entreprises européennes et que seules les décisions concernant les bases d'approvisionnement et de service étaient encore en suspens.

SOEP a élaboré des critères généraux de sélection pour sa base d'approvisionnement et les opérations de revêtement des gazoducs. Parmi ces critères, mentionnons la proximité du tracé du gazoduc marin, un terrain relativement plat, l'accès au réseau routier et ferroviaire, un quai pouvant recevoir deux gros bâtiments, et des installations auxiliaires comme les entrepôts, les ateliers de réparation et de maintenance et les locaux à bureaux. SOEP a tenu compte également de facteurs tels que l'accès à la main-d'oeuvre, l'hébergement local et un grutage convenable. En dernier lieu, les qualifications de l'exploitant des bases seront évaluées sur les plans de l'expérience, des programmes de sécurité et

Recommandation 26

La Commission recommande que la province de la Nouvelle-Écosse prenne les mesures voulues pour assurer que le processus de sélection des bases d'approvisionnement et de service est examiné par le Comité consultatif des retombées (CCR). Le CCR devrait diffuser un rapport public sur le bien-fondé de toutes ses recommandations finales.

des procédures environnementales. Aucun critère particulier n'a été établi pour la base de service même si SOEP tiendra probablement compte de la proximité des installations de production extracôtières, des installations d'accostage et de la disponibilité d'installations auxiliaires.

Des intervenants ont insisté pour que les bases soient établies au Cap-Breton et dans le comté de Guysborough de manière à compenser les incidences environnementales et(ou) sociales liées, à leur avis, à la mise en place des canalisations et des installations d'usine dans ces régions. D'autres intervenants ont soutenu que les retombées seraient relativement plus importantes pour les régions défavorisées que pour la région métropolitaine de Halifax. Au cours de l'audience, aucune politique de développement régional n'a été élaborée de manière à tenir compte des préoccupations des intervenants. SOEP n'a pas offert de commentaires sur la question. Par contre, il était évident que SOEP avait l'intention de prendre des décisions concernant l'emplacement des bases, en se fondant principalement sur la meilleure valeur économique et les besoins opérationnels. SOEP appliquerait donc des critères cohérents et détaillés pour la pondération des propositions de rechange afin de choisir un endroit approprié.

La Commission est d'accord avec ceux qui ont soutenu que le fait de situer les bases d'approvisionnement et de service hors de la région métropolitaine de Halifax aurait les plus grandes retombées relatives. Les autorités locales et les porte-parole du secteur des affaires et des syndicats considèrent que l'implantation de ces bases dans une région comme celle de Mulgrave

ou du Cap-Breton, où le chômage est élevé et les occasions d'affaires sont limitées, est un moyen de revitaliser ces collectivités. Des installations portuaires ont été construites en prévision de la mise en valeur des hydrocarbures extracôtiers.

La Commission estime que les collectivités directement touchées devraient profiter de façon spéciale des retombées, à moins de contraintes économiques ou environnementales appréciables contraires (comme dans le cas de Country Harbour). Pour favoriser cette approche, des mesures devraient être prises afin d'élaborer un processus permettant la participation de toutes les parties ayant un rôle légitime à jouer dans la promotion du développement des collectivités touchées. Selon la Commission, il y aurait lieu qu'avant que SOEP ne prenne des décisions concernant l'emplacement des bases d'approvisionnement et de service, le CCR (qui est composé de représentants provinciaux et régionaux) examine le processus de sélection.

Surveillance et application de la loi

En définitive, la principale question devrait être le niveau de retombées pouvant être atteint par rapport à ce que est raisonnablement possible. Au cours de l'audience, le libellé particulier des plans de retombées économiques a été examiné à deux reprises. Dans l'un des cas, on a parlé du contrat de fabrication de treillis qui a été adjugé à une société en participation entre MMI de Dartmouth et Brown & Root de Houston. Il n'avait pas été prévu que ce contrat aurait un contenu canadien. À l'autre occasion, on a fait état de la construction des modules de superstructure en Europe et il est peu probable qu'une partie, même négligeable, des travaux de fabrication soit confiée à des Néo-Écossais. En réponse à ces préoccupations, SOEP a affirmé qu'il était en voie d'atteindre ses niveaux prévus de retombées canadiennes et néo-écossaises. Il faut admettre que la source de ce genre de débats est souvent la confusion entourant le processus de planification des retombées, les retombées éventuelles et les retombées réelles. On pourrait éviter cette confusion, ainsi que la méfiance et les frictions qu'elle engendre inévitablement, en décrivant clairement le processus de planification et les résultats

anticipés et en adoptant une méthode de surveillance solide.

En vertu de la réglementation, il revient à l'OCNHE de s'assurer que SOEP procure des retombées acceptables aux Canadiens et aux Néo-Écossais. L'OCNHE évalue le caractère raisonnable du contenu canadien et néo-écossais du projet, surveille le rendement et prend les mesures correctrices qu'il juge nécessaires. Dans le cadre d'un plan de retombées pour le projet mis en l'avant, SOEP a établi un cadre de principes qui incite au recours à la main-d'oeuvre canadienne et notamment néo-écossaise, donne aux Canadiens et aux Néo-Écossais la juste possibilité de participer à la fourniture de biens et de services, établit un bureau central en Nouvelle-Écosse, donne aux Néo-Écossais la priorité en matière de formation et d'embauche, favorise l'enseignement, la formation et la recherche et le développement, et donne la priorité aux biens et services néo-écossais concurrentiels. Un commissaire pour l'OCNHE est membre de la Commission et a présenté un rapport indépendant à l'OCNHE. Le lecteur est prié de consulter ce rapport pour obtenir plus de renseignements sur ces questions.

En plus de satisfaire à l'exigence réglementaire de l'OCNHE concernant l'établissement d'un plan de retombées et la présentation d'un rapport sur le rendement, SOEP a créé le CCR qui est composé de hauts représentants du projet et de groupes intéressés provenant des associations professionnelles, de l'industrie des services, des syndicats et des organismes gouvernementaux. Le rôle du CCR consiste à examiner les programmes de retombées, à évaluer les progrès et les réalisations, à aider à déterminer les possibilités d'amélioration, et à communiquer. Même si le CCR a été établi principalement en qualité d'organe consultatif, le SOEP a accepté par la suite que les questions et les préoccupations en suspens soient soumises à la médiation. Le CCR pourrait donc influencer fortement sur les décisions de SOEP.

Plusieurs intervenants ont demandé que la Commission recommande que SOEP soit assujettie à diverses exigences

économiques obligatoires, allant de l'établissement d'objectifs minimums précis en matière d'emploi et d'approvisionnement et de la garantie d'emplois au recensement des collectivités où la main-d'oeuvre serait puisée de préférence ou dans lesquelles des activités particulières auraient lieu où des bureaux seraient établis. La Commission fait remarquer que la démarche en matière de planification des retombées qui est prévue aux lois de mise en oeuvre et qui est énoncée dans la politique de l'OCNHE repose uniquement sur l'engagement du promoteur à établir des principes en matière de retombées. Cette démarche est donc souple et permissive. Elle n'est pas fondée sur une philosophie interventionniste d'exigences obligatoires ou d'engagements rigides, philosophie qui anime les propositions des intervenants. Par conséquent, la Commission ne recommandera pas une approche contraire au régime instauré par les lois qui régissent la forme et le contenu du plan de retombées économiques de SOEP.

Indemnisation de l'industrie de la pêche

Un projet gazier extracôtier peut avoir des effets sur les populations de poissons en raison des déversements ou des rejets opérationnels susceptibles de tuer ou d'altérer le poisson, ou en raison de la destruction accidentelle des engins de pêche. L'indemnisation est une méthode de dernier recours pour compenser les effets négatifs du projet.

Un Comité de liaison sur les pêches (CLP) a été créé et est composé de représentants des entreprises de pêche hauturière. Il est présidé par l'Association des producteurs de fruits de mer de la Nouvelle-Écosse. Toute personne s'intéressant aux répercussions du projet sur les pêches peut faire partie du CLP. Le CLP et SOEP ont négocié et signé de bon gré l'entente SOEP-Pêches sur les enjeux de pêche commerciale en haute mer (l'entente), le 14 avril 1997. L'entente comprend des dispositions générales en matière d'indemnisation, lesquelles seront davantage élaborées dans le cadre de consultations permanentes. L'une de ces dispositions prévoit l'élaboration d'un programme visant à indemniser l'industrie de la pêche pour tous dommages au

gréement ou aux bateaux de pêche causés par le projet SOEP. En vertu d'une autre disposition, SOEP est tenue d'indemniser l'industrie de la pêche de toute perte économique découlant des opérations de SOEP à l'extérieur de la zone de sécurité s'étendant à 500 mètres des installations de production. En vertu d'une troisième disposition, l'industrie de la pêche serait assurée pour les dommages qu'elle pourrait causer au gazoduc et serait indemnisée pour l'endommagement ou la perte d'engins de pêche. Cette disposition prévoit aussi une indemnité pour la perte de champs de pêche attribuable au gazoduc ou aux zones d'exclusion.

L'industrie de la pêche a demandé que la Commission recommande que l'entente constitue une condition de l'approbation du projet. La Commission n'est pas disposée à recommander cette condition pour trois raisons. Premièrement, comme l'entente n'a pas encore été finalisée, la Commission n'a aucun moyen de savoir ce qu'elle recommanderait. Deuxièmement, l'entente et l'élaboration subséquente d'un programme particulier d'indemnisation sont le fruit d'une démarche volontaire dont les deux parties ont convenu. L'imposition d'une autorité extérieure à ce moment-ci serait contraire à l'esprit de la démarche adoptée. Troisièmement, dans tous les cas, l'industrie de la pêche aurait droit à une indemnité pour tous les éléments du projet extracôtier relevant de la Loi sur l'ONÉ, ce qui comprend le gazoduc extracôtier. En cas de dommages liés au projet, la loi prévoit une procédure en vertu de laquelle les parties touchées peuvent demander une indemnisation par l'intermédiaire d'un négociateur ou d'un comité d'arbitrage nommé par le ministre fédéral des Ressources naturelles. Outre ce processus, il existe d'autres mécanismes de compensation qui permettraient d'éviter le recours à un tribunal civil. Comme cela est souligné dans la demande de SOEP, les lois de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse prévoient une responsabilité absolue de 30 millions de dollars pour les dommages causés par des rejets ou des débris dans la zone du projet ou en provenance de celle-ci. En dernier lieu, une autre protection est fournie en vertu de la loi fédérale sur les pêches et de la *Loi sur la marine marchande du Canada*.

Répercussions sur les services et l'infrastructure

La disponibilité d'installations et de services locaux peut s'avérer un facteur important quand il s'agit de déterminer comment un projet peut avoir des répercussions économiques sur les collectivités d'accueil. À l'étape de la construction, les principales exigences comprennent le caractère adéquat des services médicaux et de protection, l'hébergement temporaire et l'infrastructure de transport. Cela ne semble pas poser de problème pour les municipalités touchées du comté de Guysborough où il existe un éventail et une étendue de services de base pour répondre aux exigences du projet. La seule exception est peut-être l'effet cumulatif des activités qui se dérouleraient ensemble en 1999. L'usine de gaz de SOEP, le pipeline de LGN et le gazoduc de M&NPP seraient tous aménagés en même temps. Il faudrait une méthode subtile de planification et de coordination afin de garantir un hébergement adéquat pour les travailleurs de la construction et d'éviter que le réseau routier local ne soit surchargé ou endommagé.

Au cours de la phase d'exploitation, la pression supplémentaire exercée sur les installations et les services publics serait minimale étant donné le nombre peu élevé de nouveaux emplois permanents. En général, il serait possible de faire face à la demande de services médicaux, éducatifs et sociaux. À vrai dire, dans des régions défavorisées comme le comté de Guysborough, une demande éventuelle supplémentaire est souvent considérée comme étant un élément positif parce qu'elle peut protéger les services en place contre les compressions d'effectifs ou les fermetures.

Dans l'ensemble, la Commission estime qu'il semble y avoir suffisamment d'installations et de services de base pour absorber toute demande supplémentaire envisagée.

Hébergement de la main-d'oeuvre

La disponibilité de logements pour les travailleurs qui construiront les installations de SOEP constitue une question d'intérêt. La construction de l'usine de gaz ferait appel à quelque

500 travailleurs en 1999. SOEP a affirmé qu'il y a peu de logements dans les environs de l'usine et peu de chambres commerciales et de campements à moins de 30 à 45 minutes de l'usine projetée. À la lumière de cette analyse, SOEP a conclu que seulement 200 travailleurs pourraient peut-être trouver à se loger dans la région immédiate. Les autres (300) devraient demeurer dans un camp de construction que SOEP établirait sur le site de l'usine de gaz naturel ou sur un terrain adjacent. Le camp serait probablement conçu pour 400 travailleurs de manière à recevoir les équipes de construction qui seraient chargées de la pose du pipeline de LGN et du gazoduc de M&NPP. SOEP s'est engagé à continuer de consulter tous les gouvernements visés et le CCCS au sujet de ses plans pour le camp et de solliciter toutes les autorisations requises une fois la décision prise.

Environ 200 travailleurs de la base d'approvisionnement temporaire et de la base de soutien auraient aussi besoin d'hébergement en 1999. Cependant, tant que l'emplacement des bases d'approvisionnement et de service est inconnu, il est impossible d'examiner ou d'évaluer les répercussions particulières. La disponibilité de logements temporaires est l'un des critères de sélection qui présiderait au choix d'un site portuaire. Si les travailleurs des bases sont des marins, il s'agira probablement de travailleurs locaux ayant déjà un logement. Toutefois, les autres travailleurs pourraient avoir besoin d'hébergement temporaire.

SOEP estime que 96 % des 240 travailleurs de la phase d'exploitation seront embauchés en Nouvelle-Écosse. On peut donc s'attendre à ce qu'un pourcentage élevé de cette main-d'oeuvre vive déjà dans les environs de leur lieu de travail ou soit en mesure de faire la navette. Si un besoin en nouveaux logements se faisait sentir, on disposerait d'amplement de temps pour accroître l'offre afin de répondre à la demande prévue en hébergement supplémentaire.

La Commission estime qu'avec une planification appropriée et des consultations permanentes entre SOEP, les organismes gouvernementaux compétents et le CCCS, les répercussions sur l'hébergement devraient être atténuées.

Recommandation 27

La Commission recommande que, lorsque l'emplacement des bases d'approvisionnement et de service sera choisi, SOEP soit tenue de consulter les organismes gouvernementaux compétents au sujet de mesures permettant d'atténuer les effets sur l'hébergement, comme la fourniture de camps de construction temporaires.

Richesses archéologiques et patrimoniales

Au cours des consultations publiques de SOEP et des séances d'établissement de la portée de la Commission, le public a soulevé la question des dommages que les travaux de construction du gazoduc pourraient causer aux épaves de navire. À ce propos, SOEP a déclaré qu'il avait mené des levés bathymétriques et effectué des balayages dans le couloir du gazoduc marin projeté et que celui-ci contournerait les épaves existantes. D'après la base de données sur les épaves du Musée de la Nouvelle-Écosse et les recherches menées par SOEP, huit épaves ont été répertoriées dans les environs de la zone du point d'arrivée à terre du gazoduc marin projeté. L'approche la plus rapprochée, mesurée à partir de l'axe du couloir, était située à 500 mètres du Foundation Masson et à 450 mètres du Finchley. On a conclu que l'activité de pose du gazoduc n'aurait probablement pas d'effets sur ces épaves.

Nonobstant les constatations précédentes, SOEP a retenu l'avis de son expert-conseil, à savoir que si le conservateur des lieux spéciaux du Musée de la Nouvelle-Écosse le recommandait, SOEP ferait en sorte que l'épave du Finchley soit évaluée par un spécialiste avant le début des travaux de construction, fasse l'objet d'une surveillance pendant ceux-ci et soit évaluée à nouveau après les travaux. La Commission convient de la nécessité de cette mesure de protection. En outre, elle juge aussi qu'une mesure de protection générale s'impose. Étant donné qu'un nouveau tracé peut être établi pour le couloir, la Commission a conclu qu'il devrait y avoir d'autres consultations avec le Musée de la Nouvelle-Écosse afin de déterminer si d'autres études s'imposent pour confirmer la présence ou l'absence d'épaves et décider des mesures d'évitement ou d'atténuation nécessaires.

La Commission fait également remarquer que pour les activités de construction à terre, SOEP s'est engagé à suivre les pratiques courantes concernant les richesses archéologiques, paléontologiques et patrimoniales. Parmi ces pratiques, mentionnons l'arrêt des travaux si des artefacts sont mis au jour, et la reprise des travaux seulement après avoir obtenu l'avis d'un spécialiste et l'autorisation réglementaire voulue. SOEP a indiqué qu'advenant qu'un site autochtone soit découvert, elle suspendrait les travaux et consulterait directement la collectivité autochtone touchée. Le lecteur trouvera au chapitre suivant une analyse plus détaillée des pratiques courantes en matière de richesses archéologiques et patrimoniales.

3

Le projet de gazoduc Maritimes and Northeast

Description

Le projet *Maritimes and Northeast Pipeline Project* (projet M&NPP) vise la construction et l'exploitation d'un gazoduc destiné au transport du gaz naturel, produit par SOEP, vers les marchés des Maritimes et du Nord-Est des États-Unis. Les installations comprendraient un gazoduc de 762 millimètres de diamètre, d'une longueur de 558 kilomètres, qui s'étendrait de la sortie de l'usine de gaz de Goldboro, vers le nord-ouest, en passant près de New Glasgow et de Tatamagouche, en Nouvelle-Écosse, jusqu'à la frontière entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, qu'il traverserait près de Tidnish. En Nouvelle-Écosse, sa longueur atteindrait 234 kilomètres.

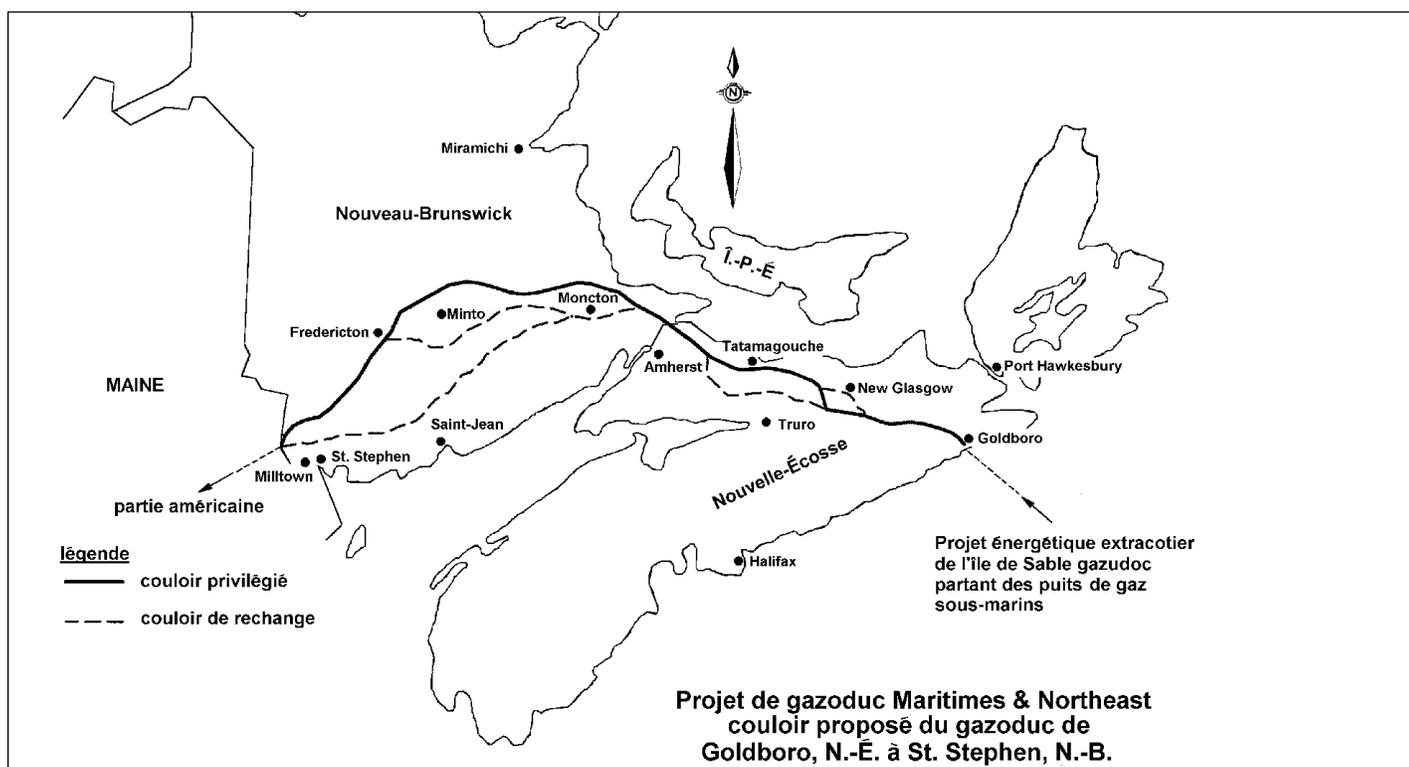
En se dirigeant vers l'ouest, le gazoduc traverserait le Nouveau-Brunswick en passant près de Moncton et de Chipman. De Chipman, il se dirigerait vers le sud-ouest en passant près de Fredericton, en franchissant le Saint-Jean et en rejoignant la frontière internationale près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick. Au Nouveau-Brunswick, sa longueur atteindrait environ 324 kilomètres.

La construction du gazoduc comprendrait l'aménagement, à l'entrée du gazoduc, d'une station de comptage pour transfert de la propriété, ainsi que l'installation de trois gares de racleurs et de deux collecteurs de réception. Le gazoduc comprendrait également des vannes de canalisation principale, distantes les unes des autres de 40 kilomètres. Dans sa demande, M&NPP a indiqué que le

gazoduc serait équipé de vannes latérales, en prévision de la construction de latéraux, et que d'autres vannes latérales seraient ajoutées plus tard, selon les besoins.

Le fonctionnement du gazoduc sera commandé depuis le centre de commande d'Algonquin Gas, situé à Boston, au Massachussets. Les installations actuelles du centre seront agrandies et assureront la surveillance, 24 heures sur 24, du système SCADA (système d'acquisition des données et de commande) de M&NPP. En cas de rupture des communications ou de panne de l'ordinateur central de Boston, l'ordinateur auxiliaire de M&NPP, situé au centre de commande canadien de Fredericton, au Nouveau-Brunswick, prendra la relève pour la partie canadienne du gazoduc.

Figure 12. Tracé du gazoduc de M&NPP



Raison d'être et nécessité

M&NPP a demandé un certificat d'utilité publique en vertu de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Avant de décider s'il doit ou non recommander au gouverneur en conseil de délivrer le certificat, l'ONÉ doit considérer les points suivants :

- a) la disponibilité du gaz destiné au gazoduc;
- b) l'existence des marchés, actuels et éventuels;
- c) la faisabilité économique du gazoduc;
- d) le financement et la réglementation financière;
- e) toute autre considération d'intérêt public qui, du point de vue de l'ONÉ, pourrait influencer sur l'octroi ou le refus de la demande.



Figure 13. Station de vannes de canalisation principale

Le présent chapitre traite les quatre premiers points de cette liste en vue de déterminer si les installations proposées répondent bien à un besoin d'utilité publique et s'il en sera ainsi à l'avenir.

Les installations M&NPP sont conçues pour fournir une capacité journalière de pointe, fixée initialement à 530 000 106Btu, et basée sur des ententes préalables conclues, qui s'élevaient à 440 000 106Btu pour les marchés d'exportation et à 90 000 106Btu pour les marchés canadiens. Les ententes préalables, conclues depuis, ont augmenté

Méthode axée sur les conditions du marché

L'Office national de l'énergie exige que la quantité de gaz destinée à l'exportation en vertu de licences d'exportation à long terme ne dépasse pas l'excédent de la production, compte tenu des besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada.

Pour s'en assurer, l'ONÉ a instauré la méthode axée sur les conditions du marché (MACM) dont les principaux éléments se résument comme suit :

1. le marché doit généralement fonctionner de manière à garantir que les Canadiens puissent satisfaire leurs besoins en gaz, à des prix de marché équitables;
2. l'ONÉ tiendra des audiences publiques pour examiner les demandes de licences d'exportation de gaz naturel;
3. l'ONÉ surveillera constamment l'utilisation de l'énergie et l'évolution des marchés de l'énergie au Canada.

Au cours des audiences publiques, l'ONÉ évalue si le marché fonctionne bien. Il doit examiner toutes les plaintes déposées par les acheteurs canadiens de gaz qui s'opposent au projet d'exportation en alléguant qu'ils n'ont pas eu la possibilité d'acheter du gaz à des conditions semblables à celles de l'exportation proposée, y compris à des prix équivalents.

L'ONÉ effectue une évaluation des incidences de l'exportation afin de déterminer si un projet d'exportation risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire leurs besoins énergétiques à des prix du marché équitables. Cette évaluation fait ressortir l'impact du projet sur les marchés canadiens de l'énergie et du gaz naturel. L'ONÉ détermine également si le projet d'exportation est d'intérêt public et considère tout autre facteur qu'il juge pertinent.

Selon la MACM, l'ONÉ est chargé d'évaluer l'offre et la demande canadiennes d'énergie ainsi que les marchés du gaz naturel. Par exemple, l'ONÉ produit des rapports tels que *l'Énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010* et *Évaluations des marchés du gaz naturel*. Dans ces évaluations, on étudie l'évolution à court terme de l'approvisionnement en gaz ainsi que l'offre et la demande de gaz.

L'ONÉ est également habilité à délivrer des ordonnances d'exportation à court terme, c'est-à-dire pour des périodes n'excédant pas deux ans, en vertu de l'article 15 du Règlement (Partie VI). Une demande d'ordonnance d'exportation à court terme doit contenir au moins les renseignements stipulés dans les exigences des *Directives concernant les exigences de dépôt de l'Office national de l'énergie (22 février 1995)* et elle ne requiert pas d'audience publique; elle n'engage donc que le demandeur et l'ONÉ.

la demande des marchés canadiens à 200 000 10⁶Btu, ce qui porte la pointe journalière de la demande totale à 640 000 10⁶Btu.

Approvisionnement en gaz

Selon les prévisions, la production de gaz naturel de l'usine de Goldboro atteindra en moyenne 480 000 10⁶Btu par jour; l'usine aura toutefois une capacité journalière maximale de 578 000 10⁶Btu.

SOEP s'est engagé à vendre l'ensemble de la production de gaz des six premiers champs de l'île de Sable exclusivement aux expéditeurs de M&NPP, en soutenant que cet engagement est essentiel, sur le plan économique, si on veut mettre en valeur ces six champs. Des intervenants se sont opposés à cet engagement en invoquant les articles de la *Loi sur la concurrence*, S.R.C (1985) sur l'intégration verticale, le refus de vendre, l'exclusivité des ventes liées et les abus de la position dominante.

Il existe sans nul doute un seuil de volumes transportés en dessous duquel le gazoduc M&NPP n'est pas rentable, mais la Commission est incapable de l'établir. Cependant, la Commission ne sanctionnera pas les «ventes liées» de gaz SOEP pour deux raisons : la première tient au principe que les Canadiens doivent bien avoir accès à la ressource, en l'occurrence le gaz, avant qu'une autorisation d'exportation ne soit accordée en vertu de l'article 118 (a) de la Loi sur l'ONÉ et de la méthode axée sur les conditions du marché (MACM).

La Commission estime que l'accès des Canadiens au gaz produit au Canada ne doit pas être soumis à la condition que les acheteurs et expéditeurs transportent leur gaz par des installations désignées. Elle est d'avis que cet accès ne doit être conditionné par l'existence d'une source d'approvisionnement et de moyens de transport économiques.

La seconde raison découle du principe voulant que les compagnies pipelinères qui transportent du gaz pour des tiers doivent offrir des services séparés et un accès ouvert. Par séparés, on entend que les services pipeliniers ne doivent pas être liés à la propriété du produit. Il est clair

Recommandation 28

La Commission recommande que SOEP soit disposé à vendre du gaz aux expéditeurs, à l'usine de gaz Goldboro, que ces expéditeurs aient ou non conclu une entente de transport avec M&NPP.

que M&NPP acceptera du gaz provenant d'autres producteurs que le consortium SOEP quand d'autres champs seront exploités. Cette situation ne change rien à l'entente initiale entre SOEP et M&NPP voulant que l'approvisionnement en gaz provenant de SOEP et les services pipeliniers soient liés pendant la mise en valeur et la durée d'exploitation des six champs de SOEP.

On entend par accès ouvert que les expéditeurs disposés à accepter les conditions des droits et tarifs en vigueur sur un gazoduc doivent y avoir accès quand il est rentable pour le gazoduc de fournir ce service, situation qui a pour corollaire qu'un expéditeur ne doit pas être forcé d'utiliser les services d'un gazoduc particulier, mais qu'il doit pouvoir utiliser le gazoduc de son choix pour transporter le gaz acheté à la source.

Malgré la possibilité que certains expéditeurs (probablement ceux de la Nouvelle-Écosse) soient tentés de contourner le gazoduc M&NPP, la Commission est convaincue que celui-ci sera suffisamment concurrentiel pour attirer et retenir les expéditeurs et ainsi assurer les volumes de transport nécessaires à sa rentabilité. Elle juge que M&NPP a démontré que ses réserves de gaz et la production prévue sont suffisantes pour qu'on approuve sa proposition.

Sécurité d'approvisionnement

Les acheteurs éventuels de gaz naturel dans les Maritimes ont interrogé les promoteurs pour savoir si les marchés intérieurs seraient approvisionnés de façon fiable en gaz. La raison de leur inquiétude était double : les cas d'interruption de service, planifiés et imprévus, et l'absence d'installations de stockage au Canada.

Les promoteurs ont indiqué que le gazoduc M&NPP serait directement raccordé au

substitution :

il y a substitution quand un commercialisateur, qui dispose de capacité sur le gazoduc de M&NPP et sur un autre gazoduc, livre physiquement à un client de Boston du gaz ne provenant pas de SOEP; il libère ce volume de gaz, qui peut alors être livré à des clients canadiens.

échange :

il y a échange quand un expéditeur sur M&NPP s'arrange avec un autre expéditeur — qui n'est pas un expéditeur sur M&NPP — pour que ce dernier livre du gaz à un client du premier, situé en aval; il libère du gaz en amont, qui peut alors être livré à des clients canadiens.

réseau de gaz nord-américain, ce qui devrait assurer au marché canadien que l'approvisionnement en gaz ne sera pas interrompu. Le réseau M&NPP est conçu pour être inversé, si bien qu'il sera possible de livrer, depuis l'extrémité du gazoduc située dans le Nord-Est des États-Unis, jusqu'à 200 000 10⁶Btu de gaz naturel par jour aux installations canadiennes. La partie américaine du gazoduc sera interconnectée, près de Boston, Massachusetts, à un carrefour qui reçoit du gaz de la côte du golfe du Mexique, de l'Ouest canadien, du bassin des Appalaches et d'autres bassins d'approvisionnement. Les clients canadiens sont donc assurés d'un approvisionnement de substitution en gaz si celui de l'île de Sable venait à être interrompu.

L'inversion physique de l'écoulement dans le gazoduc ne sera utilisée par M&NPP qu'en cas d'urgence. En cas d'interruption temporaire de l'approvisionnement, les Canadiens utiliseront le plus souvent les transactions sur papier, car elles permettent la livraison de gaz naturel aux clients canadiens sans qu'il faille recourir à l'inversion physique de l'écoulement dans le gazoduc. Les transactions sur papier comprennent les déplacements et les échanges.

Étant donné la taille du marché des Maritimes par rapport à celle du marché du Nord-Est des États-Unis, la Commission estime que les Canadiens n'éprouveront aucune difficulté à accéder au gaz provenant des États-Unis, que ce soit physiquement ou par transaction sur papier.

Marchés

Le gaz de l'île de Sable est destiné aux marchés suivants, situés au Canada et aux États-Unis : des marchés industriels nouveaux ou de substitution, des distributeurs locaux et des services d'électricité. De ce fait, le gaz se substituera aux produits suivants : le mazout à basse, moyenne et haute teneur en soufre, le pétrole brut, l'électricité, le charbon canadien et importé, le gaz naturel et le propane.

Les principaux marchés desservis par le gazoduc M&NPP se trouvent dans les Maritimes et dans le Nord-Est des États-Unis. Ils sont un amalgame de marchés existants et de nouveaux marchés considérés comme des marchés à fort potentiel de croissance si l'on tient compte du fait qu'ils dépendent actuellement de combustibles coûteux et qu'ils n'ont généralement accès ni à un réseau de gazoducs ni à un réseau de distribution de gaz. Le marché du Nord-Est des États-Unis est considéré comme le marché clé de SOEP et de M&NPP. À l'heure actuelle, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick n'ont pas accès au gaz et utilisent essentiellement les mazouts n^{os} 2 et 6, le charbon, les déchets ligneux et l'électricité. Selon le rapport 1994 de l'ONÉ intitulé *L'énergie au Canada : Offre et Demande*, la demande totale d'énergie dans ces deux provinces devrait croître au taux annuel d'environ 1 % entre 1991 et 2010. M&NPP a indiqué que la construction des installations SOEP et M&NPP ainsi que des réseaux de distribution en aval constitueront le catalyseur du développement et de l'essor de ces marchés intérieurs. On croit que, lorsque le gaz sera disponible, il sera d'abord utilisé par les industries, les producteurs d'électricité et les distributeurs locaux établis. M&NPP a fait remarquer la similitude entre le mode de développement de ces nouveaux marchés et l'émergence des marchés

intérieurs suscitée par les nouveaux gazoducs, par le passé, en particulier ceux de TransCanada et de Westcoast.

Le franchisage de la distribution locale est le signe du développement du marché intérieur du gaz. Les gouvernements de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick mettent au point des règlements concernant l'octroi de franchises de distribution et la fourniture de services de distribution de gaz. La législature provinciale de la Nouvelle-Écosse a récemment promulgué sa *Gas Distribution Act*, 1997 (loi sur la distribution du gaz, 1997). La Nouvelle-Écosse a indiqué son intention de lancer un appel d'offres pour la construction de latéraux et des réseaux de distribution connexes. À cet égard, la province a conclu un contrat de coentreprise avec Consumers' Gas Energy Incorporated, la société mère de Consumers' Gas, en vue de soumissionner la construction des latéraux et de solliciter l'obtention des droits de distribution du gaz. Au Nouveau-Brunswick, Irving Oil Ltd. a fait part au gouvernement de son désir de distribuer le gaz dans cette province.

M&NPP a soutenu qu'on peut illustrer le développement des marchés en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick par le fait que, depuis le dépôt de sa demande, elle a conclu des ententes préalables avec trois importants consommateurs canadiens, pour quelque 200 000 10⁶Btu par jour de service garanti.

Pour démontrer que la demande dans le Nord-Est des États-Unis constitue une demande à long terme, M&NPP s'est basée sur la prévision, établie par Reed Consulting Group, intitulée *Assessment of the Market for Natural Gas in the Northeast United States* (évaluation du marché du gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis) (l'étude Reed). L'étude Reed conclut que la demande totale de gaz (c'est-à-dire la demande garantie, la demande interruptible et la demande en électricité) dans le Nord-Est des États-Unis devrait passer de 2 700 10¹²Btu en 1997 à 3 325 10¹²Btu en 2006, ce qui représente une augmentation moyenne annuelle de 2,3 %. Selon cette étude, la plus forte croissance se manifesterait dans le secteur

de la production d'électricité et dans des marchés directement accessibles depuis la partie américaine du réseau M&NPP.

M&NPP prévoit également que le Nord-Est des États-Unis offrira des débouchés à de nouveaux venus dans les secteurs à haute valeur des marchés de services saisonniers et de pointe, où le gaz devrait remplacer le propane, le gaz liquéfié, et être utilisé à des fins de stockage. M&NPP a signalé que sa gamme de services de transport a été conçue pour permettre aux expéditeurs de commercialiser le gaz de manière à satisfaire ces besoins de pointe et ces besoins saisonniers. La séparation des services de distribution, la restructuration partielle du marché et l'expiration, en 2000, de certains accords de fournitures pris par des propriétaires de gazoducs interétatiques engendreront également des débouchés pour de nouveaux venus comme M&NPP.

Les promoteurs des projets SOEP et M&NPP ont insisté sur le créneau à saisir, mais ils ont attiré l'attention sur le lancement d'autres bassins d'approvisionnement nord-américains sur le marché, qui est prévu pour le tournant du siècle, ce qui fait ressortir l'urgence, pour SOEP et M&NPP, de pénétrer sans tarder ce marché.

M&NPP a commencé en mars et avril 1996 à présenter des demandes de services correspondant à la capacité des installations proposées. Ces demandes ont entraîné la conclusion d'ententes préalables totalisant 640 000 10⁶Btu par jour avec des expéditeurs des marchés intérieurs et de l'exportation. De plus, Champion International et PanEnergy Power Services ont signé des ententes préalables respectives de 7 600 10⁶Btu par jour et de 100 000 10⁶Btu par jour pour des services hors pointe OP 275 et OP 214.

Les ententes préalables, dont le terme varie entre deux et vingt ans - la moyenne étant de quinze ans - entrent en vigueur à partir du 1er novembre 1999. Elles sont assujetties à certaines conditions préalables, telles que la réception de toutes les autorisations canadiennes et américaines nécessaires à la construction et à l'exploitation du gazoduc; la conclusion,

par les expéditeurs, des arrangements nécessaires à l'approvisionnement en gaz, à des conditions satisfaisantes - y compris le prix; et la satisfaction des expéditeurs quant au traitement des taux approuvés et au niveau de ces taux.

Ces conditions préalables doivent être satisfaites avant une certaine date (la date préalable), et la compagnie pipelinière et l'expéditeur sont censés conclure leur entente de service en signant une entente de service garanti pour le transport du gaz. Si une des parties omet de satisfaire aux conditions préalables avant la date préalable, cela peut entraîner l'annulation de l'entente préalable et la conclusion, par d'autres expéditeurs, d'ententes de service de transport garanti portant sur la capacité pipelinière ainsi libérée, ou amener M&NPP à modifier ses installations proposées, afin de les adapter à la capacité contractuelle.

Le ententes préalables conclues avec les expéditeurs sont des ententes tripartites qui assurent la fourniture de services sur les tronçons canadien et américain du gazoduc M&NPP.

M&NPP a conclu des ententes préalables de soutien d'une durée de vingt ans avec Mobil Natural Gas Inc. et avec Imperial Oil Resources Limited, relativement à la capacité de son gazoduc - jusqu'à concurrence de 440 000 10⁶Btu par jour - qui ne fait pas l'objet d'ententes de service de transport garanti avec d'autres expéditeurs. Ces ententes de soutien entrent en vigueur à partir de la date à laquelle le service débute et elles visent la capacité totale qui devient disponible au terme de ces ententes préalables ou lorsque les ententes de service de transport garanti prennent fin si cela se situe avant leur terme initial de vingt ans.

Ces ententes engageraient les promoteurs SOEP à transporter le gaz jusqu'à concurrence de 440 000 10⁶Btu par jour sur les 530 000 10⁶Btu par jour que représente la capacité du gazoduc et ce, pendant vingt ans, c'est-à-dire cinq ans de moins que la période d'amortissement de l'investissement consenti pour le gazoduc. Suivant ces ententes, M&NPP doit continuer de commercialiser activement

toute la capacité inutilisée afin de réduire au minimum le risque encouru par les trois producteurs participants. Par exemple, même si Mobil signait une entente de service de transport garanti relative à la capacité qu'elle est obligée de prendre d'après l'entente de soutien, M&NPP conserverait le droit de rappeler cette capacité si elle conclut des contrats avec de tierces parties.

La Commission a examiné les évaluations faites par M&NPP des marchés canadiens et de l'exportation qui seraient desservis par les installations proposées et elle juge ces évaluations raisonnables au regard de la détermination des besoins des installations.

Compte tenu de ce qui s'est passé ailleurs du Canada, la Commission estime qu'il est raisonnable de croire que la construction du gazoduc M&NPP, soutenue par un marché d'exportation dynamique et par d'importants consommateurs industriels canadiens, donnera une impulsion à l'établissement des réseaux de transport et de distribution nécessaires en aval et

favorise l'essor du marché intérieur.

La Commission est convaincue de l'utilité publique, à long terme, des installations M&NPP et elle se dit confiante que les frais liés à la demande seront payés, pour les raisons suivantes :

- il est probable que le gaz de l'île de Sable pénétrera les marchés de combustible de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick qui ne sont actuellement pas desservis par le gaz;

- comme le montre l'étude Reed, le potentiel d'utilisation à long terme du gaz de l'île de Sable par les marchés du Nord-Est des États-Unis est excellent;

- des ententes préalables ont été conclues jusqu'à concurrence de 640 000 10⁶Btu par jour;

- les producteurs de l'île de Sable se sont engagés envers les propriétaires du gazoduc M&NPP en signant des ententes préalables de soutien.

En ce qui concerne l'ébauche de recommandation suivante émanant de la Commission, à l'effet que :

Recommandation 29

La Commission recommande que M&NPP soit tenue de déposer auprès de l'ONÉ les ententes préalables de soutien avant le début des travaux de construction.

M&NPP déposera auprès de l'Office national de l'énergie, avant le début des travaux de construction, des ententes de service garanti signées et inconditionnelles jusqu'à concurrence de la capacité totale du gazoduc proposé,

la Commission est d'accord avec M&NPP qu'une telle condition empêcherait

Figure 14. Travaux de construction d'un pipeline



M&NPP de procéder à la construction tant que la capacité totale du gazoduc n'aurait pas été souscrite. Elle reconnaît qu'il convient davantage de recommander que M&NPP dépose, avant le début des travaux, les ententes de soutien préalables signées.

Conception des installations proposées

M&NPP propose de concevoir, d'installer et d'exploiter le gazoduc conformément au *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'ONÉ, qui précisent que la conception, l'installation, l'essai et l'exploitation d'un gazoduc doivent être conformes aux modalités précisées par la norme CSA Z662 sur les réseaux d'oléoducs et de gazoducs.

Plusieurs facteurs interviennent dans la conception d'un gazoduc. En voici quelques-uns : la capacité nécessaire; l'emplacement actuel et futur de la source d'approvisionnement, des marchés et des installations de stockage; les contraintes physiques; le coût des matériaux et d'aménagement; les considérations d'ordre environnemental et socio-économique; le calendrier. La capacité nominale est déterminée en fonction de la demande, qui est elle-même déterminée par les ententes préalables signées et les résultats des analyses économiques et des analyses de l'approvisionnement et du marché, à court et à long terme. Une fois fixée la capacité nominale, on peut établir les paramètres tels que le diamètre des canalisations, la pression de service, l'épaisseur de paroi des conduites, les installations de compression et autres installations nécessaires.

Au départ, il a fallu déterminer si la conception du gazoduc proposé, de 762 millimètres de diamètre, dérivé d'un projet antérieur qui prévoyait un gazoduc de 610 millimètres de diamètre destiné uniquement à l'exportation, répondait aux besoins prévisibles du marché intérieur. D'autres considérations ont dû être analysées, comme la capacité de répondre aux obligations contractuelles en cas d'interruption de l'approvisionnement provenant de SOEP et la décision de favoriser éventuellement les marchés

extérieurs dans ces circonstances.

M&NPP a indiqué que le gazoduc de 762 millimètres de diamètre de la partie canadienne du gazoduc, sans compression autre que celle fournie par l'usine de gaz de Goldboro, était l'une des trois conceptions envisagées. Les deux autres nécessitaient la présence de compresseurs au Canada. Selon M&NPP, le concept retenu engendre l'équilibre des facteurs suivants : bas coûts de transport, capacité excédentaire et fiabilité accrue du réseau.

Les installations projetées étaient initialement prévues pour acheminer un débit journalier de pointe atteignant 530 000 10⁶Btu, basé sur des ententes préalables signées de 440 000 10⁶Btu par jour pour les marchés d'exportation et de 90 000 10⁶Btu par jour pour les marchés intérieurs. Les ententes préalables du marché intérieur sont ensuite passées à 200 000 10⁶Btu, ce qui a porté la capacité totale à 640 000 10⁶Btu par jour. En ce qui concerne la capacité excédentaire, M&NPP a indiqué que, selon les endroits où le gaz était livré, le gazoduc projeté pourrait transporter plus de 600 000 10⁶Btu par jour, et plus de 800 000 10⁶Btu par jour si on ajoute des installations de compression.

Des intervenants se sont demandés si les installations proposées avaient la taille voulue et pouvaient répondre aux besoins des marchés intérieurs, vu que le débit moyen disponible de SOEP équivaut à 480 000 10⁶Btu par jour. Dans sa réponse, M&NPP a indiqué que les clients auraient accès au gaz naturel depuis le réseau nord-américain, que les installations projetées pourraient fournir un service garanti 365 jours par an et que le réseau serait physiquement capable d'inverser l'écoulement du gaz en cas d'interruption de l'approvisionnement provenant de SOEP. M&NPP a également indiqué que le gazoduc proposé est conçu pour répondre aux besoins prévus des marchés du Nord-Est des États-Unis et des Maritimes, et qu'il offre des possibilités d'agrandissement en fonction des besoins des marchés futurs.

En se basant sur la preuve produite, la Commission estime que le gazoduc a la

taille voulue pour répondre aux exigences des ententes préalables signées. Elle croit que la demande intérieure augmentera à l'avenir et elle reconnaît que le réseau présentera suffisamment de souplesse pour s'adapter à une certaine croissance si on lui adjoint des compresseurs. Elle accepte également l'explication de M&NPP selon laquelle, une fois que le gazoduc sera raccordé au réseau nord-américain, les mécanismes de commercialisation comme les ententes de soutien et la disponibilité de gaz provenant d'autres sources fonctionneront pour assurer que les exigences prévisibles soient satisfaites.

La Commission reconnaît que le gazoduc M&NPP constitue «l'amorce» du futur développement de l'industrie gazière dans les Maritimes et qu'à mesure que l'infrastructure de distribution se développera, la capacité pipelinère devra augmenter. Cependant, en tenant compte des besoins actuels du marché et sur des prévisions raisonnables, la Commission accepte la proposition avancée par M&NPP en ce qui concerne la taille et la compression du gazoduc.

À propos de la proposition de M&NPP d'ajouter un latéral vers Saint-Jean, un intervenant a demandé qu'on introduise une condition imposant à M&NPP de déposer pour approbation un programme de commercialisation, de développement des affaires et des installations. L'intervenant a également demandé à l'ONÉ qu'il assujettisse toute autorisation accordée à M&NPP à l'obligation de déposer un plan de travail relatif au développement du marché du gaz naturel dans le nord du Nouveau-Brunswick, accompagné du calendrier d'exécution du latéral, à l'intention des collectivités de cette région. Certaines parties ont exprimé une opinion semblable en ce qui concerne le latéral vers Saint-Jean - et les latéraux en général - tandis que d'autres étaient d'avis que les latéraux ne font pas partie de la demande et qu'ils sortent donc du cadre de l'audience.

La Commission reconnaît l'importance des latéraux en ce qui a trait au futur service intérieur. Elle juge, par contre, qu'ils ne font pas partie de la demande et que les considérations sur leur conception doivent

faire partie des futures demandes et de leur examen.

M&NPP a indiqué qu'elle prévoyait recevoir le certificat au début de l'automne 1997, et que l'acquisition des matériaux commencerait au début de 1998. L'arpentage et le déboisement auraient lieu pendant l'automne et l'hiver 1998-1999, et la construction du gazoduc commencerait après le ruissellement du printemps, en mai 1999, la mise en service du gazoduc étant prévue pour novembre 1999. M&NPP a indiqué que le délai d'exécution d'un an et demi prévu avant le début des travaux de construction était raisonnable pour un projet de cette envergure. M&NPP a également fait remarquer que, si l'autorisation n'arrivait pas à temps pour que le gazoduc puisse être mis en service en 1999, l'ensemble du projet risquait d'être reporté de plusieurs années, car le marché canadien actuel ne pouvait justifier à lui seul l'exécution d'un projet de cette ampleur.

M&NPP a mentionné que l'obtention du certificat serait suivie d'audiences sur le tracé détaillé, de l'acquisition des terrains et du déboisement, ce qui prendrait plus de dix mois. En ce qui concerne l'état des autorisations réglementaires américaines et des dates limites mentionnées dans les ententes préalables, M&NPP a signalé qu'il s'agissait de dates de contrat, postérieures aux dates de réception présumées des autorisations, ce qui laissait un certain jeu.

La Commission reconnaît les possibilités du marché et accepte le calendrier de M&NPP qu'elle juge raisonnable pour un nouveau gazoduc de cette envergure.

M&NPP a fourni un tableau d'analyse du gaz qui montre la composition du gaz naturel qui sera transporté par le gazoduc. La composition du gaz est approximativement la suivante : 91,1 % de méthane, 6,1 % d'éthane, 2 % de dioxyde de carbone, 0,4 % de propane, 0,2 % d'azote et un total de 0,2 % de butanes, des pentanes plus et d'hélium. M&NPP estime qu'à une densité de 0,610, la masse totale de gaz qui serait libérée dans l'atmosphère par suite des opérations ou de fuites accidentelles ne dépasserait pas une tonne par an.

M&NPP estime qu'en mettant les choses au pire, il faudrait au plus dix à quinze minutes pour détecter une rupture de la canalisation principale. La rupture serait alors localisée, et isolée par la fermeture des vannes de sectionnement, et le personnel technique serait dépêché sur les lieux conformément au plan d'intervention d'urgence. M&NPP ne projette pas d'installer un système automatique de détection des fuites. Si une fuite était trop faible pour être détectée par le système SCADA, elle serait repérée par les patrouilles terrestres ou aériennes régulières, ou encore lors d'un relevé d'ionisation à flamme.

M&NPP a indiqué que la combustion d'un térajoule de gaz naturel produira environ 50 tonnes de dioxyde de carbone et que la plus grande partie de la charge intérieure de gaz se substituera aux sources d'énergie existantes qui émettent plus de gaz à effet de serre que le gaz naturel. En réponse aux intervenants qui s'inquiétaient du rôle joué par le gaz naturel dans les maladies causées par l'environnement, M&NPP a signalé que le gaz naturel a été largement utilisé à travers le monde sans qu'on n'ait constaté d'effets défavorables sur la santé. En plus de justifier un plan d'intervention d'urgence, la sécurité est traitée dans le document intitulé *Reference 37, Safety Instructions, of M&NPP's Construction Specifications* (spécifications de construction M&NPP, instructions sur la sécurité, renvoi 37), déposé avec la demande, qui définit les responsabilités de l'entrepreneur et de la compagnie, et qui traite des précautions et des pratiques de travail à observer.

La Commission estime que M&NPP a adopté les mesures appropriées pour traiter les problèmes de santé et de sécurité qui pourraient se poser.

La Commission reconnaît les possibilités du marché et accepte le calendrier de M&NPP qu'elle juge raisonnable pour un nouveau gazoduc de cette envergure.

M&NPP a fourni un tableau d'analyse du gaz qui montre la composition du gaz naturel qui sera transporté par le gazoduc. La composition du gaz est approximativement la suivante : 91,1 %

de méthane, 6,1 % d'éthane, 2 % de dioxyde de carbone, 0,4 % de propane, 0,2 % d'azote et un total de 0,2 % de butanes, des pentanes plus et d'hélium. M&NPP estime qu'à une densité de 0,610, la masse totale de gaz qui serait libérée dans l'atmosphère par suite des opérations ou de fuites accidentelles ne dépasserait pas une tonne par an.

M&NPP estime qu'en mettant les choses au pire, il faudrait au plus dix à quinze minutes pour détecter une rupture de la canalisation principale. La rupture serait alors localisée, et isolée par la fermeture des vannes de sectionnement, et le personnel technique serait dépêché sur les lieux conformément au plan d'intervention d'urgence. M&NPP ne projette pas d'installer un système automatique de détection des fuites. Si une fuite était trop faible pour être détectée par le système SCADA, elle serait repérée par les patrouilles terrestres ou aériennes régulières, ou encore lors d'un relevé d'ionisation à flamme.

M&NPP a indiqué que la combustion d'un térajoule de gaz naturel produira environ 50 tonnes de dioxyde de carbone et que la plus grande partie de la charge intérieure de gaz se substituera aux sources d'énergie existantes qui émettent plus de gaz à effet de serre que le gaz naturel. En réponse aux intervenants qui s'inquiétaient du rôle joué par le gaz naturel dans les maladies causées par l'environnement, M&NPP a signalé que le gaz naturel a été largement utilisé à travers le monde sans qu'on n'ait constaté d'effets défavorables sur la santé. En plus de justifier un plan d'intervention d'urgence, la sécurité est traitée dans le document intitulé *Reference 37, Safety Instructions, of M&NPP's Construction Specifications* (spécifications de construction M&NPP, instructions sur la sécurité, renvoi 37), déposé avec la demande, qui définit les responsabilités de l'entrepreneur et de la compagnie, et qui traite des précautions et des pratiques de travail à observer.

La Commission estime que M&NPP a adopté les mesures appropriées pour traiter les problèmes de santé et de sécurité qui pourraient se poser.

Réglementation financière

Méthode de réglementation

M&NPP a indiqué qu'elle préférerait une réglementation basée sur les plaintes, comme c'est le cas pour les compagnies du groupe 2. Elle note cependant qu'il serait peut-être plus approprié d'attendre la tenue d'une audience avant de décider si le gazoduc appartient au groupe 1 ou au groupe 2. L'audience a normalement lieu juste avant que ne débute le service.

Un intervenant a demandé que l'ONÉ décide maintenant de réglementer M&NPP comme une compagnie du groupe 1, sous prétexte qu'il est important, surtout pendant les premières années suivant le démarrage, que l'ONÉ maintienne une surveillance active du coût du service de M&NPP. Cet intervenant a indiqué que la justification de la désignation demandée réside dans le fait que, pendant cette période, des changements surviendront probablement dans le coût du service, les volumes transportés et les tarifs.

Bien que le *Protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2* (6 décembre 1995) de l'ONÉ ne définisse aucun critère permettant de déterminer si une compagnie fait partie du groupe 1 ou du groupe 2, certains facteurs influent tout de même sur cette détermination. En voici quelques-uns : la taille des installations; le fait que le gazoduc transporte ou non des produits destinés à de tierces parties; le fait que le gazoduc soit réglementé ou non par la méthode traditionnelle du coût du service.

La Commission estime qu'en fonction de ces critères, M&NPP devrait être classée parmi les compagnies du groupe 1. La taille du gazoduc est comparable à celle de gazoducs d'autres compagnies du groupe 1 relevant de l'ONÉ; le gazoduc transportera vraisemblablement du gaz pour un certain nombre de tiers expéditeurs; M&NPP a demandé d'être réglementée financièrement selon la méthode traditionnelle du coût du service.

Recommandation 30

La Commission recommande à l'ONÉ de classer Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. dans les compagnies du groupe 1 aux fins de la réglementation en vertu de la *Loi sur l'Office National de L'Énergie*

La Commission note qu'il n'existe aucun lien direct entre la classification d'une compagnie aux fins de la réglementation et la classification de cette compagnie aux fins du recouvrement des frais. La partie du recouvrement des frais de l'ONÉ que M&NPP devra payer en vertu du *Règlement sur le recouvrement des frais* de l'ONÉ sera décidée ultérieurement.

Méthode basée sur le coût du service

M&NPP a demandé de pouvoir utiliser la méthode traditionnelle du coût du service basée sur le capital et les coûts d'exploitation prévus pendant une année d'essai, fixée à l'avance. En ce qui concerne le coût du service, M&NPP a demandé l'approbation des principes suivants : un amortissement annuel de 4 %; un impôt sur le revenu calculé selon la méthode de l'impôt exigible; l'amortissement sur sept ans de l'impôt associé à la capitalisation de la provision pour fonds utilisés pendant la construction.

La Commission juge raisonnable d'approuver les principes énoncés ci-dessus. Elle constate que les intervenants n'ont invoqué aucun argument à l'encontre de ces propositions. Si les circonstances le justifient, les intervenants pourront réexaminer ces principes au cours d'une audience ultérieure sur les droits.

Impôt sur le revenu

Au cours de la plaidoirie finale, un intervenant a soulevé une question qui n'avait pas été abordée au cours de l'audience. Il a demandé à l'ONÉ d'ordonner que tous les coûts déduits de l'impôt par les partenaires de M&NPP, avant que la compagnie n'entre en exploitation, soient reflétés dans sa base de taux et dans la structure de son capital, sur la base d'un rajustement d'impôt. Cette méthode tiendrait compte du fait que les coûts marginaux déboursés après impôt par

Recommandation 31

La Commission recommande, dans le cas de M&NPP, que l'ONÉ approuve l'adoption de la méthode du coût du service basée sur une année d'essai future.

les partenaires sont moindres que ceux que M&NPP se propose d'intégrer à sa base tarifaire et à la structure de son capital. Cet intervenant a déclaré que ce principe (empêchant les partenaires de profiter de la valeur de leur économie d'impôt aux dépens des expéditeurs) avait été appliqué par l'ONÉ dans des décisions prises envers d'autres compagnies. M&NPP a fait remarquer que cette question n'avait pas été abordée au cours de l'audience et que certaines hypothèses posées dans l'argumentation pouvaient ne pas être valides.

La Commission estime que cette question n'a pas été examinée de façon adéquate et qu'il est plus judicieux d'en reporter l'examen à une future audience sur les droits.

Coût du capital-actions ordinaire

Au cours de l'audience, les intervenants ont pris deux positions différentes en ce qui concerne le coût du capital-actions ordinaire. La première s'appuyait sur le cadre fourni par l'instance RH-2-94 pour déterminer un ratio de l'avoir ordinaire approprié de la compagnie, soit de 40 à 45 %, mais qu'afin de réduire au minimum les droits, il soit recommandé d'adopter un ratio de 25 %. Ce ratio proposé était combiné avec un rendement suggéré sur les actions de 13 %, résultant du taux de rendement d'environ 10,67 % pour 1997, rajusté de 125 à 150 points de base en raison de l'augmentation de l'effet de levier et de 75 à 100 points de base en raison du taux fixe de rendement des actions demandé sur cinq ans.

La seconde position était basée sur l'hypothèse voulant que les risques d'entreprise du gazoduc proposé correspondent environ à ceux des autres compagnies pipelinères réglementées par l'ONÉ et, partant, que le ratio de l'avoir de

M&NPP soit de 30 %. Cependant, l'intervenant a trouvé qu'on pouvait adopter un taux de 25 % si le rendement sur les actions était ajusté à 11,2 %, ce qui refléterait le rajustement mentionné dans les motifs de décision RH-2-94 pour 1997, qu'on avait fixé à 10,67 % pour tenir compte de l'effet de levier additionnel de la structure du capital. Selon cet intervenant, il n'était pas nécessaire de compenser le taux de rendement fixe demandé sur cinq ans.

La Commission estime que la détermination de la structure du capital d'une compagnie pipelinière commence par l'analyse des risques d'entreprise. La preuve présentée par M&NPP contenait une analyse des risques d'entreprise auxquels M&NPP serait exposée pendant l'exploitation, notamment les risques inhérents à l'approvisionnement, aux marchés que le gazoduc desservirait, aux ententes contractuelles concernant la vente du gaz, aux ententes de soutien, aux circonstances politiques et réglementaires et aux conditions d'exploitation du gazoduc. Parmi tous ces risques d'entreprise il en est un crucial : l'approvisionnement en gaz. Cependant, certains intervenants ont soutenu que le niveau de risque était surestimé, notamment parce que les ententes de soutien assurent une certaine sécurité.

La Commission reconnaît que, si on compare les risques d'entreprise de M&NPP à ceux des compagnies pipelinières actuellement réglementées par l'ONÉ, on peut affirmer qu'ils se comparent à ceux des autres compagnies du groupe 1. Elle en conclut que le rendement sur les actions ne doit pas subir de correction destinée à refléter le risque d'entreprise.

Droits et tarifs

M&NPP a demandé à l'ONÉ de délivrer une ordonnance concernant les droits et tarifs, en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, qui s'appliquerait aux services fournis par les installations proposées.

Recommandation 32

La Commission recommande à l'ONÉ d'utiliser un ratio du capital-actions ordinaire de 25 %, dans le cas de M&NPP. De plus, elle recommande que le rendement du capital-actions ordinaire du gazoduc soit fixé à 13 % pendant les cinq premières années du projet.

M&NPP a sollicité l'autorisation d'adopter la méthode des droits timbre-poste, basée sur le coût du service approuvé du gazoduc, qui établirait des taux uniformes de service de transport garanti pour tous les expéditeurs canadiens. Parallèlement à cette méthode, M&NPP a également demandé l'approbation d'une politique des latéraux destinée à favoriser le développement du marché du gaz naturel dans les Maritimes.

M&NPP a également déposé une ébauche de tarif, illustrée par des barèmes de droits, des conditions générales et des ententes de service de transport *pro forma*. M&NPP a proposé d'offrir les services suivants : le service de transport garanti de 365 jours, les services garantis en période de pointe de 151 jours et de 90 jours, et les services garantis hors pointe. Elle offrirait également le service interruptible. M&NPP a souligné qu'elle ne cherchait pas actuellement à obtenir l'approbation de ses tarifs, car elle a l'intention de déposer un exemplaire de ses tarifs révisés lorsqu'elle demandera l'approbation de ses droits et tarifs fixes finaux (au début de 1999).

Conception des droits et développement du marché

On peut concevoir de plusieurs manières les taux des gazoducs basés sur le coût du service. En voici trois : la conception de droits timbre-poste, la conception des droits point-à-point selon le volume-distance et la conception des droits de zone. Toutes ces méthodes donnent des droits justes et raisonnables si on les applique correctement aux circonstances particulières qui caractérisent chaque gazoduc.

M&NPP a proposé un droit timbre-poste simple pour chacun des cinq services de

transport qu'elle offre. Le droit de transport garanti 365 proposé (MN365) a été basé sur la prévision du coût du service annuel et sur la capacité contractuelle annuelle du gazoduc. M&NPP a supposé que la capacité contractuelle atteindrait 530 000 10⁶Btu par jour et elle a utilisé cette capacité aux fins de la répartition des coûts. Le droit MN365 calculé équivaut à 18,1116 \$/10⁶Btu par mois, ce qui représente un droit unitaire de 0,60 \$/10⁶Btu à un facteur de charge de 100 %.

M&NPP a indiqué que les droits et le service de transport qu'elle offre cherchent à favoriser le développement du marché du gaz en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick et à concurrencer les autres gazoducs qui desserviront les marchés clés dans le Nord-Est des États-Unis.

SOEP et M&NPP ont soutenu que le marché du Nord-Est des États-Unis constitue un marché de choix en raison de la valeur que prendra le gaz naturel sur ce marché, d'une part, et de la demande potentielle, d'autre part. Les promoteurs jugent que ce marché est essentiel à la faisabilité économique de la mise en valeur des gisements de gaz de l'île de Sable. Ils reconnaissent également que le gaz de l'île de Sable devra concurrencer le gaz provenant d'autres bassins d'approvisionnement situés en Amérique du Nord.

M&NPP a calculé que la desserte des marchés du Nord-Est des États-Unis à partir de la côte du golfe du Mexique ou des régions du centre du continent entraînerait un coût additionnel d'environ 1,00 \$ US/10⁶Btu. Cette valeur a servi à rajuster le prix du marché pour le service de transport sur la partie américaine du gazoduc M&NPP. On a calculé le droit qui tient compte de ce rajustement et il atteint la valeur d'environ 0,60 \$/10⁶Btu pour la partie canadienne du gazoduc.

M&NPP a également élaboré une politique, appelée politique des latéraux, dans le but de favoriser le développement des marchés du gaz naturel dans les Maritimes.

La canalisation principale initiale (au Canada et aux États-Unis) avait

610 millimètres de diamètre et devait transporter 440 000 10^eBtu par jour. Cette situation aurait engendré des droits d'environ 0,60 \$/10^eBtu. La demande de service émanant des clients des Maritimes a convaincu M&NPP que, pour répondre plus économiquement aux estimations du marché canadien initial, elle devait opter pour une canalisation de 762 millimètres. Avec une canalisation plus grosse et une demande contractuelle anticipée de 530 000 10^eBtu par jour, les droits de la canalisation principale baisseraient jusqu'à environ 0,52 \$/10^eBtu. Par conséquent, la différence entre 0,60 \$/10^eBtu et 0,52 \$/10^eBtu permettrait à M&NPP de consacrer à ces latéraux environ 1,3 million de \$ en capital par millier de Btu de charge journalière raccordée.

M&NPP a proposé d'appliquer cette politique des latéraux de la manière suivante : si un latéral proposé et la demande contractuelle afférente à ce latéral engendraient suffisamment de revenus (sur la base d'un droit d'essai de 0,60 \$/10^eBtu) pour couvrir le coût du service annuel, M&NPP construirait le latéral sans que l'expéditeur ne soit astreint à une participation supplémentaire. Si par contre un latéral n'engendrait pas assez de revenus pour couvrir le coût du service, M&NPP demanderait à l'expéditeur de compenser la différence (aide à la construction).

Les intervenants en faveur de la politique des latéraux de M&NPP ont fait ressortir les avantages qui découleraient de son adoption, entre autres, une plus grande pénétration des marchés du gaz et une viabilité économique accrue pour M&NPP. Les intervenants opposés à cette politique ont soutenu qu'elle causerait un interfinancement plus important, qu'elle serait économiquement inefficace, qu'elle freinerait la concurrence relativement à la construction des latéraux et qu'elle susciterait des contestations au sujet de la compétence sur les latéraux.

Certaines parties intéressées, en Nouvelle-Écosse, se sont opposées à la conception des droits timbre-poste, en particulier celles qui peuvent s'approvisionner en gaz à proximité de l'usine de gaz de Goldboro. Ces intervenants estimaient que les droits

devraient traduire la distance réelle que le gaz franchit dans le gazoduc. Ces mêmes intervenants contestaient les estimations du coût avancées par M&NPP relativement à la construction de latéraux en Nouvelle-Écosse, affirmant qu'ils étaient en mesure de construire ces latéraux à moindre coût et qu'on devrait leur confier cette tâche. Ces intervenants privilégient la conception des droits point-à-point selon le volume-distance qui, selon eux, devrait être approuvée. Selon cette conception, les frais liés à la demande par unité de volume sont proportionnels à la distance sur laquelle le gaz est transporté dans la canalisation principale. On établit la composante volume en se basant sur la demande de volume journalière maximale que l'expéditeur peut satisfaire en vertu de son contrat. On établit la composante distance en se basant sur la longueur de canalisation principale utilisée pour le service de transport.

M&NPP a déclaré que le calcul des droits basés sur la distance ne constituait pas une base valable si on veut que ces droits reflètent l'origine du coût. Sans les capitaux engagés dans la construction de l'ensemble du réseau pipelinier, le gaz ne serait pas acheminé, quelle que soit la distance à couvrir. M&NPP a également défendu son point de vue sur le coût des latéraux qu'il juge plus fondé que celui avancé par les intervenants. De plus, M&NPP a fait valoir que la méthode du droit timbre-poste et la politique des latéraux sont indissociables et que les droits basés sur la distance ne favoriseraient pas la construction des latéraux nécessaires au développement des marchés dans les Maritimes.

À mesure que l'audience progressait et tandis que les parties vantaient les mérites respectifs de ces conceptions des droits, il est apparu que c'est la situation de l'expéditeur éventuel, par rapport au gazoduc, qui lui dictait généralement sa position. Étant donné que les deux camps restaient sur leurs positions, la Commission a tenté, au moyen de questions, de trouver un terrain d'entente quant aux conceptions des droits. Cette démarche a abouti au dépôt, le 19 juin 1997, d'un document contenant une position conjointe sur les droits et les

latéraux (la position conjointe), négociée par M&NPP, SOEP, la province du Nouveau-Brunswick et la province de la Nouvelle-Écosse, et appuyée par elles. Mais en réplique, la province de la Nouvelle-Écosse a retiré son appui à la position conjointe.

Les principaux éléments de la position conjointe relative aux droits étaient les suivants : l'appui à la conception des droits timbre-poste; un escompte de 10 % sur les droits de service garanti aux points de livraison situés en Nouvelle-Écosse pendant les huit premières années et un escompte de 4 % pendant les deux années suivantes; un escompte de 4 % sur les droits de service garanti aux points de livraison situés au Nouveau-Brunswick pendant les trois premières années; la condition que M&NPP répercute toute perte de revenu associée aux escomptes en rajustant le plan d'amortissement lors du calcul du coût de service.

La position conjointe comprenait les principales dispositions suivantes relativement aux latéraux : l'appui à la politique des latéraux demandée par M&NPP; l'engagement de M&NPP d'élaborer les plans de travail à appliquer aux latéraux vers Halifax et Saint-Jean de manière à faciliter la date de mise en service du 1^{er} novembre 1999; les latéraux vers Halifax et Saint-Jean devaient relever de la compétence fédérale; l'engagement de M&NPP d'accepter que les latéraux futurs relèvent de la compétence provinciale, comme le souhaite la province; l'engagement de M&NPP d'élaborer les plans de travail à appliquer aux futurs latéraux vers le Cap-Breton et le nord du Nouveau-Brunswick; l'engagement de SOEP d'affecter 10 000 10^eBtu par jour à la distribution locale prévue pour chaque province, pendant les trois premières années.

De l'avis de la Commission, le principal objectif de SOEP/M&NPP est de permettre au gaz naturel d'atteindre les marchés des Maritimes. Dans ce contexte, ce qui guide la Commission, c'est le principe d'assurer la viabilité économique de SOEP/M&NPP tout en instaurant une solide structure de développement des marchés du gaz naturel dans les Maritimes.

La Commission est convaincue que l'approbation de la conception appropriée des droits est liée à divers facteurs de développement du marché : premièrement, SOEP/M&NPP constitue la pierre angulaire de l'activité future; deuxièmement, la construction de latéraux permettra aux marchés des Maritimes d'avoir accès au gaz naturel et favorisera la croissance de ces marchés; troisièmement, il est important de reconnaître les positions relatives des différents groupes d'expéditeurs tout en préservant la viabilité économique globale du gazoduc.

Dans les situations où une compagnie pipelinière transporte du gaz pour d'autres parties, il est nécessaire d'établir des droits qui garantissent un équilibre entre les intérêts de ceux qui ont investi dans la construction du gazoduc et ceux des expéditeurs qui en assument finalement les frais. Pour atteindre cet équilibre il faut conjuguer les éléments suivants : la répartition du risque, l'assurance d'un rendement raisonnable des investissements consentis et l'assurance que les coûts assumés correspondent aux coûts des services fournis.

Dans les industries réglementées, on peut utiliser plusieurs méthodes pour atteindre cet objectif. La méthode traditionnelle du coût du service, utilisée pour établir les droits et qui a servi de base aux discussions menées au cours de l'audience, est essentiellement un processus en deux étapes. Dans la première, on détermine le coût du service annuel ou le besoin en revenus du gazoduc, c'est-à-dire ce que coûte un gazoduc pour livrer sa capacité au cours d'une année fixée à l'avance. Dans la deuxième, on répartit l'ensemble de ces coûts entre les différents clients des différentes catégories de service. Cette étape est couramment appelée la conception des droits.

Les droits doivent être «justes et raisonnables» en ce sens qu'ils doivent fournir au propriétaire du gazoduc une occasion équitable de recouvrer ses coûts et d'obtenir un rendement raisonnable sur ses investissements sans créer d'inégalités notables dans les frais ou dans la fourniture des services.

Vu l'importance qu'elle attache à l'introduction du gaz de l'île de Sable dans les Maritimes, la Commission a tendance à considérer que la conception des droits et la politique des latéraux forment un tout. Elle a été attirée par la conception des droits timbre-poste et la politique des latéraux de M&NPP parce qu'elles doivent constituer une solide base économique pour le gazoduc au cours des premières années de son exploitation et que la politique des latéraux de M&NPP offre le potentiel de développement le plus intéressant pour le marché des Maritimes.

La Commission estime en outre que la méthode des droits timbre-poste proposée par M&NPP se justifie strictement en fonction des principes de la conception des droits. Elle reconnaît que, sans SOEP et M&NPP et l'existence du marché du Nord-Est des États-Unis vers lequel on peut acheminer une partie substantielle de la production de SOEP, le transport du gaz ne serait pas rentable, même lorsqu'il se fait vers les endroits situés à proximité de la zone de production de l'île de Sable. La mise en valeur des réserves de l'île de Sable n'est rentable que s'il est initialement payant de transporter des volumes suffisants vers un marché existant.

La conception des droits timbre-poste se justifie également par le fait que le gazoduc peut être inversé pour assurer la fiabilité du service et qu'il sera possible de transporter du gaz du réseau des États-Unis vers le gazoduc M&NPP. Des échanges et des substitutions de gaz seront également possibles, si bien que des acheteurs canadiens pourront acheter du gaz aux centres de distribution nord-américains (y compris du gaz de l'Ouest canadien) sans qu'il y ait transfert physique. Les droits timbre-poste impliquent qu'un expéditeur livrant du gaz à un endroit situé n'importe où le long du gazoduc pourra effectuer ces transactions sans avoir à payer de droits supplémentaires quant à la partie canadienne du gazoduc appartenant à M&NPP.

La Commission estime que la méthode des droits timbre-poste convient dans le cas de la demande déposée par M&NPP, mais elle

constate aussi qu'au cours de l'audience les intervenants du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse étaient campés sur leurs positions pendant la discussion portant sur la méthode des droits, et elle craint que la méthode simple des droits timbre-poste proposée par M&NPP soit jugée inacceptable par la majorité des intéressés néo-écossais.

La Commission a examiné la position conjointe sur les droits et les latéraux dans le contexte des *Lignes directrices sur les règlements négociés* de l'ONÉ. Elle s'inquiète du fait que la Nouvelle-Écosse a retiré son appui à la position conjointe durant la réplique. Elle estime que la position conjointe constitue en l'occurrence la meilleure solution parce qu'elle répond aux objectifs de base d'une conception des droits justes et raisonnables, qui favorise le développement des marchés du gaz dans les Maritimes et qui incorpore, par le biais d'escomptes, la position de la Nouvelle-Écosse axée sur la distance. De plus, la Commission est convaincue que les intérêts néo-écossais ne seront pas lésés soit parce que les parties bénéficieront des services fournis par M&NPP, soit parce qu'elles choisiront de contourner le gazoduc M&NPP.

Recommandation 33

La Commission recommande à l'ONÉ que les dispositions concernant la conception des droits et les latéraux, contenues dans la position conjointe sur les droits et les latéraux figurant à l'annexe V du présent rapport, soient approuvées.

Cadre environnemental

Milieu physique

Le couloir pipelinier traverse six régions physiographiques. Le plateau atlantique (kilomètre 0 au kilomètre 28) est caractérisé par un faible relief en bosses et en creux. La roche en place peu profonde fait habituellement obstacle au drainage et favorise la formation de tourbières. Les 207 kilomètres suivants croisent trois basses terres, soit Antigonish-Guysborough, Hants-Colchester et Cumberland-Pictou, qui font partie de la plaine des Maritimes et comportent de petites collines. Les 269 kilomètres suivants traversent les basses terres du Nouveau-Brunswick qui affichent les mêmes caractéristiques. Enfin, les 55 derniers kilomètres parcourent les hautes terres de Magaguadivic, ceinture à relief relativement plat intercalée entre les collines au nord et au sud. Le terrain est ondulé et comporte par endroits des accidents géographiques d'importance variable.

Les types de roche prédominants des hautes terres appartiennent au groupe de Meguma, constitué de roches dures métamorphiques. Les basses terres de la Nouvelle-Écosse renferment des roches sédimentaires du Carbonifère, tandis que les basses terres du Nouveau-Brunswick sont composées de roches sédimentaires du Pennsylvanien. Des dolines gypseuses se rencontrent dans les régions à relief irrégulier à roche calcaire.

La région à l'étude est couverte en grande partie d'un till dont les particules rocheuses sont de taille variable, allant de l'argile au bloc. Les sédiments superficiels comprennent aussi des dépôts fluvio-glaciaires, de même que des dépôts organiques et des dépôts fluviaux en bordure des vallées fluviales.

Il n'y a aucune zone désignée de protection des eaux souterraines dans la région d'étude. La distribution des puits privés et publics n'a pas encore été définie. La qualité de l'eau est jugée satisfaisante aux fins d'usage domestique, mais la teneur élevée en fer ou en manganèse soulève des inquiétudes; en outre, on observe parfois des intrusions d'eau salée près des secteurs côtiers.

Écosystème terrestre

Le couloir pipelinier traverse la forêt acadienne qui est caractérisée par des pessières rouges entrecoupées de peuplements de sapin baumier, de bouleau jaune, d'érable à sucre, de pin rouge, de pin blanc et de pruche du Canada. On y compte 57 espèces de mammifères indigènes du Nouveau-Brunswick et 54 de la Nouvelle-Écosse, dont des herbivores comme le cerf et l'orignal, des insectivores comme la chauve-souris, des carnivores comme le lynx roux, et des omnivores comme l'ours et le renard. La répartition des oiseaux dans les deux provinces est en grande partie déterminée par le couvert végétal. La forêt acadienne est une zone de transition et peut abriter une grande variété d'oiseaux à la limite de leur aire géographique. Près de 25 espèces d'amphibiens et de reptiles sont présentes dans les deux provinces, dont diverses espèces de salamandres, de grenouilles, de tortues et de serpents.



Les habitats sensibles et critiques comprennent les aires d'hivernage éventuelles des cerfs et des orignaux ainsi que les régions écologiquement sensibles ou d'importance écologique. Des aires d'hivernage ont été repérées le long du tracé du couloir privilégié. Douze régions écologiquement sensibles avoisinent le tracé proposé. Trois zones renferment un important habitat faunique. Plusieurs zones de vieille forêt longent également le couloir privilégié. Aucun parc national ou provincial ni aucune réserve écologique n'est situé à l'intérieur des limites de ce couloir. À Indian Man Lake, une vieille

chênaie qui est protégée aux termes de la *Nova Scotia Special Places Protection Act* (loi sur la protection des lieux spéciaux de la Nouvelle-Écosse) chevauche la limite nord du couloir.

Écosystème aquatique

En Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, les eaux douces occupent respectivement près de 4 % et 2 % de la superficie totale du territoire. Les précipitations annuelles moyennes s'élèvent à 1300 mm et 1050 mm. La plupart des bassins hydrographiques de la Nouvelle-Écosse couvrent une petite superficie; deux grands bassins versants sont situés sur la ligne de partage des eaux est-ouest. Le Nouveau-Brunswick compte sept bassins versants, dont trois sont traversés par le tracé du couloir privilégié.

Deux cent vingt-neuf cours d'eau chevauchent le couloir privilégié. Dix lacs sont situés à l'intérieur du couloir, mais aucun ne le traverse complètement.

Le saumon de l'Atlantique, l'omble de fontaine et l'achigan à petite bouche sont les principales espèces de poisson dans la région à l'étude. Parmi les autres espèces probablement présentes, mentionnons la truite brune, l'alose savoureuse, l'anguille d'Amérique, l'éperlan arc-en-ciel, le brochet et la perchaude. En Nouvelle-Écosse, le saumon de l'Atlantique fréquente la rivière St. Mary's Nord, la rivière St. Mary's Est, le bras ouest de la rivière East, la rivière West à Pictou, la rivière Wallace, la rivière Phillip et la rivière Tidnish, dont le bras ouest de la rivière Tidnish.

Au Nouveau-Brunswick, les cours d'eau qui ont toujours abrité des saumons de l'Atlantique le long du couloir privilégié sont les rivières Cocagne, Saint-Jean, Magaguadivic, Digdeguash, Petite Rivière, Scoudouc et Ste-Croix. Des programmes d'empoissonnement ont été mis en oeuvre dans divers cours d'eau interceptés par le couloir.

Au total, 375 milieux humides chevauchent le couloir (146 en Nouvelle-Écosse et 229 au Nouveau-Brunswick). Leur superficie varie de 0,5 hectare à près de 60 hectares. Trois milieux humides de

la Nouvelle-Écosse et dix du Nouveau-Brunswick procurent un important habitat palustre. En outre, Canards Illimités a mis en oeuvre dix projets d'aménagement des milieux humides à proximité de la région à l'étude, soit sept en Nouvelle-Écosse et trois au Nouveau-Brunswick.

Consultation publique

Comme ce fut le cas pour SOEP, le public s'est interrogé sur le caractère adéquat du processus de consultation publique utilisé dans le cas du projet M&NPP.

M&NPP a déclaré avoir mis en application, dès la fin de l'année 1995, un programme de consultation publique étendu, ouvert et complet, dans le but d'expliquer le projet et ses effets socio-économiques et environnementaux éventuels. On a organisé trois séries de séances porte ouverte comprenant plus de 60 réunions et séances générales d'information auxquelles ont assisté quelque 2 600 personnes. On a publié et distribué de nombreux bulletins. Une ligne téléphonique sans frais a été installée. Tous les propriétaires des terrains éventuellement visés par le couloir (plus de 4 000) ont été avisés individuellement et priés d'assister aux séances porte ouverte afin d'être mieux renseignés sur la construction du gazoduc et sur ses répercussions éventuelles. Lors des séances porte ouverte, le public a eu l'occasion d'émettre ses commentaires sur des couloirs généraux de rechange. On a déterminé un couloir privilégié en fonction de la rétroaction des propriétaires aux contraintes spécifiques qu'imposent le projet. Le couloir privilégié, d'une largeur d'un kilomètre, a été présenté aux intervenants au cours d'une deuxième série de séances publiques, et cette participation du public a en grande partie dicté les ajustements qui ont été apportés par la suite au tracé du couloir. Afin de ne pas avoir à subir de reproches éventuels, M&NPP s'est engagée à favoriser la consultation permanente des propriétaires et des organismes publics locaux.

M&NPP a déclaré que, grâce à son programme de consultation publique, la collectivité élargie, les groupes d'intérêt public et les groupes d'intervenants, les organismes gouvernementaux clés et

d'autres parties ont eu l'occasion d'examiner le projet et d'exprimer leur opinion assez tôt dans le déroulement du processus d'évaluation des répercussions du projet sur l'environnement. En prenant aussi rapidement connaissance des données du projet, les participants ont pu influencer sur l'emplacement du couloir privilégié et participer aux études environnementales et socio-économiques en cours.

M&NPP a soutenu qu'en plus de son programme de consultation générale, elle a tenu des consultations intensives et fructueuses avec les organismes de défense des propriétaires et des ressources naturelles tels que les groupes de l'industrie forestière et de l'agriculture. Parmi ces activités de consultation, citons :

- entrer en contact, en novembre 1995, avec tous ces organismes situés en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick;
- fournir des informations lors des assemblées annuelles de ces organismes;
- prendre contact avec les entreprises, le gouvernement et les services publics propriétaires, par correspondance, et lors de 94 réunions tenues à cet effet;
- inviter les 26 organismes de propriétaires à participer aux comités de consultation, invitation à laquelle 15 d'entre eux ont répondu favorablement;
- rédiger, en collaboration avec les comités de consultation, une lettre d'engagement traitant la majorité des questions touchant les propriétaires;
- tenir, au cours de l'année dernière, quelque 70 réunions avec la *Maritimes Landowners Pipeline Association* (association pipelinière des propriétaires des Maritimes).

M&NPP croit que, grâce à son programme de consultation publique, les questions les plus importantes préoccupant les principaux intéressés ont été bien identifiées. M&NPP a déclaré que personne n'avait remis en question le processus de consultation lui-même au cours de l'audience, et que ce processus avait permis de relever et de résoudre efficacement les problèmes qui se posaient.

Les représentants de M&NPP ont témoigné de leur intention d'être des

membres responsables des collectivités de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick pendant de nombreuses années et ils se sont engagés à continuer de consulter toutes les parties intéressées ou touchées par la construction du gazoduc. Le processus ouvert de communication, proposé par le promoteur, a pour but de fournir à tous l'occasion de se sensibiliser et de participer équitablement et en permanence aux phases de construction, d'exploitation et de la mise hors service des installations du projet.

La Commission a examiné le programme de M&NPP à la lumière des quatre questions qui mettaient en cause son opportunité. Elle a conclu qu'en général le programme était satisfaisant et qu'il était conçu pour sensibiliser le public au projet au début du processus de planification. Elle a estimé qu'un seul point était négatif : les rapports avec les collectivités autochtones, qui sont traités au chapitre 4.

La Commission estime que, dans l'ensemble, le public a eu tout le loisir de prendre connaissance du projet et de soulever des questions à son sujet. Il est manifeste que le point de vue du public a influencé le tracé projeté. Toutes les questions pertinentes soulevées par le public durant le processus d'audience ont été précisées au cours de la consultation entreprise par M&NPP. Finalement, en cas d'approbation du projet, M&NPP s'engage à mettre en place un programme permanent de consultation et de sensibilisation.

Questions environnementales

Cadre d'analyse

Les effets éventuels du projet M&NPP sur le milieu terrestre sont principalement associés aux travaux de construction du gazoduc. La Commission a élaboré un cadre pour discuter de ces questions. En premier lieu, les menaces et risques généraux pour l'environnement liés au projet seront examinés. La probabilité que ces menaces et risques se concrétisent dépend de la planification et de l'exécution du projet ainsi que de la sensibilité de l'environnement aux perturbations. Puis, les effets particuliers des activités du projet sur divers composants de l'environnement seront évalués.

Des risques environnementaux dus aux travaux de construction et aux travaux entrepris dans le cadre du projet peuvent provenir de plusieurs sources, notamment les méthodes de construction, les pratiques opérationnelles, les émissions atmosphériques et les accidents.

Les composantes de l'environnement vulnérables varieront en fonction du tracé précis du gazoduc et des mesures de protection. Les intervenants ont soulevé plusieurs préoccupations concernant le projet M&NPP, dont ses effets éventuels sur les cours d'eau, le poisson et son habitat, l'exposition des vieilles forêts aux roches acidogènes et les effets cumulatifs.

Interaction du projet et de l'environnement

Sédimentation des cours d'eau

Le gazoduc franchira 229 cours d'eau, allant de cours d'eau intermittents à une grande rivière. Certains de ces cours d'eau sont des rivières fréquentées par le saumon de l'Atlantique. Ce poisson est une importante ressource sur le plan environnemental, récréatif, patrimonial et commercial dans les Maritimes. Il est donc normal que les répercussions du franchissement de cours d'eau sur le saumon suscitent beaucoup d'intérêt. Les préoccupations particulières à cet égard visent la destruction de la ressource et de son habitat, l'état d'avancement des études d'impact et les mesures d'atténuation des dommages éventuels.

Drainage acide

Il peut y avoir drainage acide lorsque des roches renfermant des minéraux sulfurés sont perturbées, se fissurent et sont ainsi exposées à l'air et à l'eau. Plusieurs secteurs en bordure du couloir reposeraient sur des formations rocheuses acides. Durant la construction du gazoduc, une tranchée sera excavée à une profondeur de deux à trois mètres. Or, dans les secteurs renfermant des roches acides, les morts-terrains se trouvent habituellement à une plus grande profondeur. Donc, le drainage acide posera un problème seulement dans les endroits où la roche en place affleure ou est peu profonde.

Défaillances et accidents

Des défaillances (fuites, bris) et des accidents (incendies, explosions) peuvent entraîner des blessures, la perte de vies humaines ou des dommages à l'environnement. Afin de réduire de tels risques, M&NPP élaborera une série de plans de surveillance et d'intervention en cas d'urgence dans le cadre de son plan de gestion de l'environnement. Elle préparera un manuel de procédures d'urgence, un plan de gestion des liquides et un plan de sécurité de la construction. Ces documents tiendront compte des points soulevés pendant les discussions courantes et permanentes avec les gouvernements, les intervenants et les groupes communautaires, de manière à répondre aux besoins locaux.

Effets sur les composantes environnementales importantes

Franchissement des cours d'eau et poisson

Les intervenants ont estimé que le franchissement de cours d'eau ne pouvait être évité lors de la construction du gazoduc. Ils ont donc exigé la prise de précautions pour éviter d'altérer ou de perturber l'habitat, de nuire au passage du poisson ou de causer la mort de poissons. Le rejet de sédiments en suspension dans les cours d'eau a été jugé particulièrement préoccupant pour le poisson et son habitat durant toutes les étapes du franchissement des cours d'eau, dont la construction des voies d'accès, la préparation du terrain, l'excavation de la tranchée, les travaux de pose et de restauration. Les études

indiquent que les effets du rejet de sédiments sur le poisson sont fonction du volume de sédiments rejetés et de la durée des rejets. Les poissons adultes sont moins sensibles aux solides en suspension, les principales répercussions sur les populations de poisson se traduisant par une mortalité accrue des oeufs, l'éclosion limitée des oeufs et l'émergence plus problématique des larves. Parmi les répercussions éventuelles sur le poisson et son habitat, mentionnons aussi les effets sur les proies, qui peuvent être perturbées par des concentrations élevées de sédiments en suspension, soit par mort directe, déplacement ou destruction de l'habitat.

Les intervenants ont proposé plusieurs mesures pour atténuer les répercussions éventuelles. Ils ont notamment recommandé de limiter la construction des franchissements à la période allant de la mi-juin à la mi-septembre. Cette période survient après la frai du saumon et les premiers stades du cycle biologique. Néanmoins, les intervenants craignaient que M&NPP soit incapable de terminer tous ses travaux pendant cette période. Ils doutaient qu'elle puisse respecter son échéancier si le temps est pluvieux pendant une période prolongée. Ils étaient sceptiques, même si M&NPP affirmait que la majeure partie des franchissements prendraient de quelques heures à trois jours au maximum, que trois équipes seraient affectées à cette tâche et que des équipes supplémentaires seraient formées au besoin. Leur inquiétude découle en partie du fait que M&NPP ne s'est pas spécifiquement engagée à limiter les travaux de construction à cette période de trois mois.

Une deuxième mesure d'atténuation consiste à limiter la méthode de construction. Pour franchir un cours d'eau, on peut recourir au forage dirigé, par passage dans l'eau ou à sec. Le forage à sec est recommandé lorsque le cours d'eau est tari ou lorsqu'on peut détourner l'eau de manière que le chantier reste sec. Le forage par passage dans l'eau nécessite des travaux de construction en eau vive selon un plan détaillé. Enfin, le forage dirigé implique l'aménagement d'une aire de transit et d'une aire de réception, le forage d'un tunnel sous le lit du cours d'eau et la mise en place du gazoduc dans le tunnel. Des intervenants

ont mentionné que le franchissement de toutes les rivières à saumon par forage dirigé devrait être envisagé. À leur avis, aucune autre méthode ne garantira l'intégrité du lit des cours d'eau. D'autres intervenants ont reconnu que M&NPP peut procéder au franchissement de cours d'eau tout en limitant le plus possible les effets négatifs sur l'environnement si elle applique les mesures d'atténuation proposées par ses consultants et les recommandations formulées en matière de protection de l'environnement lors des audiences. Toutefois, même ces intervenants étaient réticents, car les études de franchissement particulières à chacun des sites ne seront disponibles que lorsque le tracé détaillé sera décidé.

Un autre intervenant, qui a reconnu que le forage dirigé n'est pas une technique appropriée pour tous les franchissements de cours d'eau, a demandé que toutes les rivières du Nouveau-Brunswick identifiées comme rivières à saumon par le ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, qui ne figurent pas dans la demande du promoteur sur la liste des rivières pour lesquelles on envisage un franchissement par forage dirigé, soient ajoutées à la liste.

Une troisième mesure est de souscrire à la politique d'aucune perte nette de l'habitat du poisson. Conformément à cette politique, il faut éviter tout franchissement problématique et réduire le plus possible les effets négatifs comme l'envasement. Lorsque des répercussions négatives sont inévitables, des mesures d'atténuation doivent être prises, notamment sous la forme de création d'un nouvel habitat similaire ailleurs. Tout nouvel habitat proposé sera l'objet d'un examen réglementaire et d'une approbation.

Enfin, les intervenants ont insisté sur la nécessité de mettre en place des systèmes efficaces de surveillance et d'application des activités qui se déroulent pendant et après la construction. Ils ont recommandé que des études de franchissement propres aux sites soient soumises à un examen public. Ils ont également fait ressortir la nécessité de confier des activités de surveillance à une tierce partie. Les questions liées à la surveillance et à

l'application sont examinées dans la dernière partie de la présente section.

M&NPP a affirmé qu'elle et ses consultants avaient très bien cerné les répercussions du projet sur les cours d'eau, le saumon de l'Atlantique et les autres formes de vie aquatique. Elle a mentionné qu'elle était soutenue à cet égard par sa compagnie mère, Westcoast Inc., qui possède une vaste expérience de la construction et de l'aménagement des cours d'eau dans une optique respectueuse de l'environnement. M&NPP s'est appuyée sur ce soutien et continuera de le faire. Elle a avancé que son approche et les techniques particulières étaient définies dans sa demande, dans les réponses aux demandes de renseignements et dans le contre-interrogatoire. Elle a soutenu que les méthodes de forage dirigé, par passage dans l'eau et à sec se dérouleront de manière acceptable sur le plan de l'environnement.

Les General Construction Specifications and Standard Construction Drawings (devis général et spécifications de construction) de M&NPP décrivent les exigences générales relatives à tous les franchissements de cours d'eau. Les mesures particulières visant à atténuer les répercussions sur l'habitat aquatique seront déterminées pendant le processus de sélection du tracé de la servitude de 25 mètres. M&NPP a l'intention de mettre en place le gazoduc dans les cours d'eau entre la mi-juin et la mi-septembre. Si elle n'est pas en mesure de terminer les travaux de construction pendant cette période, elle consultera les organismes fédéraux et provinciaux de réglementation et déterminera si des mesures additionnelles sont requises. M&NPP s'est engagée à respecter la politique d'aucune perte nette d'habitat du poisson et de préserver l'habitat du poisson à tous les points de franchissement. M&NPP a entrepris d'utiliser le guide du MPO sur le franchissement des cours d'eau pour rassembler de l'information et déterminer les mesures d'atténuation requises.

Dans le choix de la méthode de franchissement appropriée à chaque site, M&NPP tiendra compte de divers facteurs liés à l'environnement, à l'aspect technique et au mode d'utilisation des terres ainsi que

La Commission recommande que des plans de construction soient établis pour chaque franchissement de cours d'eau, en consultation avec les organismes de réglementation compétents. Les études à l'appui devraient porter sur toutes les rivières à saumon qui seront franchies par le gazoduc. Le cas échéant, les plans de construction peuvent inclure des devis et spécifications; ils doivent aborder à tout le moins les questions de la lutte contre l'érosion et la sédimentation, les besoins en dynamitage, la remise en état de l'habitat et la restauration du site, le cas échéant. Ils doivent être complétés au moins soixante (60) jours avant le début des travaux de construction et être remis aux parties intéressées qui feront leurs commentaires, ainsi que soumis aux organismes de réglementation.

des coûts. M&NPP a estimé que 36 ou 37 cours d'eau devraient être franchis par forage dirigé ou par passage dans l'eau. La méthode de forage à sec sera utilisée dans tous les autres cas. La compagnie mènera un programme de surveillance du substrat dans la zone éventuelle d'impact, entre 400 et 500 mètres en aval de chacun des points de franchissements par passage dans l'eau afin de déterminer toute exigence éventuelle en matière de mise en valeur. Ce programme sera mis en oeuvre en consultation avec les organismes de réglementation.

En ce qui a trait au forage dirigé proposé dans tous les cours d'eau à saumon, M&NPP a indiqué qu'une telle proposition ne prenait pas en compte les conséquences éventuelles de cette méthode de forage. Mentionnons notamment une présence humaine prolongée dans le cours d'eau, la pollution sonore associée à l'exploitation de la plate-forme de forage, les problèmes de gestion des fluides de forage et la possibilité d'un échec. Dans ce dernier cas, il pourrait y avoir augmentation de la charge de sédiments ou nécessité de procéder de toute façon à un forage par passage dans l'eau et ce, à un moment moins opportun de l'année.

La Commission reconnaît l'importance de

protéger le saumon de l'Atlantique et tout autre stock de poisson. Elle estime que les franchissements de cours d'eau doivent être faits en conformité avec la politique d'aucune perte nette de l'habitat du poisson. Toutes les parties s'entendent sur la priorité à accorder à cette politique. En outre, la Commission prend note de l'engagement pris par M&NPP d'examiner les préoccupations concernant la pêche et de consulter les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux sur toutes les questions liées à la pêche. Elle estime généralement que M&NPP a fourni de bons renseignements quant aux effets environnementaux négatifs éventuels qui sont associés aux franchissements de cours d'eau et aux mesures à prendre pour les prévenir ou les atténuer. Elle reconnaît le besoin que la méthode la plus appropriée de franchissement doit faire l'objet d'une étude exhaustive. Toutefois, elle reconnaît que des études propres aux sites n'ont pas encore été faites pour ce qui est du choix du tracé définitif du gazoduc. Pour que les parties intéressées et les organismes de réglementation aient le temps d'examiner les études et d'offrir leurs commentaires, ces études doivent être faites bien avant le début des travaux de construction.

La Commission note que M&NPP a estimé que 36 ou 37 des 229 franchissements de cours d'eau devaient être réalisés par forage dirigé ou par passage dans l'eau. Ces franchissements viseront probablement d'importantes rivières à saumon. La Commission craint que M&NPP ne se soit pas engagée explicitement à procéder à ces travaux durant la période visée, et en particulier à achever les travaux avant le 15 septembre. Elle convient qu'un certain retard pourrait survenir et que, dans certaines circonstances et sous réserve d'une autorisation réglementaire, un report au-delà du 15 septembre pourrait ne pas causer de problèmes. Cependant, aucun retard n'est acceptable s'il est dû à l'établissement inadéquat d'un calendrier et à l'absence d'un plan d'urgence approprié, et s'il entraîne des répercussions négatives importantes.

Recommandation 35

La Commission recommande que M&NPP soit tenue de préparer, au moins soixante (60) jours avant le début des travaux de construction, un rapport sur l'ordonnancement des franchissements de cours d'eau en coopération avec les organismes de réglementation compétents. Le rapport examinera les mesures d'urgence pour régler les problèmes éventuels. Il sera mis à la disposition de toutes les parties intéressées qui en font la demande.

De plus, la Commission recommande que, au moins trente (30) jours ouvrables avant le début des travaux de construction du gazoduc, M&NPP soumette aux organismes de réglementation compétents des renseignements supplémentaires concernant les franchissements de cours d'eau. Ces renseignements comprendront :

- a) les plans de construction des franchissements;**
- b) la durée projetée des travaux de franchissement;**
- c) les restrictions temporelles touchant les travaux menés dans les cours d'eau qui ont été établies par les organismes de réglementation;**
- d) un plan de lutte contre l'érosion et la sédimentation;**
- e) les mesures d'atténuation et de remise en état propres à chaque site, qui auront été déterminées en consultation avec les organismes de réglementation;**
- f) en cas de forage dirigé, le plan de gestion détaillé du fluide de forage décrivant les méthodes de confinement, de stockage, d'élimination et(ou) de recyclage du fluide de forage;**

g) s'il faut procéder au dynamitage, le plan de dynamitage, y compris les commentaires formulés par le ministère des Pêches et des Océans;

h) une preuve démontrant que toutes les questions soulevées par les organismes de réglementation ont été examinées de façon appropriée, y compris toutes les mises à jour requises des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été décelées;

i) une preuve démontrant que la méthode de construction projetée et les mesures d'atténuation et de remise en état propres aux sites sont conformes aux lois fédérales et provinciales;

j) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement.

Qualité de l'eau

Le drainage acide sera particulièrement préoccupant aux points de franchissement des cours d'eau, car les possibilités d'affleurement de la roche en place sont plus grandes à ces endroits et les travaux d'excavation se feront à une profondeur plus grande que la normale. M&NPP a déclaré qu'il pourrait y avoir des roches acides le long de 31 des 558 kilomètres du couloir. Selon toute probabilité, elles ne seront présentes que dans une petite portion des 31 kilomètres. M&NPP s'est engagée à procéder à des études géotechniques de ces zones afin de déterminer la présence, la profondeur et les propriétés acides de la formation, et à éviter ces zones dans la mesure du possible. M&NPP respectera aussi les lignes directrices provinciales régissant l'élimination et le traitement des roches acides.

La Commission prend note que M&NPP s'est engagée à effectuer des études pour délimiter la zone caractérisée par la présence de roches acides, à éviter cette zone dans la mesure du possible et à se conformer aux lignes directrices provinciales régissant l'élimination et le traitement des roches acides. Toutefois, elle tient à s'assurer que les organismes de réglementation sont en mesure d'assurer le suivi de ces questions.

Recommandation 36

La Commission recommande que, au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction, M&NPP dépose auprès de l'ONÉ 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 des autorités provinciales.

La Commission recommande d'assortir toute autorisation accordée à M&NPP des conditions suivantes :

M&NPP soumettra à l'ONÉ, au moins trente (30) jours ouvrables avant le début des travaux de construction du gazoduc, des renseignements additionnels concernant la méthode de traitement du drainage acide et les mesures d'atténuation particulières qui devront être appliquées aux points de franchissement des cours d'eau. Pour chacun des franchissements de cours d'eau, les renseignements comprendront :

a) le nom et l'emplacement du cours d'eau;

b) la méthode de traitement retenue des 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 et de remise en état propres aux sites qui seront appliquées à l'issue de consultations avec les organismes de réglementation;

e) une preuve démontrant que toutes les questions soulevées par les organismes de réglementation et d'autres parties intéressées ont été examinées 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.

Vieilles forêts

Selon la définition du ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse, les vieilles forêts sont des forêts de plus de 150 ans affichant les caractéristiques suivantes : présence de très gros arbres épars, grandes quantités de débris ligneux grossiers, sous-étage diversifié et assemblage distinct d'espèces animales et végétales. Elles représentent une petite proportion de l'ensemble du couvert forestier et ont été répertoriées parmi les contraintes de classe 1 par M&NPP lors du processus de sélection du couloir.

La construction du gazoduc à proximité ou à l'intérieur d'une vieille forêt pourrait avoir des effets négatifs directs, comme l'intensification des vents, le changement de température et l'exposition aux rayons du soleil. Parmi les effets négatifs indirects, mentionnons les possibilités accrues de compétition ou de parasitisme. L'intégrité des vieilles forêts peut également être perturbée par la fragmentation résultant de la nouvelle emprise ou des routes d'accès.

Selon M&NPP, la superficie occupée par des vieilles forêts est limitée à l'intérieur du couloir. La compagnie a déclaré qu'elle éviterait le plus possible de perturber les vieilles forêts pendant l'établissement de la servitude de 25 mètres. Lorsqu'il sera impossible d'éviter les vieilles forêts, ou lorsque des travaux devront être entrepris à proximité de ces forêts, M&NPP consultera les organismes de réglementation compétents et collaborera avec eux pour faire en sorte que l'on prenne en compte l'information et les lignes directrices pertinentes pendant le déroulement des travaux de construction et l'élaboration du

plan de remise en état de ces zones. M&NPP a indiqué qu'elle utilisera la base de données la plus récente pour établir la servitude de 25 mètres, y compris les résultats de son programme d'étude sur le terrain de 1997 qui comprendra un relevé des vieilles forêts.

La Commission prend note que M&NPP s'est engagée à délimiter plus précisément les vieilles forêts à l'intérieur du couloir et à les éviter dans la mesure du possible. À son avis, il est impératif que M&NPP continue de consulter les gestionnaires provinciaux des ressources et les organismes de réglementation compétents pour faire en sorte que le plan de protection de l'environnement intègre les techniques les plus récentes relativement à la protection des vieilles forêts.

Habitat

L'habitat qui longe presque tout le couloir privilégié est constitué en alternance de peuplements résineux et de peuplements feuillus entrecoupés de parcelles soumises à des traitements sylvicoles et de terres agricoles. Les répercussions éventuelles sur la faune peuvent résulter de la construction et de l'exploitation des installations proposées; mentionnons, par exemple, la destruction et la fragmentation de l'habitat, les troubles sensoriels et l'interférence avec les déplacements quotidiens ou saisonniers.

M&NPP a indiqué que son approche écosystémique à l'évaluation environnementale est conforme à celle recommandée par le ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse et le ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, et par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale dans son Guide des autorités responsables. M&NPP a également mentionné que cette approche garantira la protection des habitats critiques et, par conséquent, de la faune et des populations végétales rares.

M&NPP a précisé que l'un des principes fondamentaux de l'établissement du tracé du gazoduc est de maximiser l'utilisation des routes d'accès existantes ainsi que leur proximité. En choisissant de faire passer le gazoduc dans des régions déjà perturbées, M&NPP estime que la fragmentation de

vastes étendues d'habitat faunique sera réduite au minimum. En outre, les activités de déboisement requises pour aménager l'emprise et les routes d'accès connexes seront limitées le plus possible.

M&NPP a pris en compte les besoins des mammifères, oiseaux, reptiles, invertébrés et espèces végétales dont la situation est particulière et elle a déterminé les secteurs susceptibles d'être fréquentés par ces espèces. Ces secteurs sont représentés sur les cartes des contraintes qui accompagnent la demande. M&NPP a prévu de réaliser d'autres études de suivi pour garantir que la servitude de 25 mètres évite les habitats critiques de ces espèces le plus possible et que les stratégies d'atténuation proposées sont adéquates.

Les milieux humides ont été répertoriés parmi les contraintes de classe 1, ce qui traduit leur importance en tant que biotes productifs et le fait qu'ils sont de plus en plus menacés. M&NPP a déclaré qu'elle avait l'intention d'éviter les milieux humides le cas échéant et de prévenir toute perte nette de leur fonction. Elle procédera à un relevé des milieux humides en se basant sur le Guide d'évaluation des terres humides préparé par le Service canadien de la faune. De cette manière, les fonctions des milieux humides seront bien définies et, si un milieu humide est perturbé pendant la construction, il sera remis en état.

Le projet pourrait perturber cinq zones écologiquement sensibles situées à l'intérieur ou en bordure du couloir privilégié. Il pourrait aussi avoir des effets négatifs importants sur la vieille chênaie d'Indian Man Lake, qui est protégée aux termes de la *Nova Scotia Special Places Protection Act* (loi sur la protection des lieux spéciaux de la Nouvelle-Écosse). En outre, un secteur le long de la rivière Little, à l'ouest de Minto, au Nouveau-Brunswick, fait actuellement l'objet d'un examen du ministère des Ressources naturelles et de l'Environnement du Nouveau-Brunswick en vue de sa protection aux termes de la *Loi sur les terres et forêts de la Couronne*. Le secteur de la rivière Little est également exceptionnel, car il abrite deux espèces végétales rares, fait partie d'une aire d'hivernage du cerf et est situé dans une région susceptible de renfermer des roches

acides. Les intervenants ont recommandé de l'éviter. M&NPP a déclaré que sa servitude préliminaire de 25 mètres évitera le secteur et a reconnu que les zones écologiquement sensibles sont des contraintes de classe 1 et doivent être préservées autant que possible. Si possible, les couloirs existants seront utilisés de manière à réduire au minimum les répercussions sur les zones protégées ou les zones candidates à la protection.

La Commission prend note que M&NPP s'est engagée à mieux repérer et à éviter le plus possible les habitats fragiles ou importants ainsi que les lieux protégés durant le processus de sélection du tracé et à consulter les organismes chargés des ressources et ce, sur une base continue. Elle estime cependant que des conditions générales devraient être imposées, étant donné que les études détaillées propres aux sites ne sont pas encore terminées et que des problèmes environnementaux nouveaux ou différents pourraient surgir.

Recommandation 37

Pour confirmer que les problèmes particuliers ont été examinés de façon adéquate, la Commission recommande que, au moins six (6) mois avant le début des travaux de construction nécessitant une autorisation réglementaire, M&NPP soumette à l'ONÉ le plan définitif de protection de l'environnement. Elle soumettra aussi les détails du tracé spécifique proposé du gazoduc, comprenant :

a) les résultats de tous les relevés antérieurs à la construction qui n'ont pas été menés pour déterminer les espèces et habitats à statut spécial le long du couloir proposé, y compris les mesures particulières à mettre en oeuvre;

b) une liste des problèmes environnementaux précisant tous les effets pertinents du tracé choisi;

c) les mesures d'atténuation connexes visant à rendre négligeables les effets environnementaux.

Pour assurer que des questions environnementales ne se sont pas posées après la fin des travaux de construction, la Commission recommande que les promoteurs déposent auprès de l'ONÉ un rapport environnemental postérieur à la construction dans les six (6) mois suivant la mise en service des installations. Le rapport décrira les questions environnementales qui se sont posées et précisera :

a) les questions qui ont été réglées et celles en suspens;

b) les mesures que M&NPP entend prendre pour régler les questions en suspens.

Inspection et surveillance

Comme il a été mentionné précédemment, les intervenants s'interrogent sur l'ampleur que prendra le processus de suivi des effets environnementaux liés au projet et de vérification de la conformité dans le cadre du projet. Afin de dissiper toute ambiguïté concernant cette question, M&NPP élaborera un plan de protection de l'environnement (PPE) exposant les mesures spécifiques prévues pour atténuer les effets éventuels du projet sur l'environnement et décrivant les pratiques d'ingénierie qui seront utilisées durant la construction. On y trouvera également une description détaillée des divers programmes de surveillance qui seront mis en oeuvre. L'élaboration du PPE se fera en consultation avec les organismes gouvernementaux, les groupes d'intérêt, les parties intéressées et les propriétaires fonciers intéressés.

M&NPP a indiqué que la vérification de la conformité à la législation environnementale durant la construction sera supervisée par des inspecteurs en environnement qualifiés et ayant reçu la formation voulue. Ces inspecteurs seront nommés par M&NPP et rendront compte de leurs activités à cette dernière. Ils demeureront sur les lieux des travaux durant toute la durée de la construction afin de veiller à ce que les engagements concernant la protection de l'environnement pris auprès des propriétaires fonciers, des organismes de réglementation et des autres groupes intéressés soient honorés et à ce que la réglementation pertinente et les instructions de M&NPP soient respectées. Ils fourniront au personnel affecté à la construction des conseils concernant des questions environnementales, prélèveront des échantillons de sol, d'eau et d'organismes vivants et superviseront toutes les questions environnementales associées à la construction. Ils porteront également à l'attention de M&NPP toute activité susceptible d'avoir des effets négatifs pour l'environnement et toute activité incompatible avec les engagements pris en matière de protection de l'environnement. Ils rédigeront quotidiennement un rapport décrivant les progrès réalisés par rapport aux objectifs de protection environnementale. Les renseignements

figurant dans ces rapports seront intégrés dans les rapports de surveillance postérieurs à la construction déposés auprès des organismes de réglementation.

M&NPP a précisé que son programme de suivi des effets environnementaux vise à évaluer la justesse des prévisions relatives aux éventuelles répercussions environnementales qui sont énoncées dans son rapport environnemental. On prendra des photographies et l'on rédigera des comptes rendus afin de décrire les conditions dans la servitude du couloir pipelinier et les secteurs adjacents, à divers moments durant et après la construction. Une inspection visuelle des caractéristiques environnementales le long du couloir pipelinier facilitera le repérage des zones vulnérables. On effectuera des relevés aériens et au sol et, au besoin, on prélèvera des échantillons d'air, de sol et d'eau afin de surveiller les conditions dans certains sites. En cas de problèmes, on élaborera des programmes de restauration en tenant compte des conditions dans chaque site. Ces programmes prendront en compte les informations recueillies dans le cadre de programmes d'échantillonnage de base et de toutes les expériences contrôlées réalisées sur le terrain.

Il a été recommandé que M&NPP adopte la nouvelle norme ISO 14000 intitulée Programme de gestion de l'environnement et que la vérification de la conformité à la législation environnementale soit confiée à une tierce partie ou à des inspecteurs indépendants. M&NPP a indiqué que les programmes de gestion de l'environnement déjà en place sont plus stricts que la norme ISO 14000 et ont été conçus spécifiquement pour les activités de M&NPP.

M&NPP a également indiqué que si la vérification de la conformité était confiée à une tierce partie, conformément à la norme ISO 14000, il faudrait examiner tout le système de gestion du projet afin d'évaluer dans quelle mesure ce dernier respecte cinq grands principes de base. Les plans de gestion de M&NPP sont plus rigoureux que cet examen. La norme ISO 14000 ne prévoit aucune vérification visant à déterminer si les plans conviennent aux tâches prévues ou si les informations

Recommandation 38

La Commission recommande que M&NPP élabore un plan de protection de l'environnement (PPE) en consultation avec les organismes gouvernementaux, les groupes d'intérêts, les parties intéressées et les propriétaires fonciers.

La Commission recommande en outre que l'ONÉ oblige M&NPP à mettre en place un programme de vérification de la conformité et de surveillance des effets environnementaux prévoyant le dépôt, une fois les travaux de construction terminés, de rapports traitant des questions environnementales soulevées par le projet.

recueillies reflètent réellement les sources de préoccupation qui doivent être examinées. La norme ne vise que les procédures. M&NPP affirme avoir déjà mis en place des mesures équivalentes qui fonctionnent très bien. Selon M&NPP, l'imposition de la norme ISO 14000 serait une mesure rétrograde. Une telle décision ne ferait qu'alourdir les coûts du projet sans avoir de retombées bénéfiques pour l'environnement, le grand public ou M&NPP.

La Commission accepte la position de M&NPP à l'effet que son programme environnemental est conforme à la norme ISO 14 000, ou en dépasse les exigences, et juge inutile d'en imposer l'application.

La Commission convient que M&NPP s'est engagée à mettre en oeuvre des programmes d'inspection et de surveillance de l'environnement et à décrire en détail chacun de ces programmes dans son PPE. Elle tient toutefois à formuler deux recommandations concernant la consultation et la surveillance.

M&NPP a indiqué que dans les cas où les mesures de lutte contre l'érosion et la sédimentation se révéleront inefficaces, un inspecteur en environnement prendra immédiatement les dispositions nécessaires pour remédier au problème et resserrer les mesures de lutte. Ce dernier examinera

également le secteur adjacent à la zone touchée et veillera à remédier à tous les problèmes qui auraient pu s'y produire dès que les conditions le permettront.

M&NPP a indiqué qu'en cas de déversement de matières dangereuses, l'inspecteur en environnement et l'entrepreneur se fonderont sur les *Spills Management Specification No. 38* (instructions n° 38 concernant la gestion des déversements), qui prévoient en pareil cas la notification des organismes provinciaux compétents. Au besoin, M&NPP mettra en oeuvre un programme de surveillance du sol et de l'eau dans la zone où le déversement se sera produit. Un inspecteur en environnement établira un protocole d'échantillonnage spécifique après examen de la situation, en consultation avec le service des questions environnementales de M&NPP et les organismes de réglementation compétents.

M&NPP a également mentionné qu'un inspecteur en environnement surveillera quotidiennement les activités et les conditions sur les lieux de travail afin de repérer les secteurs présentant un risque d'incendie. S'il découvre un tel secteur, l'inspecteur avertira verbalement et sans délai M&NPP qui, à son tour, avisera l'entrepreneur concernant les mesures à prendre pour remédier à la situation. L'inspecteur surveillera également l'installation du matériel d'extinction des incendies et veillera à ce que cet équipement soit en bon état de fonctionnement.

M&NPP mettra en place des programmes de formation continue en environnement une fois que les installations pipelinières seront en exploitation. Une formation sur les procédures d'exploitation de base respectueuses de l'environnement sera offerte au personnel chargé de l'exploitation. Cette formation comportera les éléments suivants : information de base sur les questions environnementales, procédures de nettoyage et de notification en cas de déversement, gestion des déchets, entretien de la servitude et manipulation des substances dangereuses.

M&NPP a indiqué que l'empiètement par une tierce partie constitue la principale

menace pour le gazoduc. M&NPP a proposé toute une série de mesures visant à réduire le risque d'accidents de cette nature. Au nombre de ces mesures, mentionnons la prise en compte de considérations structurales telles que la profondeur d'enfouissement du gazoduc dans les régions où du matériel ou des véhicules lourds pourraient traverser la servitude, l'installation de marqueurs signalant la présence de la servitude aux traverses routières, aux passages à niveau et aux points de franchissement des cours d'eau, la mise en oeuvre d'un programme «appelez avant de creuser» et l'inspection régulière de la servitude, par avion ou au sol.

M&NPP a mentionné que le risque de dommages au gazoduc était plus élevé dans les régions présentant des dépressions importantes causées par l'affaissement du sol. Elle a repéré le long du couloir privilégié une région qui renferme des évaporites susceptibles de favoriser la formation de dolines. D'autres analyses géotechniques visant à évaluer ce risque sont prévues.

M&NPP s'est fondée sur son *Safety and Reliability Technical Report* (rapport technique sur la sécurité et la fiabilité des installations) daté de janvier 1997 pour démontrer que les installations proposées constituent un moyen sûr d'acheminer du gaz de Goldboro à St. Stephen et que les risques se situent bien en-deçà des seuils considérés comme acceptables.

M&NPP a entrepris d'élaborer une initiative globale dans le cadre de son plan d'intervention en cas d'urgence. Une ligne 1-800 sera mise à la disposition du grand public 24 heures sur 24, et un personnel bilingue sera affecté à la réception des appels.

La Commission juge adéquat l'engagement de M&NPP de concevoir, de construire et d'exploiter les installations proposées en conformité avec les normes de la CSA, d'utiliser du matériel et des techniques modernes et de veiller à ce que son personnel soit conscient de l'importance des questions environnementales. Elle estime qu'il s'agit dans les circonstances des meilleures mesures pour prévenir les accidents et les défaillances. La

Recommandation 39

La Commission recommande que des manuels décrivant les procédures d'exploitation, d'intervention en cas d'urgence et de protection de l'environnement soient élaborés en consultation avec les organismes pertinents, les groupes d'intérêt et le public et soient déposés auprès de l'ONÉ comme une condition essentielle à l'approbation du projet.

Commission reconnaît que M&NPP s'est engagée à élaborer des manuels décrivant en détail les procédures de construction, d'exploitation et d'intervention en cas d'urgence. Elle estime que d'éventuels accidents ou défaillances associés au projet puissent avoir des effets négatifs sur l'environnement si les mesures d'atténuation appropriées sont appliquées en temps opportun.

Mise hors service et cessation d'exploitation des installations

M&NPP a indiqué que ses installations ont été conçues et seront construites, exploitées et entretenues de manière à fournir un service à la fois sûr et efficace pendant une période de 25 ans. Il faudra cependant un jour mettre ces installations hors service ou cesser de les exploiter. M&NPP a affirmé que la mise hors service et ou la cessation d'exploitation des installations s'effectuera d'une façon sûre et efficace à l'aide de techniques appropriées. Elle s'est engagée à veiller à ce que tous les codes et exigences réglementaires soient respectés. En outre, M&NPP élaborera des plans prenant en compte les questions environnementales et socio-économiques soulevées par la mise hors service et de cessation d'exploitation des installations après avoir consulté les organismes de réglementation compétents.

M&NPP a mentionné qu'aux fins de la protection du public et de l'environnement, les installations en surface telles que les valves et les stations de comptage seront enlevées au moment de la cessation d'exploitation. Les sites satisferont aux exigences réglementaires et seront nettoyés et restaurés de manière à ce qu'ils ne présentent plus aucun risque. Des analyses

de la nappe d'eau souterraine et du sol visant à démontrer l'absence de contamination pourraient être effectuées. En cas de contamination, la restauration des sites se fera conformément aux normes s'appliquant en pareilles circonstances.

L'élimination des conduites souterraines aurait les mêmes effets sur l'environnement que les travaux de construction. Afin de réduire le plus possible ces répercussions, M&NPP a indiqué que la majorité des conduites demeureront dans le sol et seront débranchées des autres installations encore en exploitation. Une fois remplies d'une matière inerte telle que l'azote, les conduites seront scellées et soumises à une protection cathodique contre la corrosion. Après la cessation d'exploitation, les terrains traversés par le gazoduc pourront être utilisés de nouveau conformément à leur vocation initiale. Toutefois, on continuera d'y restreindre le passage des engins lourds afin de préserver l'intégrité du gazoduc.

La Commission reconnaît que M&NPP s'est engagée à élaborer un plan de mise hors service et de cessation d'exploitation conforme aux normes, aux codes et aux règlements en vigueur, en consultation avec les organismes de réglementation compétents. Elle estime que la proposition de M&NPP relative à la mise hors service et à la cessation d'exploitation des installations fera en sorte que ce processus n'ait aucun effet négatif grave pour l'environnement.

Effets cumulatifs

M&NPP a expliqué que l'approche qu'elle entend privilégier pour évaluer les effets cumulatifs de son projet repose sur l'évaluation de la portée des répercussions éventuelles et l'évaluation et la considération d'un programme de suivi. On a eu recours à l'évaluation de la portée des répercussions éventuelles pour sélectionner les composantes environnementales importantes. Ces dernières ont par la suite été examinées dans le cadre de l'évaluation des répercussions et la sélection des contraintes spatiales et temporelles.

Les composantes environnementales importantes retenues par M&NPP sont les suivantes : qualité de l'air, eau souterraine,

rapaces, cerf, espèces possédant un statut particulier, habitat sensible/critique d'espèces sauvages, forêt coniférienne mûre, aires présentant un intérêt particulier sur le plan environnemental, habitat aquatique, habitat du poisson, milieux humides et habitat d'espèces sauvages, projets de gestion en cours, ressources archéologiques, utilisation des terres, économies locale et provinciale, terre agricole, ressources renouvelables, ressources non renouvelables. L'analyse effectuée par M&NPP avait pour objet d'évaluer l'état de ces composantes, d'examiner les répercussions éventuelles des projets passés ou en cours sur ces composantes et de déterminer la nature des effets éventuels des projets proposés et à venir.

L'état des composantes environnementales importantes a été décrit dans un rapport intitulé *Environmental and Socio-Economic Impact Assessment Study Report* (rapport d'évaluation des répercussions environnementales et socio-économiques). Le rapport d'évaluation contient également un examen des liens entre les activités du projet et l'environnement et des diverses voies d'entrée éventuelles des contaminants dans les écosystèmes. M&NPP a mentionné que l'évaluation des effets cumulatifs est fondée sur l'expérience et les connaissances acquises dans le cadre de projets similaires menés à bien au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et ailleurs. Aux fins de l'évaluation des effets cumulatifs, on a considéré le couloir de un kilomètre et la servitude de 25 mètres qui sera aménagée afin de réduire le plus possible les effets environnementaux.

Les répercussions éventuelles sur les composantes environnementales importantes sont passées en revue dans le rapport d'évaluation. Après avoir examiné les liens entre les effets découlant du projet proposé et ceux engendrés par d'autres activités, M&NPP a indiqué que les principales sources de préoccupation à ce chapitre étaient la réduction de la qualité de l'air, la dégradation des habitats des espèces sauvages, l'interférence avec les déplacements des espèces sauvages et les pêches.

M&NPP a rappelé que les autorités provinciales exercent une surveillance régulière de la qualité de l'air en divers endroits. M&NPP a également mentionné que les concentrations des paramètres de qualité de l'air enregistrées au niveau du sol à l'intérieur du couloir privilégié semblaient tout à fait normales.

Les matières particulaires rejetées par le système d'échappement de l'équipement constituent une des émissions liées au projet. M&NPP a indiqué que les émissions de fumée et de gaz d'échappement seront peu importantes, localisées et de courte durée. À l'échelle locale, la poussière produite par la préparation de la servitude, le creusage de fossés, le remblayage et le nettoyage pourrait réduire la qualité de l'air durant la construction, mais l'utilisation de dépoussiérants permettra de réduire l'ampleur de ces effets. Le brûlage des rémanents représente une autre source éventuelle d'émissions fugitives durant la construction. Afin de prévenir ce problème, M&NPP s'est engagée à réduire les rémanents en copeaux et à les broyer.

Durant l'exploitation, le vidage sous pression du gazoduc et le dégazage des dispositifs pneumatiques pourraient engendrer des émissions fugitives. M&NPP soutient que ces émissions seront de faible amplitude et se disperseront rapidement à des concentrations inférieures au seuil de détection. M&NPP est d'avis que le risque d'effets négatifs importants est négligeable.

M&NPP a indiqué que l'exploitation forestière représente actuellement la principale cause de perturbation des habitats. À l'échelle locale, l'exploitation minière et la construction de routes peuvent également contribuer à la destruction des habitats. L'altération des habitats sera restreinte aux secteurs non cultivés traversés par la servitude du gazoduc. M&NPP a indiqué que la majorité des effets du projet sur la faune s'ajouteraient aux répercussions d'autres formes d'utilisation du territoire. À des fins de remise en état de la servitude dans les secteurs non cultivés, on sèmera un mélange de graminées et de légumineuses et on favorisera la régénération naturelle, sauf par les espèces arborescentes à racines profondes. M&NPP estime que la majorité

des répercussions visibles du projet devraient s'estomper en trois ans. Une exception est cependant prévue pour les infrastructures permanentes de commande en surface.

Après s'être interrogée sur les répercussions éventuelles du dégagement de la servitude sur la circulation des espèces sauvages, M&NPP a conclu qu'en l'espace de deux à trois ans, la végétation se sera suffisamment rétablie pour fournir un couvert protecteur aux espèces sauvages, même dans les secteurs situés à proximité des aires d'exploitation forestière. La servitude de 25 mètres ne devrait donc pas entraver de façon significative le déplacement des espèces sauvages.

M&NPP a fait valoir que les modes actuels d'utilisation des terres pourraient favoriser la réduction des débits et l'accumulation des contaminants et ainsi compromettre la productivité de certains cours d'eau dans la zone touchée par le projet. Les répercussions de la construction et de l'exploitation du gazoduc seront de courte durée. La majorité des effets éventuels résulteront de l'introduction dans les cours d'eau des sédiments produits par des activités en amont ou de problèmes de remise en état de la servitude sur les pentes d'approche ou les rives des cours d'eau. M&NPP a affirmé que les effets de la construction du gazoduc sur la qualité de l'eau ne représentent qu'un ajout à court terme aux répercussions sur les écosystèmes aquatiques de l'exploitation forestière et minière, de l'agriculture et du rejet des eaux usées des secteurs résidentiels. M&NPP utilisera durant la phase de nettoyage des méthodes de restauration appropriées pour remettre en état les habitats aux points de franchissement des cours d'eau, respectant ainsi son engagement de ne pas causer de perte nette d'habitat du poisson. M&NPP est d'avis que les répercussions de la construction du gazoduc sur les pêches, y compris les effets du dynamitage, seront absorbés par l'écosystème aquatique en l'espace d'un ou deux ans et ne représenteront pas un ajout à long terme aux pressions exercées sur les composantes environnementales importantes.

M&NPP a identifié et examiné une série de projets dont la réalisation dans la zone d'étude semble imminente. Au nombre de ces initiatives, mentionnons le projet SOEP de construction d'un pipeline de liquides de gaz naturel (LGN), le projet M&NPP de construire des latéraux et le projet de prolongement de la route transcanadienne au Nouveau-Brunswick. M&NPP a examiné les sources de préoccupation liées au projet de construction du pipeline de LGN, qui longera le gazoduc de M&NPP sur une distance d'environ 7 kilomètres. Ces préoccupations sont les suivantes : qualité de l'eau, qualité des eaux souterraines, franchissement des cours d'eau, perte d'habitat et effets socio-économiques. M&NPP a indiqué que l'application des mesures correctives décrites dans chacune des évaluations des répercussions environnementales permettrait d'éliminer à toutes fins utiles le risque d'effets cumulatifs négatifs importants.

M&NPP a examiné les répercussions éventuelles de la construction de latéraux reliant la canalisation principale aux marchés dans la région. Même si les latéraux auront un diamètre plus faible que la canalisation principale, leur construction soulève les mêmes préoccupations sur le plan de l'environnement. L'approbation de chaque latéral projeté sera assujettie aux mêmes évaluations environnementales que le présent projet. M&NPP estime que le risque d'effets cumulatifs négatifs importants est négligeable, considérant l'ampleur des évaluations, la distance prévue entre les canalisations, l'absorption des effets environnementaux en trois ans et la mise en place des mesures d'atténuation appropriées.

Le nouveau tronçon de la route transcanadienne qui sera construit entre Longs Creek et Salisbury, au Nouveau-Brunswick, pourrait longer le gazoduc proposé, en particulier au point de franchissement du Saint-Jean. L'approbation de ce projet était assujettie à la réalisation d'une évaluation des effets environnementaux, conformément à la législation provinciale. Au cours des audiences, M&NPP s'est engagée à appliquer des mesures d'atténuation en vue de prévenir les effets négatifs importants.

Après avoir examiné l'ampleur des mesures d'atténuation prévues dans le cadre du projet de prolongement de la route transcanadienne, y compris au point de franchissement du Saint-Jean, ainsi que les mesures d'atténuation recommandées pour son propre projet, M&NPP est parvenue à la conclusion que le risque d'effets négatifs cumulatifs est extrêmement faible.

M&NPP s'est engagée à concevoir et à mettre en oeuvre un programme de surveillance afin de vérifier la justesse des prévisions liées aux effets cumulatifs énoncés dans le cadre de son évaluation environnementale. Elle a également convenu d'évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation proposées pour réduire ou éliminer ces effets.

Environnement Canada a recommandé que M&NPP effectue une évaluation des effets cumulatifs du franchissement de 229 cours d'eau. M&NPP a répondu qu'il doit y avoir synergie entre deux effets pour conclure à l'existence d'un effet cumulatif et elle a indiqué que rien ne laisse présager l'existence d'un tel chevauchement entre les effets susceptibles de se manifester aux points individuels de franchissement.

La Commission juge que M&NPP a fourni des renseignements adéquats concernant l'ensemble des effets environnementaux cumulatifs du projet et d'autres projets ou activités déjà menés à bien ou prévus dans un avenir rapproché. La Commission estime que le franchissement des 229 cours d'eau pourrait y avoir un effet cumulatif quant à la population de saumon de l'Atlantique, en particulier si les effets des franchissements s'ajoutent à d'autres effets négatifs. M&NPP a déjà prévu toute une série de mesures d'atténuation destinées à prévenir ou réduire les effets cumulatifs éventuels. La Commission note que l'approche privilégiée par M&NPP est axée sur l'intégration des effets cumulatifs éventuels aux effets environnementaux.

Selon la Commission, toute une gamme de règlements, de politiques, de lignes directrices et d'objectifs régissent les projets de développement. La Commission tient également à souligner l'ampleur des discussions et des consultations qui ont eu lieu entre les organismes fédéraux et

provinciaux de gestion des ressources et de réglementation, les groupes d'intérêt et le grand public, de même que l'excellent esprit de collaboration dont ont fait preuve ces parties dans la planification de M&NPP. Un tel niveau d'interaction a grandement facilité l'examen des effets environnementaux cumulatifs susceptibles d'être engendrés conjointement par le projet et d'autres initiatives passées, présentes ou à venir.

Après avoir examiné les informations qui lui ont été communiquées, les dispositions actuelles relatives à la gestion des ressources et les mesures d'atténuation proposées, ainsi que ses recommandations antérieures, la Commission estime que le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs cumulatifs importants sur l'environnement.

Questions relatives aux terres

Acquisition de terrains

M&NPP a indiqué que la construction du gazoduc nécessitera la négociation et l'acquisition de droits fonciers - y compris sur les servitudes et les chantiers temporaires - et de droits en fief simple sur les terres et l'accès aux terres, le long des 558 kilomètres du gazoduc et de ses installations auxiliaires. Elle propose la création d'une servitude de 25 mètres de large à l'intérieur du couloir privilégié. À la clôture de l'audience, M&NPP s'efforçait toujours de délimiter le tracé de la servitude de 25 mètres et d'obtenir des options sur les zones concernées.

Pendant l'audience M&NPP a déposé un exemplaire de l'avis requis par la Loi sur l'ONÉ en vertu de l'article 87. Cet avis a pour but d'informer les propriétaires et locataires éventuellement visés, de l'activité liée à la construction du gazoduc et de leur fournir de l'information qui leur permettra de défendre efficacement leurs droits, et ce, avant que l'offre d'acquisition des droits fonciers ne soit déposée.

L'avis doit fournir les renseignements suivants : l'identification et la description des terrains nécessaires; les détails de la base des indemnités et de leur montant; la description des procédures d'approbation du tracé détaillé; les procédures de

négociation des indemnités et celles de l'arbitrage en cas de nécessité. En plus de déposer l'avis en vertu de l'article 87, M&NPP a fourni des exemplaires de convention d'option et de convention de servitude propres à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. Elle a également déposé une copie de ses avis en vertu des articles 34(1)a) et b). Ces avis doivent être approuvés par l'ONÉ et, si le certificat est octroyé et qu'une audience sur le tracé détaillé s'avère nécessaire, ils devront être signifiés et publiés avant que M&NPP ne lance l'étape du tracé détaillé (la seconde étape).

Plusieurs propriétaires ont exprimé leur inquiétude de voir leur propriété se dévaluer et les taux d'assurance augmenter en raison de la présence du gazoduc. En réponse à une demande de renseignements de la Commission à ce sujet, M&NPP a déclaré que des situations semblables en d'autres endroits du Canada indiquaient que la valeur des propriétés ou les primes d'assurance n'étaient généralement pas affectées par la présence d'un pipeline. M&NPP a indiqué que s'il advenait que la valeur d'une propriété soit affectée, le cas serait traité lors des négociations relatives aux servitudes et (ou) aux dommages. En cas de désaccord au sujet de l'indemnité, le propriétaire pourrait adresser une demande de négociation et (ou) d'arbitrage au ministre de Ressources naturelles Canada.

En se basant sur ce qui précède, la Commission se dit convaincue que les exigences légales seront respectées et que les parties visées seront parfaitement informées de leurs droits avant de signer une convention d'option ou de servitude. Elle note que M&NPP a accepté la responsabilité juridique des dommages causés par la construction, l'exploitation et l'entretien de son gazoduc et que M&NPP devra indemniser les propriétaires de tous les dommages causés par l'exploitation du gazoduc.

Sélection du tracé

M&NPP a demandé de pouvoir utiliser un processus reconnu et normalisé pour déterminer le tracé. Ce processus consiste à délimiter la région étudiée, à déterminer les couloirs de rechange et les tracés généraux de rechange à l'intérieur des couloirs privilégiés et à sélectionner un couloir privilégié. La région étudiée comprend une bande de terrain circonscrite par le point probable d'arrivée à terre du gazoduc marin et le point d'entrée du gazoduc aux États-Unis. Cette bande représente la longueur minimale du gazoduc. On a choisi plusieurs couloirs généraux à l'intérieur de cette bande, en se basant sur l'analyse des contraintes, relevées sur des cartes à l'échelle de 1 / 250 000^e. On a choisi ces couloirs généraux de manière à éviter les régions dans lesquelles toute atténuation est impossible, les régions sensibles et (ou) celles qui présentent des obstacles à la construction.

Le choix des couloirs généraux a été présenté et débattu au cours d'une série de réunions porte ouverte. Les participants ont émis des commentaires sur les contraintes particulières qui devraient servir à définir le couloir privilégié. Parmi ces contraintes figuraient les terres productives agricoles et les pépinières, les ressources aquatiques, les terres humides, les régions fauniques sensibles, les régions touristiques et récréatives, les sites archéologiques et patrimoniaux et les infrastructures industrielles et institutionnelles importantes. Les obstacles à la construction, comme les fonds rocheux et les roches siliceuses, les fortes pentes, les terrains instables et les grands plan d'eau, comptaient aussi parmi les contraintes.

Un premier couloir privilégié d'un kilomètre de large a été fixé en fonction de ces considérations. Un autre groupe de projet l'a quelque peu amélioré, après avoir examiné les solutions de rechange qui s'offraient au tracé proposé, en préconisant certains changements. On a évalué ces changements et modifié le tracé où cela s'imposait. On a présenté le produit de ces changements, c'est-à-dire un couloir privilégié d'un kilomètre, lors des séances porte ouverte et à différents organismes gouvernementaux. Les parties intéressées ont proposé plusieurs ajustements mineurs

qu'on a étudiés, en procédant, entre autres, à des relevés aériens. Cet exercice a abouti à l'adoption de six changements du tracé du couloir privilégié original. Le couloir privilégié ainsi obtenu fait partie de la demande déposée par M&NPP.

M&NPP a soumis d'autres données en vue de modifier ce couloir. Ces révisions résultaient des consultations permanentes et du processus utilisé pour parachever le tracé de manière à réduire les contraintes à la fois sur l'environnement et sur la construction du gazoduc. On a proposé d'apporter cinq changements aux limites du couloir, et la consultation des propriétaires éventuellement visés par ces changements est en cours.

Au cours de l'audience, les intervenants se sont montrés particulièrement préoccupés de savoir si le tracé privilégié partageait des couloirs linéaires existants et, par conséquent, si de nouvelles terres seraient touchées par le tracé privilégié; et ils se sont également posé des questions sur le caractère adéquat des deux tracés éventuels - nord et sud - entre Moncton et St. Stephen. L'utilisation de couloirs partagés est abordée dans la section suivante qui traite des utilisations incompatibles des terres. Le caractère adéquat du tracé nord et celui du tracé sud entre Moncton et St. Stephen sont traitées dans la présente section.

M&NPP a été interrogée sur les raisons du choix du tracé nord alors que le tracé sud est plus court et plus rapproché de l'important marché de gaz naturel que représente la région de Saint-Jean. Elle a soutenu que le tracé nord était avantageux à maints égards. Le tracé nord est optimal au point de vue du marché car, si l'on tient compte des branchements, il dessert une région géographique plus étendue. Le choix du tracé nord se justifie aussi sur le plan environnemental parce qu'il réduit le passage sur des terres agricoles et qu'il permet d'éviter les problèmes inhérents à la structure des sols et aux zones de drainage par drains souterrains. De plus, les cours d'eau sont moins nombreux et plus faciles à franchir, le relief est moins accidenté et le sol contient moins de fonds rocheux, ce qui diminue les coûts de construction et le risque de retards. Finalement, le tracé nord

traverse principalement des terres publiques, ce qui élimine la négociation d'un certain nombre de servitudes.

La Commission est d'avis que le processus adopté par M&NPP pour sélectionner le couloir et arriver au tracé privilégié est complet et participatif. Elle note qu'on a examiné, au cours de l'audience, les objections suscitées par le choix du tracé privilégié dans la mesure où ces objections reposaient sur des contraintes avérées. Elle accepte les arguments apportés par M&NPP à l'appui de sa préférence pour le tracé nord au détriment du tracé sud.

La Commission reconnaît qu'en plus des contraintes utilisées pour définir un couloir acceptable d'un kilomètre de large, on peut être amené à considérer des conditions locales particulières. Si le projet est approuvé, les parties visées, préoccupées par la situation du tracé détaillé de 25 mètres de large, pourront demander la tenue d'une audience sur le tracé détaillé de certains tronçons de l'emprise proposée.

Utilisations incompatibles des terres

Les intervenants ont envisagé la possibilité que l'utilisation des terres suscite des différends, qui seraient de trois ordres : premièrement, le risque de voir le tracé fragmenter l'habitat et créer des effets lisière, ce qui affecterait les réserves naturelles et les zones spéciales à environnement sensible; une plainte arguant que le tracé choisi favorisait l'accès indésirable à des régions qui doivent être protégées est venue se greffer sur cette objection. Deuxièmement, le risque d'effets défavorables sur les exploitations forestières. Troisièmement, la crainte que la construction d'une nouvelle emprise n'étende l'accès aux zones spéciales et aux réserves naturelles, qui doivent être protégées.

Zones spéciales à environnement sensible

Les intervenants ont insisté sur les dommages que le tracé peut causer à l'environnement, notamment en fragmentant des régions naturelles, en étendant les zones à effet lisière et en facilitant l'accès aux terres incultes. On a également craint que le gazoduc traverse par endroits des vieilles forêts ou de forêts uniques et des terres humides critiques. Les

intervenants ont proposé que non seulement le tracé sélectionné pour le gazoduc évite ou réduise au minimum les dommages aux régions désignées à environnement spécial ou aux régions protégées, mais qu'il laisse intactes les possibilités de créer ultérieurement de nouvelles zones protégées.

Ces craintes avaient leur origine dans l'impression que M&NPP n'avait pas suffisamment utilisé les emprises existantes lorsqu'elle avait déterminé le tracé privilégié. Les intervenants ont soutenu que, si le gazoduc suivait le tracé des routes, des services publics et des chemins de fer existants, comme ils le proposaient, les effets défavorables seraient nuls ou réduits au minimum.

M&NPP a déclaré qu'elle avait spécialement fondé sa planification sur l'utilisation des couloirs existants. Les principaux critères de sélection des couloirs s'étaient focalisés sur l'utilisation des routes d'accès forestières, les autres couloirs de service ne présentant pas d'intérêt à cause de la population avoisinante (dans le cas des routes), de leur tracé parallèle aux cours d'eau (dans le cas des chemins de fer) ou de la traversée de terrains accidentés (dans le cas des lignes d'électricité). De plus, M&NPP a déclaré avoir procédé à la vérification sur le terrain des tracés qu'elle propose et avoir consulté le public et les organismes de réglementation afin d'éviter les effets défavorables sur les zones à environnement sensible ou de les réduire au minimum. M&NPP a soutenu que l'argument opposé au tracé privilégié reposait sur une idée fautive et que les autres tracés proposés par les intervenants présentaient des lacunes ou manquaient de fondement.

La Commission est d'avis que le processus de planification suivi par M&NPP pour aboutir au couloir de la demande a pris en considération les préoccupations exprimées par le public. Au début, la planification a tenu compte d'une gamme étendue de facteurs, parmi lesquels figuraient des considérations environnementales. Des consultations ont eu lieu avec les organismes provinciaux chargés des ressources concernant le mappage des contraintes des zones sensibles, et la

Recommandation 40

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que M&NPP prenne toutes les mesures raisonnables pour éviter de fragmenter les zones naturelles et forestières. Elle recommande que la fragmentation des zones naturelles et forestières figure à la liste des questions traitées par M&NPP. Cela exigera un examen et un suivi des mesures à prendre aux étapes de la conception du tracé détaillé et de la construction.

recommandation des fonctionnaires d'éviter certaines zones a été respectée. D'ailleurs, les intervenants représentant les intérêts environnementaux ont appuyé la méthode par mappage des contraintes que M&NPP avait adoptée. Le public a pu émettre ses commentaires à plusieurs reprises sur les différents tracés possibles, et il ressort de ces commentaires que le tracé privilégié adopté est le tracé optimal. Le cas de certains sites en suspens un environnement sensible restait pendant, après l'examen public, mais M&NPP a remédié à la situation en apportant d'autres modifications au tracé proposé.

La Commission juge que l'approche adoptée par M&NPP dans sa planification, ainsi que son intention d'utiliser les routes d'accès existantes, d'appliquer les directives provinciales en matière de gestion forestière et d'entreprendre d'autres études à l'étape du tracé détaillé permettra d'éviter les effets défavorables du projet sur les forêts uniques ou à peuplement vieux et sur les terres humides ou d'atténuer ces effets. La Commission considère que cette approche et les engagements qui l'accompagnent sont appropriés. Elle ne partage pas le point de vue selon lequel le tracé proposé favoriserait considérablement l'accès à la plupart des zones situées le long du gazoduc proposé, car un réseau étendu de chemins forestiers existe déjà.

La demande du public d'assortir le certificat d'une condition interdisant au gazoduc l'accès aux zones qui pourraient plus tard être désignées comme zones

spéciales n'est pas logique. Pour que cette condition soit envisagée, il faudrait qu'il existe actuellement un processus prévoyant d'introduire ce genre de désignation dans un avenir raisonnable. Or il n'existe rien de semblable, en dehors de la volonté commune avouée des gouvernements de réaliser des ensembles de zones à écologie représentative protégée, intention assez vague et qui n'implique aucun calendrier particulier. Par conséquent, la Commission n'émet aucune recommandation à ce sujet.

Accès

Tout le monde s'accorde pour reconnaître que le gazoduc augmentera l'accès aux terres situées le long de l'emprise. La discussion portait sur les mesures à prendre pour limiter et surveiller cet accès, et sur la désignation des responsables chargés de décider ces mesures et de les faire appliquer. Les intervenants en environnement ont estimé que les responsabilités suivantes incombaient aux promoteurs : utiliser des moyens de contrôler l'accès de l'emprise; jalonner l'emprise de panneaux d'avertissement; interdire l'accès de l'emprise à certains types de véhicules (par exemple tous les véhicules motorisés et récréatifs); surveiller l'accès de l'emprise et créer une procédure de poursuites contre les auteurs de dommages. Par contre, les intervenants ont suggéré que les promoteurs fassent en sorte que la portion publique de la servitude puisse servir de piste de randonnée pédestre. Ils ont également recommandé, d'une part, qu'on entreprenne une étude de toutes les répercussions éventuelles du projet sur l'emprise, en considérant que son accès est totalement libre et, d'autre part, qu'on introduise une condition rendant le promoteur responsable des répercussions liées à l'accès.

Selon certains propriétaires, la question du contrôle de l'accès aux terres doit essentiellement se régler entre les propriétaires et M&NPP. Ils se disent capables de négocier la nature des contrôles éventuels et les autres restrictions. M&NPP approuve ce point de vue et elle a déclaré qu'au stade de la négociation des servitudes, ces questions seraient discutées avec chacun des propriétaires. Dans sa lettre d'engagement datée du 13 mars 1997, M&NPP promet de coopérer avec les

propriétaires et les autorités chargées de la planification pour évaluer chacune des utilisations superficielles de la servitude.

La Commission estime bien fondée la position prise par les propriétaires et M&NPP. Agir autrement équivaudrait, pour la Commission, à s'approprier les droits des propriétaires. Elle note que cette approche n'empêche nullement les propriétaires de restreindre le passage des véhicules récréatifs ni les gouvernements d'établir des pistes de randonnée pédestre. Elle note également que M&NPP sera responsable du relevé de toutes les répercussions sur la servitude.

En ce qui concerne la recommandation des intervenants concernant l'étude qui devrait être faite par M&NPP sur toutes les répercussions possibles relativement à l'accès aux terres, la Commission juge qu'il s'agit d'une tâche irréalisable. La gamme de véhicules tout-terrain s'est développée de manière spectaculaire au cours des deux dernières décennies, et il est impossible de prévoir toutes les futures innovations dans ce domaine, même dans les limites d'une étude devant servir de base à un plan d'atténuation.

Forêts et foresterie

Quelque 97 % du gazoduc M&NPP traversera des zones forestières où les terres sont le plus souvent utilisées par des scieries et des installations de production de pâte. Les exportations de produits forestiers par la Nouvelle-Écosse ont atteint 427 millions \$ en 1994 et celles du Nouveau-Brunswick se sont élevées, en 1995, à 2 244 millions \$ soit 42 % de toutes les exportations de la province. Les intérêts de l'industrie forestière ont donc une importance vitale et ils constituent un des premiers facteurs à considérer dans l'évaluation des répercussions du projet sur l'emprise et le long de celle-ci.

Les répercussions économiques du projet risquent de créer un différend, car le projet entraînera une perte de fibre ligneuse, à un moment où l'industrie forestière se préoccupe du rendement équilibré à long terme et de la pénurie de fibre dans les usines. Cette perte se chiffrerait à quelque 5 125 mètres cubes par an, ce qui ne représente qu'une quantité infime par

rapport à l'ensemble des ressources forestières exploitées. Cependant, certains propriétaires ou licenciés, pris individuellement, pourraient subir des pertes importantes. Si tel était le cas, les propriétaires ou licenciés de l'industrie forestière seraient indemnisés de leurs pertes sur la base de la valeur actuelle et future des produits forestiers le long de l'emprise. M&NPP a fourni des détails sur sa conception des indemnités et sur ses engagements envers les propriétaires et les licenciés, dans sa lettre d'engagement. La Commission considère que la lettre d'engagement est le gage du traitement équitable que recevront, le cas échéant, les parties lésées. Elle souligne que, l'indemnité relevant avant tout de la négociation, elle n'est pas du ressort de la Commission. Si la négociation n'aboutit pas, on peut faire appel à un négociateur ou à un comité d'arbitrage désigné par le ministre de Ressources naturelles Canada.

Une deuxième question, plus épineuse, porte sur la capacité de l'exploitant forestier à abattre les arbres et à transporter le bois malgré des restrictions imposées au passage sur l'emprise. Certaines restrictions entravent la circulation de l'équipement forestier entre les chemins d'exploitation et les sites exploités, restrictions qui sont néanmoins indispensables si l'on veut préserver l'intégrité et la sécurité du gazoduc. Les intervenants ont demandé quelle serait l'ampleur des restrictions et des frais qu'elles occasionneront, mais le véritable but de leur intervention était d'obtenir la garantie que les exploitations forestières ne subiraient pas de répercussions défavorables.

Selon M&NPP, le type et le poids de l'équipement autorisé à traverser une emprise dépendent des conditions du sol propres à chaque endroit et du genre d'opération envisagée. Dans les circonstances normales, les camionnettes et le matériel agricole peuvent traverser l'emprise n'importe où, sans restriction. D'autres types d'équipement, tels que les débusqueuses, ne peuvent traverser l'emprise qu'à des endroits déterminés. Pour traiter ces cas, M&NPP s'est engagée à installer, lors de la construction et chaque fois que l'exploitation forestière l'exigera, au moins une traversée permanente pour

véhicules lourds par parcelle de terrain.

On installera des traversées supplémentaires si les circonstances le justifient. La compagnie s'efforcera de coopérer avec les propriétaires et les licenciés forestiers et de conclure des ententes, économiques et mutuellement satisfaisantes, en ce qui a trait à l'accès des terres. M&NPP défraiera les propriétaires et licenciés des coûts d'installation des traversées approuvées.

Malgré ces engagements, un intervenant a demandé qu'on assortisse le certificat d'une condition concernant les procédures à suivre pour que le gazoduc perturbe le moins possible les exploitations forestières. La Commission ne reconnaît pas le bien-fondé de cette requête. Elle est convaincue que les engagements de M&NPP sont suffisants pour garantir que la plupart, sinon la totalité des questions liées aux traversées seront résolues. Si ces engagements ne sont pas respectés, le propriétaire ou licencié lésé aura toujours le loisir de demander à l'ONÉ d'intervenir.

Le contrôle obligatoire des traversées soulève la question de la supervision de ce contrôle. Certains travailleurs forestiers risquent de ne pas être au courant des exigences. M&NPP a proposé, pour résoudre cette question, de décider, en accord avec les propriétaires, l'emplacement des traversées, l'installation de panneaux ou l'aménagement d'andains aux endroits où c'est permis, la mise sur pied de programmes annuels de sensibilisation du public, l'installation de marqueurs signalant l'existence du gazoduc et la surveillance aérienne. La Commission est convaincue que ces mesures réduiront les infractions dans toute la mesure possible.

Finalement, les propriétaires ont demandé s'ils pouvaient utiliser les terres faisant partie de l'emprise. M&NPP ne s'oppose pas à la présence de buissons et de petits arbres à enracinement superficiel dans l'emprise, pour autant que ceux-ci n'interfèrent pas avec la sécurité ou l'entretien du gazoduc. Les plantations autorisées comprennent les arbres fruitiers et les arbres de Noël. La compagnie permettrait également que l'on plante des

buissons qui serviraient d'écran visuel, à condition de conserver une bande sans arbres de six mètres de large. Ces arrangements sont normalement pris au moment où l'on négocie une servitude.

Effets socio-économiques du projet

Méthodologie

Comme ils l'ont fait pour le projet SOEP, les intervenants ont critiqué, sur le plan technique, la méthode des entrées-sorties utilisée par M&NPP pour estimer les retombées du projet. La Commission, se basant sur la preuve qu'elle possède, juge que cette méthode est appropriée. Il n'est donc pas nécessaire de modéliser davantage les répercussions socio-économiques du projet. Cependant, une question subsiste concernant l'embauche éventuelle de main-d'oeuvre locale par M&NPP.

M&NPP a initialement avancé que 30 % de sa main-d'oeuvre serait embauchée localement. En réponse à des demandes de renseignements émanant de la Commission et des intervenants, M&NPP a subséquemment révisé cette estimation pour la porter à 77 %. M&NPP a déclaré que le chiffre de 30 % avait été erronément basé sur l'a priori qu'une grande partie des compétences nécessaires ne se trouverait pas localement, compte tenu du peu d'expérience qu'ont les provinces Maritimes dans la construction de pipelines. Après analyse, on s'est rendu compte que les services de déboisement pouvaient satisfaire presque 100 % des besoins en main-d'oeuvre; dès lors, on pouvait également annoncer, dans les contrats, l'embauche locale d'un grand nombre de chauffeurs de camion, d'opérateurs d'équipement lourd et de soudeurs, et on pouvait faire part de la mise sur pied de programmes de formation destinés à enseigner à la main-d'oeuvre locale comment exécuter certains travaux. M&NPP a attribué un niveau de confiance élevé pour atteindre le chiffre de 77 %. Attribuer à l'embauche locale un taux de 77 % semble indiquer que les retombées contenues dans la demande devraient être revues à la hausse. En réalité, les estimations figurant dans la demande révèlent déjà une proportion d'embauche locale notablement supérieure à l'hypothèse

initiale de 30 %. Quoiqu'il en soit, la Commission juge que les estimations actuelles fournissent un chiffre approximatif raisonnable pour les besoins de la planification.

Retombées économiques

La construction du gazoduc M&NPP et des installations auxiliaires coûtera environ 544 millions de \$ et créera 5 000 emplois directs et indirects pendant la phase de construction proprement dite. On estime que 35 % des dépenses seront engagées à l'extérieur du Canada. Au Canada, 38 % de dépenses (135 millions \$) seront engagées au Nouveau-Brunswick et 27 % (98 millions \$), en Nouvelle-Écosse.

M&NPP n'a pas fourni d'estimation concernant le nombre d'années-personnes que comprendrait le projet. Par contre, elle a fourni des données sur les emplois qui seront créés. Les emplois liés à la construction sont des emplois temporaires : ils ne durent que le temps nécessaire au déboisement de l'emprise et à la construction du gazoduc. On estime que cette phase créera 1 200 emplois directs et 380 emplois indirects au Nouveau-Brunswick, ainsi que 720 emplois directs et 300 emplois indirects en Nouvelle-Écosse. La création des emplois et l'engagement des dépenses auront lieu surtout en 1999, au cours de la saison de la construction - au printemps et en été - et elle viendra s'ajouter au pic d'activité du projet SOEP. Un pic moins accentué de ces activités se situera en automne 1998, lors du déboisement de l'emprise. On ne bénéficiera donc des retombées économiques que pendant une courte période.

La phase d'exploitation du projet aura des retombées directes nettement inférieures à celles de la phase de construction. On créera cinq postes à plein temps à Fredericton, au Nouveau-Brunswick, et trois à Stellarton, en Nouvelle-Écosse. L'apport des dépenses d'exploitation annuelles au produit national brut est évalué à 1,25 million de \$ et 0,8 million de \$ au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse respectivement. Ces montants sont relativement faibles. Les principales retombées économiques directes se retrouvent dans les recettes annuelles

provenant de l'impôt foncier, de l'impôt sur le revenu et de l'impôt sur les sociétés, dont le total devrait s'élever à 7,8 millions de \$ en Nouvelle-Écosse et 9,4 millions de \$ au Nouveau-Brunswick.

La Commission est d'avis que les retombées économiques directes du projet M&NPP ne seront pas importantes par rapport à la taille de l'économie des deux provinces. Néanmoins, la construction du gazoduc et des installations, en 1999, aura, localement et à l'échelle provinciale, des répercussions notables. À long terme, les principales retombées proviendront sans doute, comme on l'a mentionné précédemment, de l'amélioration de la compétitivité des industries existantes due à l'accès au gaz, de l'émergence d'une nouvelle source d'énergie et de la création de nouvelles industries.

Finalement, on a soulevé une question additionnelle concernant les retombées locales, qui appelle certains commentaires. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a sondé M&NPP sur l'éventualité que certaines opérations pipelinaires s'effectuent au Nouveau-Brunswick, ce qui augmenterait le nombre d'emplois locaux et favoriserait les retombées dues aux dépenses. Le gouvernement soutenait qu'aucune raison technique ou opérationnelle n'empêchait M&NPP d'installer le centre de commande d'acheminement du gaz à Fredericton, et la station de compression principale près de St. Stephen. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a expressément demandé dans sa déposition que la Commission recommande l'introduction de conditions allant dans ce sens. Dans sa réponse, M&NPP a fait valoir que l'installation à Fredericton du centre de commande de l'acheminement du gaz entraînerait une augmentation considérable des coûts. De plus, si la station de compression se trouvait au Canada, les coûts correspondants devraient faire partie de la base de taux canadienne. Et ce changement nécessiterait une révision de la conception du réseau et risquerait d'entraîner des conséquences quant au calendrier d'autorisation réglementaire, en particulier aux États-Unis.

La Commission comprend que le gouvernement du Nouveau-Brunswick souhaite maximiser les retombées du projet. Néanmoins, les décisions prises sur la conception des installations dépendent d'une foule de facteurs, dont les retombées locales ne constituent qu'un élément, tout important qu'il est. La Commission juge que les provinces Maritimes profiteraient de retombées additionnelles dont d'autres devraient supporter les coûts et les difficultés opérationnelles supplémentaires et, par conséquent, elle ne recommandera pas que l'on assortisse le certificat de ces conditions.

Formation

M&NPP ne voit pas la nécessité d'instaurer un programme de formation relié à l'embauche de main-d'oeuvre locale. Elle croit qu'un bon nombre des emplois liés à la construction du gazoduc ne requièrent aucune compétence particulière, et qu'une expérience d'opérateur d'équipement, de chauffeur de camion ou de manoeuvre, acquise dans ce domaine, suffira. M&NPP croit en outre que des travailleurs originaires des provinces Maritimes qui ont acquis de l'expérience dans le domaine pipelinier, seront tentés de retourner travailler chez eux, ce qui pourrait fournir un noyau de travailleurs de la construction expérimentés. Il n'empêche que M&NPP coopérera avec les syndicats, les collègues et les gouvernements provinciaux en vue d'identifier des domaines où une formation s'impose et, si nécessaire, elle s'occupera de former les travailleurs dans ces domaines.

La Commission constate que M&NPP appuie le principe de la formation. Cependant, elle remarque également que, comme M&NPP s'attend à trouver dans les provinces Maritimes suffisamment de travailleurs possédant les compétences nécessaires, la formation ne constituera pas une priorité. La Commission est donc convaincue que les programmes de formation seront peu nombreux, de portée limitée et qu'ils seront orientés vers le développement des compétences générales en construction. Elle soutient que les types de formation que l'on considère dans le cadre de ce projet devraient faire l'objet de programmes séparés. Ils ne devraient pas être envisagés globalement dans le contexte

d'une formation générale visant à répondre à toutes les exigences du développement économique, couvrant à la fois le projet M&NPP et d'autres développements possibles de l'infrastructure gazière.

Surveillance et application

Comme elle l'a fait précédemment pour le projet SOEP, la Commission insiste sur l'importance de déterminer les répercussions du projet M&NPP sur l'économie du Nouveau-Brunswick et sur celle de la Nouvelle-Écosse si les retombées prévues se concrétisent. Cette question exige qu'on évalue les principes les plus susceptibles de favoriser les retombées ainsi que les moyens de vérifier ces retombées. En réponse à une demande de renseignements de la Commission, M&NPP a identifié sept principes qui devraient favoriser les retombées; on peut les résumer comme suit : maximiser l'embauche locale quand la main-d'oeuvre possède l'expérience voulue; organiser des ateliers sur les possibilités d'affaires, à l'intention des fournisseurs locaux de biens et services; rencontrer les organismes gouvernementaux et les associations de gens d'affaires pour discuter avec eux des stratégies d'approvisionnement et de passation de contrats; se renseigner sur les produits et services locaux qui pourraient être utiles au projet; tenir des foires commerciales locales en vue de déterminer les stratégies d'approvisionnement et de passation de contrats; tenir une base de données sur les affaires locales; collaborer avec d'autres parties pour identifier des programmes de formation intéressants.

Recommandation 41

La Commission recommande que M&NPP consulte les provinces du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse au sujet de l'approche à adopter pour créer un programme de surveillance relatif à l'emploi, à la formation et à l'acquisition, et que toute autorisation délivrée pour le projet soit assortie d'une condition relative à cette approche.

La Commission croit que ces principes peuvent servir de base à un programme d'activités particulières destinées à favoriser les retombées. Ces principes fourniraient à un comité consultatif ou un comité de surveillance un cadre de référence lui permettant d'examiner les actions accomplies et les résultats obtenus et, partant, de faire part à M&NPP de ses commentaires sur les résultats et de recommander, le cas échéant, des actions correctrices. Interrogée sur la possibilité d'introduire une condition prescrivant la création d'un programme de surveillance socio-économique en consultation avec les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, M&NPP a déclaré qu'elle proposait une approche qualitative de la question.

Services et infrastructure

Parmi les coûts éventuels de tout projet pipelinier, il en est un qui provient des répercussions défavorables éventuelles de l'activité de construction sur l'infrastructure, les installations et les services locaux. Ainsi, les 1 920 travailleurs du projet réclameront forcément des logements, des services médicaux, des services récréatifs, des services de protection, et autres. Le gazoduc sera construit en trois sections séparées, par trois équipes comprenant chacune entre 500 et 630 travailleurs, selon la longueur de la section et le relief du terrain. Plusieurs collectivités subiront chacune à leur tour les répercussions du projet, à mesure que les travaux principaux de construction progresseront le long du tracé, pendant la période de six mois s'étalant de mai à début octobre 1999. Une certaine activité, moins intense toutefois, régnera pendant les travaux de reconnaissance précédant la

construction, et pendant le déboisement des servitudes, entre l'automne 1998 et l'hiver 1999.

Le transport d'équipement lourd, de conduites de grand diamètre et de matériel risque de congestionner les routes locales. L'ampleur de cette répercussion défavorable dépend en partie de la qualité de l'infrastructure routière au regard des exigences additionnelles, en partie au soin que le promoteur apportera aux activités de transport et de son respect des pratiques et procédures qui permettent d'éviter ou d'atténuer ces répercussions.

Les répercussions de ce genre seront plus rares durant la phase d'exécution du projet. Les seules activités à être perturbées par l'exécution du projet seront les activités de formation et celles de coordination des services d'urgence.

Trouver des logements en nombre suffisant pose problème, en particulier si les logements commerciaux continuent de recevoir des clients réguliers et des touristes. M&NPP a analysé l'ensemble des logements disponibles le long du tracé proposé et elle en a conclu qu'ils sont suffisamment nombreux pour répondre au besoin, sauf dans le comté de Guysborough. Pour pallier cet inconvénient, SOEP et M&NPP envisagent d'utiliser conjointement un camp de construction. Pour compenser les logements commerciaux surpeuplés et dans le but d'augmenter les retombées locales,

M&NPP a entrepris de dresser un répertoire des chambres et pensions privées. L'utilisation, par les travailleurs, de ces logements privés sera facilitée par un service de transport par autobus. Si les mesures envisagées sont appliquées, la Commission croit qu'on devrait éviter toute répercussion défavorable et que cette solution novatrice axée sur les logements privés engendrera au contraire des retombées économiques.

M&NPP a recensé les services médicaux à l'échelon du comté et des municipalités. Il semble que des services médicaux de base soient généralement disponibles à proximité des zones d'activité du projet. Mais les entrepreneurs entretiendront des

ambulances et garderont du personnel qualifié sur place. La Commission ne prévoit pas de répercussions fâcheuses puisque les services médicaux de base seront disponibles et que les entrepreneurs ont la responsabilité de l'intervention d'urgence.

L'intervention éventuelle des services de protection contre les incendies, au cours des phases de construction et d'exploitation, a également été mentionnée. M&NPP a déclaré que, pendant la phase de construction, elle se chargerait de traiter toutes les urgences. Ses entrepreneurs garderont sur place un équipement complet de lutte contre les incendies ainsi que des effectifs entraînés. Les services d'incendie locaux seront appelés à la rescousse si le brasier dépasse la capacité d'intervention de l'équipe de la construction. M&NPP a déclaré que, pendant la phase d'exploitation, les pompiers volontaires des services d'incendie pourraient subir des dommages corporels s'ils doivent intervenir. Par conséquent, M&NPP s'est engagée à utiliser des experts reconnus pour définir et étudier les besoins en formation et en équipement spécial. M&NPP s'est engagée à assumer les coûts des programmes de formation, mais pas les heures de travail des stagiaires. M&NPP, en consultation avec les autorités municipales, provinciales et fédérales, mettra sur pied un plan d'intervention d'urgence. Compte tenu de l'évaluation faite par M&NPP et des engagements que la compagnie prend, la Commission conclut que toute répercussion éventuelle significative sur les services locaux d'incendie sera atténuée. Elle croit qu'il n'y a pas lieu d'émettre une recommandation à cet égard.

La capacité du réseau routier existant et les effets de la construction pour les utilisateurs locaux est une autre question qui a été débattue. En ce qui concerne la portion terrestre de son projet, SOEP a déclaré que la circulation liée aux travaux de construction risquait de constituer la conséquence la plus préjudiciable du projet sur les équipements communautaires. Les promoteurs ont étudié la capacité des routes locales, les causes possibles de congestion de la circulation et la sécurité. M&NPP a conclu qu'il est généralement possible de gérer la situation en adoptant des mesures

de contrôle telles que l'espacement des véhicules et le minutage de la circulation, l'utilisation de centres de groupage et le transport par autobus des équipes de travailleurs vers les chantiers de construction. M&NPP estime que les répercussions du projet sur les routes seront en général insignifiantes si les mesures recommandées sont adoptées et si on se conforme aux règlements.

L'effet cumulatif de la construction simultanée de l'usine à gaz de Goldboro et du gazoduc M&NPP constitue une exception à cette situation. Dans cette région, le réseau routier ne comprend que des routes secondaires étroites, à cause du relief vallonné et sinueux. Les promoteurs ont reconnu que cette situation pose problème et ils ont commandé une étude logistique dans le but d'établir les éventuels effets défavorables du projet sur la circulation et les mesures d'atténuation qui devraient conséquemment être envisagées. La date d'achèvement de cette étude n'est toutefois pas encore fixée.

M&NPP a manifesté son intention de réparer les dommages causés par l'activité de construction (l'orniérage, les nids de poule, la détérioration des accotements mous, etc.). Selon la Commission, cette une pratique est courante dans la construction.

Recommandation 42

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs, au moins six (6) mois avant le début des travaux, soumettent à la province de Nouvelle-Écosse, à la municipalité du district de Guysboro et à l'ONÉ une étude portant sur la circulation dans la région de Goldboro.

Richesse archéologiques et patrimoniales

Plusieurs intervenants ont souligné la nécessité d'éviter et (ou) d'atténuer les répercussions défavorables du projet sur les richesses archéologiques et (ou) patrimoniales, particulièrement en ce qui concerne la sauvegarde des sites autochtones. Les promoteurs reconnaissent le principe général qui les oblige à adopter des mesures de sauvegarde et, à cet effet, ils ont décidé d'observer les pratiques appropriées dans le domaine des richesses archéologiques et patrimoniales, en consultation et en coopération avec les autorités provinciales, et conformément aux directives et règlements provinciaux.

Parmi les points particuliers que les promoteurs se sont engagés à respecter afin d'éviter, de surveiller, de protéger et de conserver les richesses archéologiques et patrimoniales, citons: l'évitement des sépultures et des cimetières, des sites archéologiques et des structures patrimoniales connus; l'exécution de travaux de recherche et de travaux supplémentaires sur le terrain en vue de relever tous les sites éventuels existant dans les servitudes finales; sous la surveillance d'un archéologue qualifié, la surveillance des sites à potentiel élevé pendant la construction, afin de garantir l'identification, l'évaluation et l'enregistrement des artefacts découverts et de prendre les dispositions adéquates à leur sujet; la détermination des objectifs à atteindre et des protocoles à respecter lors de la surveillance des sites et de la récupération des artefacts, en consultation avec les organismes de réglementation compétents; la sensibilisation des travailleurs aux richesses patrimoniales, à leur nature, à leur importance et aux responsabilités qu'elles impliquent; l'identification et la protection des zones patrimoniales sensibles, sur le terrain, sous la direction d'un archéologue; la considération des sites dignes de mention.

En plus de coopérer avec les organismes de réglementation provinciaux et de les rencontrer, les promoteurs consultent les groupes autochtones à propos de la sélection du tracé détaillé et d'un protocole destiné au traitement des questions et des préoccupations qui touchent aux richesses archéologiques et patrimoniales. Ils comptent aussi informer la collectivité autochtone du programme archéologique qui sera adopté sur le terrain relativement au relevé du tracé détaillé, et ils incitent les représentants autochtones à accompagner les équipes qui effectuent ce relevé. Les promoteurs ont également garanti qu'ils éviteraient de perturber des sites autochtones sans avoir préalablement consulté les collectivités concernées.

En se basant sur ces assurances, la Commission s'estime satisfaite des dispositions prises par les promoteurs au sujet des questions archéologiques et patrimoniales.

Solutions de rechange aux projets

Les parties à l'examen ont longuement délibéré sur la démarche que la Commission devrait adopter afin d'évaluer méthodiquement les solutions de rechange quant au mode d'exécution des projets SOEP et M&NPP ainsi que les projets de rechange.

En ce qui concerne les solutions de rechange quant aux modes d'exécution des projets, la Commission a conclu qu'il doit s'agir de moyens qui s'inscrivent dans le champ d'action et sous le contrôle des promoteurs des projets à l'étude. Le libellé et la structure de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, autant que le sens commun, appuient cette conclusion. Au cours de l'examen des projets SOEP et M&NPP, le fonds d'information constitué au cours de l'audience ne laissait entrevoir, de façon évidente, aucune solution de rechange faisable quant au mode d'exécution; la Commission a donc exercé son pouvoir discrétionnaire en décidant de ne pas s'étendre plus longuement sur la question des solutions de rechange aux projets.

Cependant, la question des projets de rechange a revêtu une très grande importance au cours des délibérations. Tôt au cours de la procédure, la Commission a pris des mesures pour garantir la production de preuves au sujet de projets de rechange, en stipulant qu'elle examinerait les effets socio-économiques d'un tracé vers le nord pour un projet de gazoduc de l'île de Sable. TQM et d'autres parties ont produit des preuves à l'égard d'un tracé qui va de Country Harbour jusqu'au Québec et comprend des raccordements avec des réseaux pipeliniers aux États-Unis grâce au gazoduc de prolongement PNGTS proposé.

Outre l'option du tracé vers le nord, Tatham Offshore Inc. a déposé une intervention et une preuve concernant la construction d'un gazoduc marin qui s'étendrait d'un point au Canada, au large de la province de Terre-Neuve et du Labrador, jusqu'à un point aux États-Unis, et traverserait le plateau Scotian afin de rejoindre le gaz de l'île de Sable. Enfin, Seafloor Structures Ltd. a fait une intervention et elle proposait de construire une île artificielle qui servirait de terminal de GNL pour le transport du gaz naturel liquéfié entre le Canada et des points sur le continent européen.

La Commission a écarté les arguments voulant qu'une proposition de rechange devait offrir une méthode fonctionnellement différente de mettre en valeur et de transporter le gaz de l'île de Sable. Elle a décidé que le terme «solutions de rechange», tel qu'il est employé dans le contexte de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, englobe toute autre façon réalisable d'exploiter les champs gaziers de l'île de Sable et de transporter le gaz produit, y compris l'option de laisser le gaz en place sans le mettre en valeur.

Le fait d'intégrer des projets de rechange dans le processus d'examen a posé ses propres défis, en particulier la question de savoir dans quelle mesure l'examen fait par la Commission pouvait se substituer à une évaluation environnementale *ab initio* des projets de rechange aux projets SOEP et M&NPP. Compte tenu du fait que l'examen mené par la Commission est axé sur les projets qui ont été identifiés dans les descriptions de projets fournies à la Commission par les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse, la Commission a étudié la preuve concernant les projets SOEP et M&NPP pour déterminer s'ils sont susceptibles

d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants après la mise en oeuvre des mesures d'atténuation voulues, et pour en évaluer leurs effets socio-économiques.

Après avoir conclu que les projets SOEP et M&NPP n'entraîneront pas d'effets négatifs importants sur l'environnement pourvu que les mesures d'atténuation soient appliquées, et que les effets socio-économiques sont favorables, la Commission a considéré que les lois particulières régissant l'examen de ces projets ne l'obligeaient pas à pousser davantage cet examen pour tirer ces conclusions factuelles spécifiques, ou à effectuer une évaluation environnementale comparative prenant en compte les projets de rechange.

Toutefois, la Commission estime que la preuve relative aux projets de rechange avancés par TQM, Tatham Offshore et Seafloor Structures suggérait que ces projets sont sans doute viables, et qu'ils pourraient faire l'objet d'un examen individuel aux termes des lois d'évaluation environnementale pertinentes.

La Commission a aussi examiné l'à-propos de retarder la préparation et la diffusion de son rapport lorsque permettre l'évaluation environnementale de ces projets de rechange.

La Commission a analysé la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et la *Nova Scotia Environment Act* (loi sur l'environnement de la Nouvelle-Écosse) et elle a établi que ces lois ne lui imposent aucune obligation légale de retarder la diffusion de son rapport et lorsque la preuve produite est suffisante pour lui permettre de remplir son mandat.

Enfin, la Commission s'est demandée si le principe de l'équité procédurale dictait

qu'elle retarde la diffusion de son rapport pour effectuer une évaluation environnementale comparative des projets de rechange. Nombre de causes judiciaires ont été citées pour illustrer l'application du principe général de l'équité procédurale dans des situations concrètes. La Commission estime qu'elle a satisfait à ses obligations à cet égard grâce aux 56 jours de l'audience qui s'est tenue pour l'examen des demandes de SOEP et de M&NPP, y compris la preuve produite à l'égard des projets de rechange. Ainsi, elle estime qu'elle n'avait pas à retarder la diffusion de son rapport pour effectuer des évaluations environnementales multiples à l'égard d'éventuels projets de rechange.

Transparence des prix

Le témoin de M&NPP a défini la notion de transparence des prix comme étant la disponibilité de renseignements sur la fixation des prix et, dans les limites nécessaires, de renseignements sur les conditions auxquelles ces prix sont offerts.

Le problème de la transparence des prix a été soulevé à cause de préoccupations au sujet de la question de savoir si les acheteurs de gaz au Canada sont en mesure d'établir que les conditions auxquelles le gaz provenant de l'île de Sable leur est offert, y compris le prix, ne sont pas moins favorables que celles qui sont offertes à un acheteur américain aux termes d'ordonnances d'exportation à court terme ou de licences d'exportation à long terme. L'accès au gaz à prix concurrentiel était considéré comme un facteur de première importance, car les industries des Maritimes doivent faire concurrence à des industries américaines qui ont, ou auront, accès à de multiples sources d'approvisionnement en gaz, fournisseurs de gaz et gazoducs.

Des intervenants ont fait valoir que, s'il est vrai que la méthode axée sur les conditions du marché (MACM), sur laquelle repose notamment la délivrance des licences d'exportation à long terme, permet de connaître les prix grâce à l'examen des contrats de vente à l'exportation déposés au cours d'une instance, et de déposer des plaintes en vertu de la méthode d'intervention en fonction des plaintes, il

n'existe aucun mécanisme du genre pour ce qui concerne la délivrance des ordonnances d'exportation à court terme. Cet argument était jugé pertinent, car il est prévu qu'une partie du gaz provenant de l'île de Sable sera vraisemblablement exportée en vertu d'ordonnances à court terme et que ces exportations ne seront donc pas soumises à un examen public aussi rigoureux que s'il s'agissait de licences d'exportation à long terme.

Les intervenants estiment, d'une façon générale, que les conditions propres à un marché de concurrence n'existent pas dans le cas du gaz de l'île de Sable. À leur avis, ce qui fait défaut, en particulier, c'est un marché canadien bien établi, un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs, la transparence des prix et le manque de possibilité de se renseigner sur les prix. Ils craignent que la production de gaz sera dans une forte mesure concentrée entre les mains d'un petit nombre de vendeurs (c.-à-d. les producteurs ou les négociants), qui jouiront d'un pouvoir prépondérant sur le marché.

Tout en reconnaissant que les promoteurs sont disposés à vendre le gaz à la sortie de l'usine à un prix procurant des rentrées nettes au producteur qui ne serait pas supérieur au prix obtenu dans le cadre d'une vente à l'exportation faite à des conditions similaires, les intervenants ont mis de l'avant plusieurs recommandations qui, selon eux, permettrait de garantir la transparence des prix et de déterminer si le gaz provenant de l'île de Sable est offert sur le marché canadien à des conditions semblables, y compris le prix, qu'il l'est sur le marché d'exportation. Voici les recommandations formulées :

(1) Assortir l'approbation des installations du projet SOEP de l'exigence de divulguer après coup, soit durant le mois qui suit la fin du mois de livraison, les renseignements sur toutes les ententes de vente à l'exportation conclues par SOEP. Le mécanisme de divulgation resterait en place jusqu'à ce que le fonctionnement normal du marché amène un nombre suffisant d'acheteurs et de vendeurs et une transparence des prix adéquate. Si la divulgation de ces renseignements donnait lieu à une plainte,

il y aurait des moyens de recours devant l'ONÉ.

(2) Assortir l'approbation des installations du projet SOEP de l'obligation de déposer auprès des provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, en toute confidentialité, tous les contrats de vente de gaz sur le marché canadien et le marché d'exportation.

(3) Assortir l'approbation des installations du projet M&NPP de la condition voulant que les promoteurs établissent à la satisfaction de l'ONÉ que tout gaz, en sus de la quantité minimum qui doit être vendue sur le marché américain pour justifier la construction du gazoduc, sera mis à la disposition des marchés canadiens, à des conditions, y compris le prix, non moins favorables que celles qui sont offertes aux consommateurs sur le marché d'exportation américain.

(4) Élargir la portée de la méthode axée sur les conditions du marché (MACM) de l'ONÉ afin d'y assujettir toute vente à l'exportation associée au gaz de l'île de Sable, de sorte que toutes les ententes de vente à l'exportation fassent l'objet d'une divulgation, y compris les ventes effectuées en vertu d'ordonnances d'exportation à court terme.

(5) Assortir l'approbation des installations de l'obligation de démontrer, avant le début des travaux de construction, que des ententes de vente garantie de gaz sur le marché canadien ont été négociées pour une partie importante de la charge prévue de 90 000 10⁶Btu par jour devant être livrée sur le marché canadien.

(6) Ordonner aux promoteurs du projet SOEP de mettre en oeuvre un mécanisme d'affichage pour les ventes à Goldboro, grâce auquel les divers producteurs publieraient un prix, ou une série de prix, et les conditions standard auxquelles ils sont prêts à vendre le gaz provenant de l'île de Sable à tout acheteur canadien ou étranger.

M&NPP s'est opposée à plusieurs des recommandations qui précèdent. En particulier, elle a noté que l'ONÉ possède déjà le pouvoir d'exiger à tout moment le

dépôt de tout contrat de gaz. Elle a soutenu que, s'il est vrai que le Nord-Est des États-Unis a été défini comme le marché pivot, la production de gaz de l'île de Sable n'a pas été allouée à l'avance et le marché sera constitué de ceux qui attachent le plus de valeur à cette source d'approvisionnement.

M&NPP a également exprimé son désaccord à l'égard de la position des intervenants selon laquelle le marché pour le gaz de l'île de Sable serait dominé par une poignée de participants, créant ainsi un marché déséquilibré que l'ONÉ serait tenu de surveiller. À cet égard, elle a soutenu que l'ONÉ assure déjà un suivi des marchés énergétiques canadien et américain et qu'il publie périodiquement des rapports, tels que les évaluations du marché du gaz naturel et le rapport sur l'offre et la demande d'énergie au Canada, qui examinent la dynamique de ces marchés. Elle note aussi que l'ONÉ tient compte, d'une façon globale, des volumes exportés et des prix exigés pour les exportations aux termes des ordonnances à court terme et des licences à long terme, selon le point d'exportation. Elle a soutenu que cette surveillance pourrait tout simplement être étendue au point d'exportation de St. Stephen. Elle souligne, par ailleurs, que les consommateurs canadiens ont déjà accès aux renseignements utiles sur les prix grâce à la transparence des prix du gaz qui caractérise le marché nord-américain. Elle en conclut que, si l'ONÉ détermine que le marché ne fonctionne pas comme il se doit, ou s'il reçoit des plaintes de la part de consommateurs, il pourra prendre les mesures nécessaires à ce moment-là.

La Commission partage les préoccupations des intervenants au sujet du fait qu'en l'absence d'un marché pleinement fonctionnel dans les Maritimes relativement à la commercialisation du gaz de l'île de Sable, la possibilité de se renseigner sur les prix fait défaut. Elle craint que ce manque ne cause des incertitudes aux acheteurs éventuels sur le marché canadien, quant à savoir si le gaz provenant de l'île de Sable leur sera offert à des conditions similaires, y compris le prix, qu'il le sera au marché d'exportation.

Recommandation 43

La Commission recommande que les gouvernements du Canada, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick explorent les mécanismes de surveillance des prix du gaz qui, tout en permettant la négociation des prix sur le marché, donneraient l'assurance aux parties que les acheteurs canadiens ne seraient pas désavantagés par les résultats de ces négociations. Le comité de surveillance des prix formé par les gouvernements signataires de l'Entente du 31 octobre 1985 sur les prix et les marchés du gaz naturel pourrait servir de modèle à cette fin.

Étant donné le manque de transparence des prix et l'importance que les ressources énergétiques de l'île de Sable revêtent du point de vue de l'essor économique du Canada atlantique, de la position concurrentielle de ses industries sur les marchés nord-américains et de l'avenir énergétique de la région, d'une façon générale, la Commission estime que les futurs acheteurs de ces ressources devraient bénéficier d'un mécanisme quelconque de divulgation des prix.

Effets sur la santé

La Commission est chargée d'examiner les effets que la construction et l'exploitation des installations pourraient avoir sur la santé des travailleurs du projet et des parties habitant à proximité des installations. L'utilisation de produits chimiques, les émissions atmosphériques, la radioactivité, la contamination de l'eau, le bruit et la présence d'organométalliques comptent parmi les effets éventuels directs sur la santé. Les intervenants souhaitaient obtenir l'assurance que le projet n'aurait pas de répercussions négatives sur la santé. Certains ont allégué que les promoteurs n'étaient pas au courant des problèmes ou ne voulaient pas y faire face.

Les promoteurs ont soutenu qu'ils étaient au courant des problèmes de santé éventuels et de toutes les exigences réglementaires connexes. À l'audience, ils se sont engagés à faire plus que ce qui était

strictement nécessaire pour satisfaire à ces exigences en continuant à mesurer les niveaux d'exposition et à chercher à les réduire en-deçà des limites prescrites. Pour ce qui est de l'utilisation de produits chimiques, les promoteurs ont indiqué que des fiches signalétiques des produits ont été dressées et que les limites d'exposition professionnelle seront observées. Le personnel appelé à utiliser des produits chimiques sera accrédité à cette fin et muni de la formation requise pour le faire en toute sécurité. Les pesticides ne seront pas normalement utilisés dans le cadre des opérations. On n'utilisera pas non plus de dioxines ou de furanes. Les biocides ne seront employés que dans des circonstances très particulières, aux fins d'essai hydrostatique.

Les émissions atmosphériques peuvent se produire dans des conditions d'exploitation normales et en cas de perturbations. Pour les éviter, il s'agit d'adhérer aux consignes et aux normes de conception appropriées ainsi qu'aux exigences réglementaires. Les promoteurs ont modifié la conception de l'usine de gaz de Goldboro pour prévenir d'éventuelles émissions de benzène, toluène, éthylbenzène et xylène (BTEX), même si les contrôles effectués jusqu'ici n'ont pas relevé de concentrations discernables de BTEX dans le gaz source. Des émissions se produiront parfois en cas de perturbations, mais elles n'excéderont pas les limites légales. Les travailleurs recevront la formation requise pour les traiter en toute sécurité. Cette question est examinée plus à fond au chapitre 2, sous la rubrique Émissions atmosphériques.

À la lumière des échantillonnages effectués jusqu'à présent, les promoteurs ont établi que la probabilité de la présence de matière radioactive naturelle est faible. Ils ont indiqué que si l'on rencontrait cette matière, des mesures de sécurité courantes sont prévues afin de l'isoler et de l'extraire.

La contamination de l'eau est une question qui pourrait toucher les personnes qui habitent à proximité des installations. SOEP et M&NPP sont conscients du problème, notamment en ce qui concerne les roches acides et les sources d'approvisionnement en eau domestique. Ils s'engagent à éviter autant que possible

de construire dans des endroits où il a des dépôts de roches acides ou des sources d'approvisionnement en eau domestique. Si des problèmes surviennent, on prendra les mesures d'atténuation qui s'imposent. En outre, l'essai hydrostatique sera mené de manière à ce que toute eau contaminée soit récupérée et épurée, suivant les normes réglementaires requises, avant d'être rejetée dans le milieu ou éliminée.

Le bruit représente un problème éventuel pour la santé et les promoteurs s'engagent à respecter les lignes directrices établies à cet égard. Le lecteur trouvera aux chapitres 2 et 3 les arguments présentés sur la question et les recommandations de la Commission. Selon les techniques courantes d'analyse utilisées par les promoteurs, il n'y a aucune indication que le gaz source contient des organométalliques. Cependant, par mesure de sécurité, les promoteurs projettent d'installer des tamis moléculaires afin d'isoler les organomercuriques éventuels.

Compte tenu de ce qui précède, la Commission est convaincue que les promoteurs ont adopté des mécanismes adéquats pour prévenir les effets sur la santé ou les atténuer. En outre, ils s'engagent à mettre en place des politiques, des procédures et des programmes de formation afin de maîtriser les risques qui pourraient surgir.

L'éventualité d'émissions nuisibles de BTEX provenant de la plate-forme Thebaud et des usines de traitement des liquides de gaz demeure une source de préoccupation pour la Commission. La conception de ces usines et installations ne semble pas être soumise à un contrôle aussi rigoureux que ne l'est celle de l'usine Goldboro.

Recommandation 44

La Commission recommande que l'OCNHE, la province de la Nouvelle-Écosse et l'ONÉ travaillent de concert pour fixer des normes communes et mettre en place un processus de surveillance intégré des émissions.

Questions intéressant les Autochtones

Les représentants autochtones ont soulevé trois grands sujets de préoccupation. En premier lieu, ils ont trouvé inadéquat le processus de consultation publique dans la mesure où cela touchait aux Autochtones. En deuxième lieu, les évaluations environnementales et socio-économiques n'avaient pas, à leur avis, tenu compte des répercussions éventuelles sur les peuples autochtones. À cette question se greffait le besoin de programmes d'indemnisation et de retombées positives pour les Autochtones, notamment sous la forme de perspectives d'emploi. Enfin, ils ont soulevé la question centrale de la mesure où la Commission et les organismes gouvernementaux doivent exercer des responsabilités fiduciaires, et de quelle façon, afin de protéger les ressources et les utilisations traditionnelles des terres.

L'objectif fondamental du processus d'évaluation environnementale est de mener, en temps opportun, une consultation publique valable. L'une des préoccupations soulevées tenait au caractère inadéquat de la consultation que les promoteurs avaient effectuée auprès des populations autochtones. Il en est résulté que les représentants autochtones n'avaient pas l'impression que les préoccupations et les problèmes des Autochtones avaient été pleinement pris en compte. On trouvait également que, d'une façon générale, les organismes gouvernementaux n'étaient pas intervenus auprès des promoteurs pour garantir que les questions intéressant les Autochtones soient dûment prises en considération.

L'étape du préavis public s'était surtout adressée aux autorités gouvernementales et au public susceptible d'être touché directement par le projet. Toutefois,

certaines groupes d'intérêt spéciaux, comme l'industrie de la pêche, ont aussi été consultés. Étant donné que le projet n'empiétait pas directement sur des terres de réserves ou des territoires faisant l'objet de revendications territoriales, les promoteurs ne s'étaient pas adressés spécialement aux collectivités autochtones à titre de parties ayant des intérêts spéciaux, et ce dès le début des consultations, comme ils l'avaient fait pour d'autres groupes d'intérêt. Dans leur plaidoirie finale, les promoteurs ont admis qu'ils avaient tardé à consulter les Premières nations. La Commission estime ce retard regrettable.

Dès le départ, il aurait fallu inclure dans le programme d'information publique un volet axé sur la consultation des principales organisations autochtones et des collectivités qu'elles représentent. La production et le transport de gaz proposés étant des industries nouvelles dans les Maritimes, les promoteurs doivent se faire un devoir de communiquer efficacement avec toutes les parties éventuellement touchées par les projets. SOEP a pour principe d'essayer d'instaurer de bons rapports à long terme avec les collectivités auxquelles il a affaire, mais il a clairement échoué pour ce qui du traitement accordé initialement aux collectivités autochtones. Des contacts directs et personnels avec les collectivités autochtones, dès le début du projet, auraient sans doute fait beaucoup pour calmer les préoccupations des Autochtones et éviter que s'installent la méfiance et l'incompréhension. Les promoteurs s'en sont rendus compte, quoique tardivement. Ils ont maintenant entamé des consultations qui ont déjà livré de bons résultats. À titre d'exemple, SOEP a accepté d'éviter le genre de situation où un site archéologique autochtone serait mis à découvert et l'on poursuivrait tout simplement les travaux sans consulter les parties concernées. Dorénavant, les travaux seront interrompus en attendant que des consultations aient lieu. En outre, les promoteurs ont convenu d'examiner avec les représentants autochtones des procédures particulières visant à atténuer des effets environnementaux. Les promoteurs et les représentants autochtones sont en pourparlers pour arrêter un protocole ou une entente sur les

Recommandation 45

La Commission recommande que les organismes de réglementation compétents assortissent toute autorisation accordée de la condition voulant que les promoteurs soumettent, par écrit, une entente ou un protocole énonçant les rôles et les responsabilités des parties pour ce qui est de la collaboration aux études et à la surveillance.

consultations futures, notamment dans des domaines comme l'utilisation des terres, les plantes rares ou médicinales et les richesses archéologiques. Au cours de la plaidoirie, deux des trois intervenants autochtones se sont dits satisfaits des progrès accomplis.

La Commission est convaincue que la meilleure façon d'instaurer un processus de communication efficace consiste à conclure par écrit un protocole ou une entente qui énonce les responsabilités et les rôles de chacun quant à l'étude coopérative et à la surveillance des répercussions éventuelles, et permet d'élaborer au besoin les mesures d'atténuation voulues. Quoi qu'il en soit, elle tient à souligner que toute formule de consultation adoptée se doit d'être économique, efficace et opportune.

Les Autochtones ont soulevé comme deuxième préoccupation le fait que des répercussions particulières du projet sur l'utilisation des terres par les peuples autochtones n'avaient pas été étudiées et donc restaient inconnues. Pour leur part, les promoteurs ont soutenu que le processus d'évaluation avait tenu dûment compte de tous les effets éventuels du projet, sur le plan socio-économique et environnemental. À leur avis, le preuve apportée à l'appui de l'évaluation indique que, s'il y avait des répercussions négatives inévitables, celles-ci seraient forcément minimales, temporaires et (ou) atténuables, et ne seraient donc pas qualifiées de répercussions négatives importantes. Ils ont souligné que ces conclusions valent pour tous les groupes éventuellement touchés par le projet, y compris les peuples autochtones. En outre, d'autres études

seront préparées à l'étape du tracé détaillé, dont des études sur les plantes rares et médicinales, sur les sols, sur l'archéologie et sur des aspects géotechniques. Des mesures pourraient être prises, à la lumière de ces études, afin de prévenir ou d'atténuer des répercussions négatives particulières sur chaque site rencontré le long du tracé détaillé. L'impact éventuel sur les intérêts des Autochtones sera cerné de plus près et traité dans cette optique.

La Commission fait remarquer que les peuples autochtones peuvent avoir des points de vue uniques sur les répercussions culturelles, socio-économiques et environnementales des projets, et les méthodes classiques d'atténuation. Or, il serait préférable d'en tenir compte au cours des travaux sur le terrain préalables à la planification détaillée et de les vérifier durant la phase de la construction. À cet égard, les deux parties devraient avoir amplement l'occasion de définir des moyens de collaboration concrets, efficaces et pratiques dans le cadre d'un protocole ou d'une entente.

L'existence de mécanismes d'indemnisation en cas de préjudice causé aux intérêts autochtones a également été soulevée. Il existe actuellement deux mécanismes pour régler les demandes d'indemnisation. Si les intérêts des pêcheurs commerciaux autochtones sont lésés en raison du projet, ceux-ci seraient indemnisés en vertu d'une entente d'indemnisation que SOEP et l'industrie de la pêche sont en voie de négocier. Si le projet nuit aux activités non commerciales de chasse, de pêche ou de cueillette, la loi prévoit une procédure suivant laquelle les parties touchées peuvent demander une indemnisation par l'intermédiaire d'un négociateur ou d'un comité d'arbitrage nommé par le ministre fédéral des Ressources naturelles. Les porte-parole autochtones ont proposé deux autres formules, soit un programme d'indemnisation spécifique et un ensemble de critères d'indemnisation, tous deux conçus pour compenser des incidences particulières ou uniques sur la collectivité autochtone. Dans la mesure où il est jugé nécessaire d'adopter des mécanismes supplémentaires d'indemnisation, il faudrait que les parties négocient cette

question séparément. La Commission ne prend pas position sur la question de savoir quelles approches — soit les mécanismes en place ou les nouvelles formules proposées — seraient les meilleures.

On a soulevé la question des perspectives d'emploi pour les Autochtones en tant qu'éventuelle retombée positive du projet. SOEP s'est dit résolu à supprimer les obstacles à l'emploi et à offrir de la formation et d'autres possibilités à tous les groupes défavorisés. Sous ce rapport, il s'est engagé à examiner directement avec les représentants autochtones les voies et moyens qui permettraient de rehausser les perspectives d'emploi pour ce groupe. Il a également laissé entendre que la participation au Comité consultatif des retombées (CCR) constituerait un moyen pour les Autochtones de créer des perspectives d'emploi pour leur groupe ou de les maximiser. La Commission estime que cela permettrait aux représentants autochtones de remplir une fonction de surveillance et qu'ils en tireraient un excellent avantage. Si les peuples autochtones souhaitent participer au CCR, il leur faut bien réfléchir à la formule qui leur permettrait le mieux de représenter leurs intérêts collectifs dans le cadre de ce mécanisme.

Enfin, les représentants autochtones ont soulevé la question, qu'ils estimaient centrale, des obligations de la Couronne en matière de droits fiduciaires. Ces droits tiennent à l'obligation légale de la Couronne envers les Autochtones d'administrer convenablement les terres et autres ressources détenues en fiducie pour les peuples autochtones. Typiquement, cette obligation existe dans les cas où une instance gouvernementale est chargée d'administrer les terres de réserves au nom d'une bande autochtone. Certains intervenants autochtones ont soutenu que le rôle de fiduciaire dont est investi le gouvernement est de plus vaste portée, en ce sens qu'il s'applique à toutes les terres publiques et à toutes les populations autochtones, que celles-ci habitent à l'intérieur ou à l'extérieur des réserves. Dans cette perspective, tous les peuples autochtones ont un intérêt en droit relativement aux effets négatifs d'un projet sur la faune, le poisson, les plantes et les

richesses patrimoniales se trouvant sur des terres publiques.

Le ministère fédéral de la Justice, au nom des ministères fédéraux des Pêches et des Océans et de l'Environnement, a soutenu que la Commission, en tant qu'organe quasi-judiciaire, n'a pas de responsabilités fiduciaires. Il a argué qu'il n'y a au dossier aucune preuve qui autorise la Commission à se prononcer sur l'existence de responsabilités fiduciaires, sur leur teneur ou sur leur exécution par d'autres instances gouvernementales. Le ministère de la Justice a également souligné que les parties autochtones avaient eu l'occasion de participer pleinement aux délibérations de la Commission et qu'elles n'avaient produit aucun argument indiquant que le projet aurait des effets négatifs précis sur l'utilisation des terres publiques par les Autochtones.

La Commission estime que l'interprétation générale des obligations fiduciaires des organismes gouvernementaux constitue une question juridique, qui déborde le cadre de son mandat. Elle estime, toutefois, qu'elle a protégé les droits de toutes les parties en assurant que le processus d'audience publique soit mené de façon juste, impartiale et équitable.

Qualité de vie en région rurale

Au cours des séances d'établissement de la portée, des intervenants ont fait valoir que l'aménagement d'un gazoduc nuirait à la qualité de vie des populations rurales et que le projet devrait être interdit pour cette raison. On s'inquiétait principalement de la sécurité, des répercussions négatives sur la faune, de l'intrusion de tiers, et de l'aspect esthétique de l'emprise. La Commission est consciente de la valeur élevée que les résidents ruraux attachent à leur mode de vie et de leur crainte de le voir compromettre en raison de l'aménagement du gazoduc. Toutefois, elle n'est pas convaincue qu'un gazoduc qui est conçu, construit et entretenu convenablement aurait les effets négatifs importants que craignent certains intervenants.

L'incidence sur la faune a été évaluée dans le cadre de la demande et durant le contre-interrogatoire. Dans la mesure où il

pourrait y avoir des répercussions négatives, on prévoit que celles-ci seraient minimales, temporaires et atténuables au point de devenir négligeables. Il y a un risque d'intrusion par des tiers, mais les promoteurs ont accepté d'ériger des barrières là où le demandeur les propriétaires fonciers et d'installer les panneaux de signalisation voulus. En outre, la majeure partie de l'emprise serait située dans des régions auxquelles on a déjà accès par les chemins forestiers et une bonne partie se trouverait sur des terres publiques, accessibles au public. Quant à l'aspect de l'emprise, il a été convenu que sauf pour une bande de six mètres sur laquelle serait centrée le gazoduc, le reste de l'emprise pourrait être replanté avec des arbustes et de petits arbres ayant des racines superficielles. Cela permettrait de masquer visuellement l'emprise et de favoriser la faune.

La Commission partage l'avis que les régions rurales doivent demeurer autant que possible à l'état naturel, mais elle note aussi que l'occupation déjà survenue dans ces régions compromet dans une certaine mesure leur caractère naturel. On a construit des routes, implanté des services publics et défriché des terres pour la construction d'habitations et à d'autres fins. Ainsi, l'être humain a déjà fait sa marque sur les terres par lesquelles passerait le gazoduc. La mesure où l'implantation d'un gazoduc agrandirait ou approfondirait cette marque est une question d'opinion. La Commission juge que si le gazoduc est bien conçu, construit et entretenu, son effet dans le paysage rural restera dans les limites de l'acceptable.

Les propriétaires fonciers, locataires et autres parties intéressées qui vivent le long du tracé d'un gazoduc ou à proximité disposent de moyens de recours s'ils estiment avoir subi des dommages mesurables en raison des activités liées au gazoduc ou s'ils jugent inadéquate l'indemnisation accordée pour les droits de servitude. Ainsi que nous l'avons mentionné dans des sections antérieures, ils peuvent demander au ministre de Ressources naturelles Canada de désigner un négociateur ou un comité d'arbitrage pour régler la question.

Conclusion

La Commission conclut que les projets SOEP et M&NPP ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants, pourvu que les mesures d'atténuation voulues, relevées au cours de l'instance, soient appliquées et que ses recommandations soient respectées et mises en oeuvre. En outre, elle conclut que les retombées socio-économiques sont favorables pour les Maritimes et le Canada.

Recommandation 46

La Commission recommande que les organismes de réglementation compétents délivrent sans plus de retard toutes les autorisations nécessaires à SOEP et à M&NPP.

Recommandations

RECOMMANDATION 1

La Commission recommande que toute autorisation délivrée pour le gazoduc marin soit assortie des conditions suivantes.

Les promoteurs soumettront à l'ONÉ, au moins cent quatre-vingt (180) jours avant le début de l'aménagement du pipeline :

- a) les données de conception et le plan définitif du gazoduc, ce qui comprend à tout le moins :
 - (i) le mémoire définitif indiquant la base de calcul du gazoduc marin,
 - (ii) les spécifications détaillées des matériaux,
 - (iii) les études de conception complémentaires voulues,
 - (iv) les limites des vides inacceptables, entre les points d'appui, constatées pendant l'aménagement, la mise à l'essai et l'exploitation du gazoduc, et les mesures d'atténuation à prendre si un vide inacceptable devait se former,
 - (v) les croquis de construction;
- b) une liste des règlements, normes, codes et spécifications utilisés pour la conception, la construction et l'exploitation du gazoduc qui s'étendra de la plate-forme Thebaud à l'usine de gaz de Goldboro, portant la date de diffusion;
- c) des rapports renfermant les résultats et les données à l'appui de toutes les études géotechniques sur le terrain, aux fins de l'évaluation des éléments suivants :
 - (i) risques d'instabilité des pentes,
 - (ii) dangers géotechniques et géologiques et régimes géothermiques susceptibles d'être observés pendant l'aménagement et l'exploitation des installations,
 - (iii) concepts particuliers et mesures requises pour protéger le gazoduc;
- d) le tracé du gazoduc, détaillé sur des cartes à l'échelle appropriée, indiquant toutes les caractéristiques du fond marin, géotechniques et autres selon une profondeur et une définition suffisantes.

Les promoteurs n'entreprendront pas de travaux d'aménagement du gazoduc tant que l'ONÉ n'aura pas approuvé les plans définitifs du gazoduc.

À moins d'un avis contraire de la part de l'ONÉ, les promoteurs soumettront à l'ONÉ un calendrier détaillé de construction au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction. Ils fourniront à l'ONÉ et à tous les autres organismes de réglementation compétents des mises à jour régulières sur l'avancement des travaux de construction et leur signaleront tous les changements apportés au calendrier à mesure que les travaux progressent.

Au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction, les promoteurs soumettront à l'ONÉ tous les manuels de construction, y compris :

- a) un manuel de pose de pipeline et d'aménagement de tranchée (qui comprendra à tout le moins les autres travaux de construction du gazoduc, comme la stabilisation ou l'ancrage);

- b) un manuel de sécurité pendant la construction (décrivant la marche à suivre pour signaler les incidents à l'ONÉ);
- c) un manuel de mesures d'intervention d'urgence;
- d) tous les autres manuels touchant la construction, l'aménagement et l'exploitation du gazoduc marin qui reliera la plate-forme Thebaud à l'usine de gaz de Goldboro.

À moins d'un avis contraire de la part de l'ONÉ, les promoteurs conserveront sur chaque chantier pendant la construction, à des fins de vérification, un exemplaire des méthodes de soudure et d'essai non destructif utilisées dans le cadre du projet, ainsi que tous les documents voulus.

Au plus tard cent quatre-vingt (180) jours après l'achèvement de l'aménagement du gazoduc, les promoteurs déposeront auprès de l'ONÉ un rapport et des cartes de levé du gazoduc selon l'exécution.

Au moins trente (30) jours avant l'autorisation de mise en service, les promoteurs soumettront à l'ONÉ un manuel d'exploitation et d'entretien qui énonce à tout le moins les méthodes d'inspection et de correction visant les mouvements de fond causant des vides entre points d'appui.

Si l'ONÉ établit que les hypothèses de conception du gazoduc concernant l'enfouissement et la stabilité du gazoduc et les modifications du fond marin ne peuvent être confirmées, les promoteurs lui soumettront un programme de surveillance sur place du gazoduc, au moins cent quatre-vingt (180) jours avant l'autorisation de mise en service. Ce programme comprendra les méthodes et les calendriers d'inspection établis, ainsi que les critères qui enclencheront des inspections et des mesures correctrices particulières (comme les conditions de tempête et la limitation des longueurs des vides entre points d'appui). Il indiquera également tout l'équipement requis sur place ou à proximité pour mettre en oeuvre les mesures correctrices ainsi que tout l'équipement qui doit être amené d'endroits éloignés. Ce programme comprendra les procédures de notification des incidents à l'ONÉ.

Le certificat visant les installations pipelinières marines doit être délivré à Mobil Oil Canada Ltd., et celle-ci doit le garder en attendant la désignation d'une société exploitante légale pour SOEP. Une fois celle-ci désignée, les promoteurs demanderont l'autorisation de transférer le certificat de manière que les installations pipelinières, à l'égard desquelles le certificat est délivré, soient détenues et exploitées par cette société.

La Commission recommande qu'à moins d'un avis contraire de la part de l'ONÉ, le certificat délivré expire le 31 décembre 2000, sauf si la construction et l'installation des installations pipelinières extracôtières n'ont commencé d'ici à cette date.

RECOMMANDATION 2

La Commission recommande que toute autorisation délivrée à l'égard de l'usine de gaz soit assortie des conditions suivantes :

Les promoteurs feront en sorte que les dispositifs de l'usine de gaz soient conçus, fabriqués, situés, construits et installés conformément aux spécifications, dessins et autres renseignements énoncés dans la demande ou présentés dans la preuve produite par les promoteurs devant la Commission, sous réserve des dispositions du paragraphe 1b) ci-dessous.

Au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction, les promoteurs soumettront à l'ONÉ un document d'information sur la conception de l'usine de gaz comprenant les éléments suivants :

- a) schémas des processus de traitement indiquant les températures, les pressions, les bilans massiques et la capacité, ainsi que les besoins en énergie des compresseurs, des rechauffeurs et des détendeurs à turbine;
- b) diagrammes de la tuyauterie et des instruments pour tous les dispositifs de l'usine;
- c) codes, normes et spécifications des matériaux visant l'équipement majeur et la tuyauterie.

Les changements apportés aux spécifications et aux plans seront déposés et soumis à l'ONÉ au moins trente (30) jours avant la

mise en oeuvre.

Les promoteurs concevront, fabriqueront et aménageront les composantes de l'usine conformément aux normes et aux codes voulus de la province de la Nouvelle-Écosse.

Les promoteurs soumettront à l'ONÉ, au moins quatre-vingt-dix (90) jours avant le début de la construction de l'usine de gaz autorisée par toute ordonnance délivrée :

- a) les procédures prévues pour l'assurance et le contrôle de la qualité du projet aux étapes de la conception, de la fabrication et de la construction de l'usine, y compris les mesures de vérification et de correction;
- b) le programme d'essai sous pression et d'essai non destructif pour la tuyauterie et les appareils sous pression, y compris les mesures de vérification et de correction.

Les promoteurs étudieront, de concert avec les organismes de réglementation, les résultats de tous les études sur les dangers et l'exploitabilité de l'usine dans les trente (30) jours suivant l'achèvement des études. Les études visant l'usine de gaz de Goldboro seront menées au moins trente (30) jours ouvrables avant l'achèvement des plans définitifs de l'usine.

Les promoteurs déposeront auprès de l'ONÉ, au moins soixante (60) jours avant le début des travaux de construction, un ou des calendriers détaillés des principaux travaux de construction, et ils informeront l'ONÉ de tous les changements apportés aux calendriers au moins dix (10) jours avant que ces changements ne soient apportés.

Les promoteurs prépareront et soumettront à l'ONÉ un manuel de sécurité pendant la construction en vertu de l'article 26 du Règlement sur les pipelines terrestres.

Les promoteurs soumettront à l'ONÉ, avant de demander une autorisation de mise en service pour tout élément des dispositifs de traitement de gaz autorisés par la délivrance d'une ordonnance :

- a) une explication détaillée des programmes de surveillance des conditions internes et externes du matériel sous pression de l'usine, touchant en particulier les parties de l'usine susceptibles de poser un danger pour les employés, le public et l'environnement;
- b) un programme détaillé de formation basée, en partie du moins, sur l'analyse des dangers industriels que peut poser l'usine, dans le cadre duquel on peut vérifier la compétence des employés avant l'assignation des tâches.

Les promoteurs soumettront à l'ONÉ, au moins soixante (60) jours avant la mise en service ou le remplacement de pièces d'équipement de l'usine :

- a) les méthodes et les calendriers de remplacement, de mise en service et de démarrage pour tout l'équipement de l'usine, y compris des renseignements concernant le nombre de personnes sur les lieux au moment de toute procédure de mise en service et de démarrage;
- b) les politiques et procédures de gestion de la sécurité en matière de mise en service ou de remplacement, indiquant comment la sécurité des employés et du public sera assurée pendant les étapes de mise en service de l'usine de gaz.

Au moins soixante (60) jours avant le début de l'exploitation de l'usine, les promoteurs soumettront à l'ONÉ :

- a) un manuel d'exploitation et d'entretien aux termes de l'article 48 de la partie VII du *Règlement sur les pipelines terrestres*, qui énoncera toutes les méthodes de travail sécuritaires requises pour entretenir, mettre en service, démarrer, exploiter et arrêter l'équipement de l'usine et le matériel connexe;
- b) un manuel de mesures d'intervention d'urgence propres à l'usine de gaz;
- c) les plans d'intervention d'urgence en cas de rejets d'hydrocarbures dans l'atmosphère, dans les limites de l'usine de gaz et des installations connexes.

Tout certificat délivré expirera le 31 décembre 2000 à moins que la construction et l'aménagement de l'usine de gaz de

Goldboro n'aient commencé d'ici à cette date.

Les exploitants de l'usine de gaz de Goldboro s'assureront que l'usine est exploitée conformément aux codes et aux normes en matière d'environnement qui sont approuvés ou adoptés par la province de la Nouvelle-Écosse.

Les exploitants de l'usine de gaz de Goldboro permettront au besoin aux représentants du ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse, au moins une fois par trimestre et moyennant un préavis d'au moins 24 heures, d'inspecter et de vérifier le calibrage des instruments de comptage, de mesure et de collecte d'échantillons.

Les exploitants de l'usine de gaz de Goldboro veilleront à ce que les modifications, les réparations et les agrandissements réglementés par le Code canadien du travail satisfont aux normes et aux codes voulus qui sont approuvés ou adoptés par la province de la Nouvelle-Écosse.

RECOMMANDATION 3

La Commission recommande à l'ONÉ que SOEP, à titre d'exploitant, soit classé parmi les compagnies du groupe 2 à des fins de réglementation aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Elle recommande aussi que SOEP soit tenu de tenir ses livres comptables conformément au code de comptabilité prescrit dans le Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs et de déposer des états financiers annuels vérifiés.

RECOMMANDATION 4

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs :

- a) élaborent un programme de surveillance des effets environnementaux, valable sur le plan statistique et scientifique, afin d'assurer que les mesures d'atténuation sont efficaces et de confirmer les effets environnementaux prévus des rejets de déchets de forage et d'eau produite, y compris les effets sublétaux de l'eau produite, la floculation des déchets et la création d'hydrocarbures chlorés dans un rayon de 500 mètres des plate-formes de forage;
- b) explorent des solutions de rechange à l'utilisation de la boue à base d'huile et s'engagent à envisager et à appliquer les meilleures solutions sur le plan environnemental et géotechnique;
- c) étudient et appliquent, pendant la durée du projet, les nouvelles méthodes de traitement des déchets, s'il est démontré qu'elles sont supérieures, sur le plan environnemental et technique, à la méthode initiale retenue;
- d) explorent d'autres techniques que la chloration pour le traitement des déchets liquides domestiques générés par les installations du projet, avant leur rejet en mer;
- e) outre la surveillance de la conformité qui s'impose pour l'évacuation de l'eau servant à l'essai hydrostatique des gazoducs marins, soumettent aux organismes de réglementation compétents, au moins trente (30) jours avant le début de tout essai hydrostatique, des renseignements détaillés sur cet essai hydrostatique, incluant :
 - i) la source de l'eau servant à l'essai hydrostatique;
 - ii) l'endroit d'où est tirée l'eau pour l'essai hydrostatique;
 - iii) le type et la quantité d'antioxydant à utiliser, y compris les motifs du choix de l'antioxydant retenu;
 - iv) les mesures d'atténuation et de restauration propres au site qui sera utilisé, à l'issue de consultations avec les organismes de réglementation;
 - v) les données démontrant qu'on a répondu adéquatement à toutes les préoccupations soulevées par les organismes de réglementation, notamment les mises à jour nécessaires des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été observées.

RECOMMANDATION 5

La Commission recommande qu'au moins soixante (60) jours ouvrables avant le début de la construction de la portion du gazoduc menant à Betty's Cove, les promoteurs soumettent aux organismes de réglementation compétents des renseignements supplémentaires concernant les tracés spécifiques proposés pour le gazoduc marin et la méthode d'aménagement choisi pour le site d'arrivée à terre. Ces renseignements comprendront :

- a) les résultats du programme de prélèvement de sédiments le long du tracé spécifique à Betty's Cove;
- b) une évaluation de l'habitat sous-marin le long du tracé spécifique à Betty's Cove;
- c) une liste des problèmes environnementaux indiquant tous les effets pertinents du tracé choisi sur les composantes environnementales importantes du milieu biologique marin;
- d) les mesures d'atténuation prévues pour rendre ces effets environnementaux négligeables;
- e) les détails sur la méthode d'aménagement choisie au site d'arrivée à terre.

RECOMMANDATION 6

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs effectuent, au minimum pendant un an, une surveillance de base de la qualité de l'eau et des sédiments avant d'entreprendre tous autres travaux d'excavation dans le bras Country Harbour. De plus, les résultats de ce programme et ceux de l'étude de modélisation des sédiments du bras Country Harbour doivent être examinés par le Comité de liaison SOEP-Pêches et par le ministère des Pêches et des Océans, et tout problème observé doit être réglé avant le début des travaux d'excavation de la tranchée.

RECOMMANDATION 7

La Commission recommande que, pour évaluer correctement les effets éventuels d'une altération du poisson sur l'industrie de la pêche, les organismes de réglementation compétents veillent à ce que les promoteurs prévoient un test de l'altération dans le cadre de leur programme de surveillance des effets environnementaux.

RECOMMANDATION 8

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs suppriment le nom Country Harbour de la liste des sites éventuels pour la construction des bases, et de procéder dans les meilleurs délais au choix final du site des bases.

RECOMMANDATION 9

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs conçoivent et mettent en oeuvre un programme de surveillance acoustique visant à mesurer (à la source) le niveau du bruit généré par les activités du projet, à évaluer les pertes de transmission dans la zone du projet et à déterminer le niveau du bruit qui atteindra certains endroits clés, comme le Gully et le canyon Logan voisin. Ces travaux devraient être menés dans le cadre du programme de surveillance des effets environnementaux qui est prévu pour le projet, mais par une tierce partie expérimentée ou sous sa direction.

RECOMMANDATION 10

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs posent les conduites dans le bras Country Harbour et à l'île Country autant que possible en dehors de la saison de nidification qui va de la mi-mai à la mi-août, et particulièrement jusqu'à ce qu'aient été recueillies et analysées les données de base nécessaires sur la population de sternes de Dougall de cette région.

RECOMMANDATION 11

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que, au moins six (6) mois avant le début des travaux de fabrication ou de construction, les promoteurs soumettent, dans le cadre de leur plan final de protection de l'environnement, le code de pratiques visant à protéger le Gully. Le code devrait donner des détails sur les programmes proposés de surveillance des effets environnementaux et les mesures d'atténuation qui concernent spécifiquement le Gully, et il doit être conforme aux exigences réglementaires applicables aux travaux visés. Pour obtenir les données de base nécessaires aux programmes de surveillance des effets environnementaux, les promoteurs devraient lancer des travaux de recherche en océanographie physique et biologique dans le Gully, ou y contribuer.

RECOMMANDATION 12

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que, au moins six (6) mois avant le début des travaux de fabrication ou de construction, les promoteurs présentent un code de pratiques visant à protéger l'île de Sable, dans le cadre de leur plan final de protection de l'environnement. Le plan comportera des informations détaillées sur les programmes de surveillance des effets environnementaux et sur les mesures d'atténuation, propres à l'île de Sable, et conformément aux exigences de l'organisme de réglementation compétent, à l'égard de l'activité visée.

RECOMMANDATION 13

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs recueillent des données sur les tempêtes et les événements extrêmes, les analysent et les présentent dans des rapports. Elle recommande que les promoteurs se conforment à la disposition des directives concernant les profils de conductivité, température, profondeur (CTP).

RECOMMANDATION 14

La Commission recommande que les promoteurs soumettent au ministère des Pêches et des Océans, le plus promptement possible, tous les renseignements relatifs aux impacts du projet sur la navigation, y compris sur les sites de forage, les bases des bateaux de secours et les itinéraires maritimes éventuels.

RECOMMANDATION 15

Relativement aux programmes de surveillance des effets environnementaux, proposés pour les installations extracôtières, la Commission recommande qu'au moins six (6) mois avant le début des travaux de fabrication ou de construction nécessitant une autorisation des organismes de réglementation compétents, et compte tenu de l'activité visée, les promoteurs présentent à ces organismes le plan final de protection de l'environnement, lequel comportera les éléments suivants ou en traitera :

- a) politique environnementale;
- b) normes et codes de pratiques, y compris le code de pratiques pour la protection de l'île de Sable et du Gully;
- c) procédures d'exploitation et d'atténuation (construction, forage, production, mise hors service et cessation de l'exploitation);

- engagements pris
- d) procédures et programmes d'éducation, de formation et d'orientation en matière d'environnement;
 - e) structure hiérarchique (mécanismes de prise de décisions en matière d'environnement);
 - f) pratiques de surveillance des effets sur l'environnement et rapports connexes, y compris des informations détaillées sur chaque programme de surveillance prévu ou mentionné dans la demande, dans les engagements pris envers d'autres organismes gouvernementaux et dans les par les promoteurs dans la preuve produite devant la Commission;
 - g) pratiques de surveillance de la conformité environnementale et rapports connexes;
 - h) lois, règlements, directives, permis, licences et autorisations, comme documentation;
 - i) plan de gestion des déchets;
 - j) plan de gestion des rejets atmosphériques;
 - k) plan de gestion des rejets d'effluents;
 - l) plan d'intervention d'urgence en cas de rejets accidentels, y compris méthode de prévention des déversements;
 - m) engagements contractuels, y compris clauses environnementales spéciales;
 - n) procédures d'inspection et de vérification environnementale;
 - o) plans spéciaux de conservation, le cas échéant;
 - p) amélioration continue de la gestion de l'environnement.

Les promoteurs déposeront auprès des organismes de réglementation compétents un rapport environnemental postérieur à la construction, dans les six (6) mois suivant la date de mise en service des installations. Le rapport énoncera les questions environnementales qui auront été soulevées et :

- a) indiquera les questions réglées et les questions en suspens;
- b) décrira les mesures que le SOEP propose de prendre pour régler les questions en suspens.

Au sujet du rejet de déchets en mer, les promoteurs élaboreront des critères de tolérance à la contamination, à l'emplacement de la plate-forme, en tenant compte des niveaux maximums acceptables d'effets, de concert avec l'OCNHE, avant d'entreprendre le forage.

Après avoir consulté le groupe consultatif sur la surveillance des effets environnementaux (GCSEE), en ce qui concerne certaines composantes environnementales importantes, les promoteurs devront :

- a) examiner les effets éventuels de l'eau produite et évaluer les risques d'altération de certaines composantes environnementales importantes;
- b) surveiller l'accumulation et le mouvement des déchets de forage autour des plates-formes situées le plus près du Gully;
- c) surveiller les effets de la circulation et du bruit engendrés par le projet sur les mammifères marins, en particulier la baleine à bec commune.

RECOMMANDATION 16

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs préparent des plans d'intervention d'urgence détaillés (dans le cadre du plan de protection de l'environnement) axés sur la prévention des déversements et l'intervention, et établissent des stratégies de dépollution des milieux marin et terrestre. Ces plans devraient être présentés avant le début de toute activité de fabrication ou de construction nécessitant une autorisation de l'organisme de réglementation compétent, selon l'activité visée.

RECOMMANDATION 17

La Commission recommande que les promoteurs s'engagent à donner à leurs inspecteurs de l'environnement tous les pouvoirs nécessaires pour interrompre les travaux de construction du gazoduc terrestre qui ont des répercussions négatives sur le poisson et son habitat.

RECOMMANDATION 18

La Commission recommande d'assortir toute autorisation délivrée pour le pipeline de liquides de gaz naturel (LGN) des conditions suivantes :

Les promoteurs soumettront à l'organisme de réglementation compétent, au moins six (6) mois avant le début de toute activité de fabrication ou de construction, les détails du tracé spécifique proposé pour le pipeline de LGN et incluront :

- a) les résultats de toutes les études effectuées avant la construction en vue de déterminer la présence d'espèces ou d'habitats à statut spécial, le long du couloir proposé, y compris les mesures particulières à mettre en oeuvre;
- b) une liste des problèmes environnementaux indiquant tous les effets pertinents du tracé choisi;
- c) les mesures d'atténuation connexes qui rendront ces effets environnementaux négligeables.

Au moins trente (30) jours avant le début de la construction du pipeline des LGN, les promoteurs soumettront aux organismes de réglementation compétents de l'information additionnelle concernant le franchissement du cours d'eau. Cette information comprendra :

- a) les plans de construction des franchissements;
- b) la durée proposée des travaux de franchissement;
- c) les restrictions quant aux périodes de franchissement dans les cours d'eau indiquées par les organismes de réglementation compétents;
- d) les plans de surveillance de l'érosion et de la sédimentation;
- e) les mesures d'atténuation et de remise en état propres au site qui seront prises, suite aux consultations enues avec les organismes de réglementation compétents;
- f) si l'on a recours au forage dirigé, le plan détaillé de forage, incluant les méthodes de confinement et de stockage du fluide de forage et les méthodes particulières d'élimination ou de recyclage du fluide de forage;
- g) si l'on a recours au dynamitage, le plan de dynamitage, avec les commentaires du ministère des Pêches et des Océans;
- h) une preuve démontrant que tous les points soulevés par les organismes compétents ont été résolus, y compris toutes les mises à jour nécessaires des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été observées;

- i) une preuve démontrant que la méthode de construction proposée et les mesures d'atténuation et de remise en état particulières sont conformes aux lois fédérales et provinciales;
- j) une politique d'arrêt par temps pluvieux;
- k) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement.

Au moins trente (30) jours avant le début de la construction du pipeline de LGN, les promoteurs soumettront aux organismes compétents toute information additionnelle concernant la méthode de traitement en cas de drainage acide et les mesures d'atténuation particulières qui seront prises aux points de franchissement de cours d'eau. Pour chaque franchissement visé, cette information comprendra :

- a) le nom et l'emplacement du cours d'eau;
- b) la méthode de traitement choisie de l'eau 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 et de remise en état propres à l'emplacement, déterminées à la suite des consultations tenues avec les organismes de réglementation;
- e) une preuve démontrant que tous les points soulevés par les organismes de réglementation et d'autres parties intéressées ont été résolus, y compris toutes les mises à jour nécessaires des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été observées;
- f) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement.

Les promoteurs soumettront aux organismes de réglementation compétents un rapport environnemental postérieur à la construction, dans les six (6) mois suivant la date de mise en service des installations de SOEP. Le rapport décrira les questions environnementales qui se sont posées et :

- a) indiquera les questions résolues et celles qui sont en suspens;
- b) décrira les mesures que SOEP se propose de prendre pour résoudre les questions non résolues.

RECOMMANDATION 19

La Commission recommande que SOEP soumette aux organismes de réglementation compétents, au moins trente (30) jours ouvrables avant le début des travaux de franchissement du détroit de Canso, de l'information supplémentaire concernant le franchissement. L'information indiquera :

- a) la durée proposée des travaux de franchissement;
- b) les restrictions quant aux périodes de franchissement dans les cours d'eau indiquées par les organismes de réglementation;
- c) les mesures d'atténuation et de remise en état propres au site qui seront prises à l'issue des consultations avec les organismes de réglementation;
- d) si l'on a recours au dynamitage, le plan de dynamitage, avec les commentaires du ministère des Pêches et des Océans;
- e) une preuve, sous forme d'évaluation des risques, démontrant que la méthode de construction proposée et les mesures d'atténuation et de remise en état propres au site sont conformes aux lois fédérales et provinciales;

- f) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement;
- g) l'ensemble complet des données sur les sédiments pour tous les contaminants mesurés, obtenues au cours du programme d'échantillonnage des 30 et 31 mai 1997, pour le détroit de Canso.

RECOMMANDATION 20

La Commission recommande que les promoteurs déposent, au moins trente (30) jours avant le début de la construction du pipeline de LGN, les résultats d'un programme sur le terrain permettant de déterminer l'emplacement possible des roches acidifères et les méthodes proposées pour éviter de perturber ces zones.

RECOMMANDATION 21

La Commission recommande que SOEP revoit son utilisation de la limite supérieure des Directives sur le bruit ambiant de la Nouvelle-Écosse comme critère de conception pour l'usine de gaz de Goldboro. Elle recommande aussi que toute autorisation réglementaire délivrée soit assortie de la condition suivante : les promoteurs effectueront une surveillance régulière du bruit à l'usine de gaz naturel et SOEP ajoutera le bruit de l'usine à sa liste des questions environnementales.

RECOMMANDATION 22

La Commission recommande que la province de la Nouvelle-Écosse examine les options existantes pour une stratégie industrielle qui inclurait la mise en valeur basée sur les hydrocarbures. Étant donné son engagement officiel à l'égard du développement futur de la Nouvelle-Écosse, SOEP devrait normalement participer à cet exercice.

RECOMMANDATION 23

La Commission recommande un programme complet d'études et de recherches visant à examiner les compétences et les occasions d'affaires locales, à concevoir des façons et des moyens d'améliorer, et à préparer la Nouvelle-Écosse pour la mise en valeur plus poussée des hydrocarbures. Elle recommande que SOEP travaille en étroite collaboration avec les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse et les autres partenaires clés afin d'examiner les besoins en recherche dans ces domaines et d'établir une orientation appropriée pour les programmes de recherche et de développement.

RECOMMANDATION 24

La Commission recommande qu'avant toute construction, SOEP soumette à l'OCNHE un plan décrivant en détail le processus d'examen de l'emploi et de la formation et les mesures d'atténuation particulières visant à corriger le rendement insatisfaisant de ses entrepreneurs.

RECOMMANDATION 25

La Commission recommande à l'OCNHE que SOEP soit tenu d'élaborer et de mettre en oeuvre un plan de formation précis à l'intention des travailleurs des secteurs de la mise en valeur et de la production du gaz.

RECOMMANDATION 26

La Commission recommande que la province de la Nouvelle-Écosse prenne les mesures voulues pour assurer que le processus de sélection des bases d'approvisionnement et de service est examiné par le Comité consultatif des retombées (CCR). Le CCR devrait diffuser un rapport public sur le bien-fondé de toutes ses recommandations finales.

RECOMMANDATION 27

La Commission recommande que, lorsque l'emplacement des bases d'approvisionnement et de service sera choisi, SOEP soit tenue de consulter les organismes gouvernementaux compétents au sujet de mesures permettant d'atténuer les effets sur l'hébergement, comme la fourniture de camps de construction temporaires.

RECOMMANDATION 28

La Commission recommande que SOEP soit disposé à vendre du gaz aux expéditeurs, à l'usine de gaz de Goldboro, que ces expéditeurs aient ou non conclu une entente de transport avec M&NPP.

RECOMMANDATION 29

La Commission recommande que M&NPP soit tenue de déposer auprès de l'ONÉ les ententes préalables de soutien avant le début des travaux de construction.

RECOMMANDATION 30

La Commission recommande à l'ONÉ de classer Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. dans les compagnies du groupe 1 aux fins de la réglementation en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

RECOMMANDATION 31

La Commission recommande, dans le cas de M&NPP, que l'ONÉ approuve l'adoption de la méthode du coût du service basée sur une année d'essai future.

RECOMMANDATION 32

La Commission recommande à l'ONÉ d'utiliser un ratio du capital-actions ordinaire de 25 %, dans le cas de M&NPP. De plus, elle recommande que le rendement du capital-actions ordinaire du gazoduc soit fixé à 13 % pendant les cinq premières années du projet.

RECOMMANDATION 33

La Commission recommande à l'ONÉ que les dispositions concernant la conception des droits et les latéraux, contenues dans la position conjointe sur les droits et les latéraux figurant à l'annexe V du présent rapport, soient approuvées.

RECOMMANDATION 34

La Commission recommande que des plans de construction soient établis pour chaque franchissement de cours d'eau, en consultation avec les organismes de réglementation compétents. Les études à l'appui devraient porter sur toutes les rivières à saumon qui seront franchies par le gazoduc. Le cas échéant, les plans de construction peuvent inclure des devis et spécifications; ils doivent aborder à tout le moins les questions de la lutte contre l'érosion et la sédimentation, les besoins en dynamitage, la remise en état de l'habitat et la restauration du site, le cas échéant. Ils doivent être complétés au moins soixante (60) jours avant le début des travaux de construction et être remis aux parties intéressées qui feront leurs commentaires, ainsi que soumis aux organismes de réglementation.

RECOMMANDATION 35

La Commission recommande que M&NPP soit tenue de préparer, au moins soixante (60) jours avant le début des travaux de construction, un rapport sur l'ordonnancement des franchissements de cours d'eau en coopération avec les organismes de réglementation compétents. Le rapport examinera les mesures d'urgence pour régler les problèmes éventuels. Il sera mis à la disposition de toutes les parties intéressées qui en font la demande.

De plus, la Commission recommande que, au moins trente (30) jours ouvrables avant le début des travaux de construction du gazoduc, M&NPP soumette aux organismes de réglementation compétents des renseignements supplémentaires concernant les franchissements de cours d'eau. Ces renseignements comprendront :

- a) les plans de construction des franchissements;
- b) la durée projetée des travaux de franchissement;
- c) les restrictions temporelles touchant les travaux menés dans les cours d'eau qui ont été établies par les organismes de réglementation;
- d) un plan de lutte contre l'érosion et la sédimentation;
- e) les mesures d'atténuation et de remise en état propres à chaque site, qui auront été déterminées en consultation avec les organismes de réglementation;
- f) en cas de forage dirigé, le plan de gestion détaillé du fluide de forage décrivant les méthodes de confinement, de stockage, d'élimination et(ou) de recyclage du fluide de forage;
- g) s'il faut procéder au dynamitage, le plan de dynamitage, y compris les commentaires formulés par le ministère des Pêches et des Océans;
- h) une preuve démontrant que toutes les questions soulevées par les organismes de réglementation ont été examinées de façon appropriée, y compris toutes les mises à jour requises des évaluations environnementales lorsque des lacunes ont été décelées;
- i) une preuve démontrant que la méthode de construction projetée et les mesures d'atténuation et de remise en état propres aux sites sont conformes aux lois fédérales et provinciales;
- j) l'état des autorisations, y compris les conditions relatives à l'environnement.

RECOMMANDATION 36

La Commission recommande que, au moins trente (30) jours avant le début des travaux de construction, M&NPP dépose auprès de l'ONÉ 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 des autorités provinciales.

La Commission recommande d'assortir toute autorisation accordée à M&NPP des conditions suivantes :

M&NPP soumettra à l'ONÉ, au moins trente (30) jours ouvrables avant le début des travaux de construction du gazoduc, des renseignements additionnels concernant la méthode de traitement du drainage acide et les mesures d'atténuation particulières qui devront être appliquées aux points de franchissement des cours d'eau. Pour chacun des franchissements de cours d'eau, les renseignements comprendront :

- a) le nom et l'emplacement du cours d'eau;
- b) la méthode de traitement retenue des 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 et de remise en état propres aux sites qui seront appliquées à l'issue de consultations avec les organismes de réglementation;
- e) une preuve démontrant que toutes les questions soulevées par les organismes de réglementation et d'autres parties intéressées ont été examinées 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.

RECOMMANDATION 37

Pour confirmer que les problèmes particuliers ont été examinés de façon adéquate, la Commission recommande que, au moins six (6) mois avant le début des travaux de construction nécessitant une autorisation réglementaire, M&NPP soumette à l'ONÉ le plan définitif de protection de l'environnement. Elle soumettra aussi les détails du tracé spécifique proposé du gazoduc, comprenant :

- a) les résultats de tous les relevés antérieurs à la construction qui n'ont pas été menés pour déterminer les espèces et habitats à statut spécial le long du couloir proposé, y compris les mesures particulières à mettre en oeuvre;
- b) une liste des problèmes environnementaux précisant tous les effets pertinents du tracé choisi;
- c) les mesures d'atténuation connexes visant à rendre négligeables les effets environnementaux.

Pour assurer que des questions environnementales ne se sont pas posées après la fin des travaux de construction, la Commission recommande que les promoteurs déposent auprès de l'ONÉ un rapport environnemental postérieur à la construction dans les six (6) mois suivant la mise en service des installations. Le rapport décrira les questions environnementales qui se sont posées et précisera :

- a) les questions qui ont été réglées et celles en suspens;
- b) les mesures que M&NPP entend prendre pour régler les questions en suspens.

RECOMMANDATION 38

La Commission recommande que M&NPP élabore un plan de protection de l'environnement (PPE) en consultation avec les organismes gouvernementaux, les groupes d'intérêts, les parties intéressées et les propriétaires fonciers.

La Commission recommande en outre que l'ONÉ oblige M&NPP à mettre en place un programme de vérification de la conformité et de surveillance des effets environnementaux prévoyant le dépôt, une fois les travaux de construction terminés, de rapports traitant des questions environnementales soulevées par le projet.

RECOMMANDATION 39

La Commission recommande que des manuels décrivant les procédures d'exploitation, d'intervention en cas d'urgence et de protection de l'environnement soient élaborés en consultation avec les organismes pertinents, les groupes d'intérêt et le public et soient déposés auprès de l'ONÉ comme une condition essentielle à l'approbation du projet.

RECOMMANDATION 40

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que M&NPP prenne toutes les mesures raisonnables pour éviter de fragmenter les zones naturelles et forestières. Elle recommande que la fragmentation des zones naturelles et forestières figure à la liste des questions traitées par M&NPP. Cela exigera un examen et un suivi des mesures à prendre aux étapes de la conception du tracé détaillé et de la construction.

RECOMMANDATION 41

La Commission recommande que M&NPP consulte les provinces du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse au sujet de l'approche à adopter pour créer un programme de surveillance relatif à l'emploi, à la formation et à l'acquisition, et que toute autorisation délivrée pour le projet soit assortie d'une condition relative à cette approche.

RECOMMANDATION 42

La Commission recommande aux organismes de réglementation compétents de veiller à ce que les promoteurs, au moins six (6) mois avant le début des travaux, soumettent à la province de Nouvelle-Écosse, à la municipalité du district de Guysboro et à l'ONÉ une étude portant sur la circulation dans la région de Goldboro.

RECOMMANDATION 43

La Commission recommande que les gouvernements du Canada, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick explorent les mécanismes de surveillance des prix du gaz qui, tout en permettant la négociation des prix sur le marché, donneraient l'assurance aux parties que les acheteurs canadiens ne seraient pas désavantagés par les résultats de ces négociations. Le comité de surveillance des prix formé par les gouvernements signataires de l'Entente du 31 octobre 1985 sur les prix et les marchés du gaz naturel pourrait servir de modèle à cette fin.

RECOMMANDATION 44

La Commission recommande que l'OCNHE, la province de la Nouvelle-Écosse et l'ONÉ travaillent de concert pour fixer des normes communes et mettre en place un processus de surveillance intégré des émissions.

RECOMMANDATION 45

La Commission recommande que les organismes de réglementation compétents assortissent toute autorisation accordée de la condition voulant que les promoteurs soumettent, par écrit, une entente ou un protocole énonçant les rôles et les responsabilités des parties pour ce qui est de la collaboration aux études et à la surveillance.

RECOMMANDATION 46

La Commission recommande que les organismes de réglementation compétents délivrent sans plus de retard toutes les autorisations nécessaires à SOEP et à M&NPP.

Remerciements

La Commission souhaite remercier les diverses personnes qui ont collaboré au processus d'examen public conjoint.

Nous remercions Noel Keeley et Marc Bolduc, qui ont produit de façon très efficace les 56 transcriptions quotidiennes, dont l'ensemble compte plus de 12 000 pages.

Nous sommes reconnaissants aux membres suivants du personnel de l'Office national de l'énergie, qui nous ont accordé un solide appui, depuis la première séance d'établissement de la portée jusqu'à l'achèvement du rapport : Christine Beauchemin, Ron Boardhead, Geoff Crew, Gord Daw, Boris DeJonge, Nancy Dubois, Claudine Dutil-Berry, Jim Fox, Guy Hamel, Lillian Handelman, Caroline Healy, Brian Kelly, Ibrahim Konuk, Phil Kube, Lynda Lo, Jim McComiskey, Peter Noonan, Bill Ostafichuk, Lily Parr, Steven Pierce, Hans Pols, Deborah Steel et John Stewart.

La Commission souhaite aussi offrir ses remerciements particuliers aux membres de son secrétariat et au personnel de soutien à Halifax : Bob Bailey, Millie Mason et Derek Walker.

En dernier lieu, c'est avec grand plaisir que nous reconnaissons le concours inestimable d'Edward Sampson, Affaires publiques et communautaires, et de Bruce Young, notre chef de projet.

Robert O. Fournier

Robert Fournier
président

K. W. Vollman

K. W. Vollman
membre

John I. Sears

John Sears
membre

A. Côté-Verhaaf

A. Côté-Verhaaf
membre

Jessie L. Davies

Jessie Davies
membre

Annexe I

Accord pour un examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable

Le présent accord intervient entre

Original signé par :

L'honorable Sergio Marchi
Ministre de l'Environnement
Gouvernement du Canada

Date

Témoïn

Original signé par :

L'honorable A. Anne McLellan
Ministre des Ressources naturelles
Gouvernement du Canada

Date

Témoïn

Original signé par :

L'honorable F. Wayne Adams
Ministre de l'Environnement
Province de la Nouvelle-Écosse

Date

Témoïn

Original signé par :

L'honorable Eleanor Norrie
Ministre des Ressources naturelles
Province de la Nouvelle-Écosse

Date

Témoïn

Original signé par :

R. Priddle, président
Office national de l'énergie

Date

Témoïn

Original signé par :

J.E. Dickey
Président directeur général intérimaire
Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures
extracôtiers

Date

Témoïn

1. PRÉAMBULE

ATTENDU QUE :

Mobil Oil Canada Properties (Mobil), Shell Canada Limitée (Shell) et d'autres participants au projet extracôtier proposent la mise en valeur de plusieurs champs de gaz extracôtiers situés dans la zone de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse. Le projet comprend un nombre de composantes, notamment des travaux de forage, de production et d'exploitation en mer, et la construction, ainsi que le traitement et le transport de gaz et de liquides dans la zone côtière et infracôtière;

Westcoast Energy Inc. et/ou d'autres participants au projet côtier et infracôtier proposent un projet de transport de gaz de l'usine de traitement de gaz proposée par Mobil, Shell et autres à partir de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick vers des marchés canadiens éventuels et des marchés du Nord-Est des États-Unis;

En vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Nova Scotia Environment Act*, les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse ont des responsabilités en matière d'évaluation environnementale eu égard au projet côtier et infracôtier et au projet extracôtier;

En vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a des responsabilités en matière d'évaluation environnementale;

En vertu de la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et de la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*, l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) a des responsabilités en matière d'évaluation environnementale et souhaite entreprendre un examen public du plan de mise en valeur, du plan néo-écossais de retombées économiques, des répercussions du projet sur l'environnement et des questions socio-économiques, ainsi que de tout autre plan exigé expressément par l'OCNEHE eu égard au projet extracôtier;

Les processus mis en place par le Canada et la Nouvelle-Écosse pour les évaluations environnementales permettent aux ministres responsables de participer à des accords sur les examens conjoints d'évaluation environnementale et que la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* autorisent l'OCNEHE à participer à des accords sur les examens conjoints d'évaluation environnementale;

PAR CONSÉQUENT :

dans le cadre du présent accord, les parties s'entendent en vue d'effectuer un examen public conjoint des projets décrits dans le présent accord en vue d'harmoniser les exigences d'évaluation environnementale et d'éviter les délais, le double emploi et le chevauchement, tout en veillant à ne pas empiéter sur les responsabilités et les exigences propres à chaque instance.

Il est en outre convenu que l'examen public conjoint vise les objectifs suivants : a) que les éléments de preuve en matière d'environnement soient recueillis et examinés et que soient entendues les plaidoiries sur les effets environnementaux des projets, aux fins des délibérations et des décisions subséquentes relatives aux demandes qui auront lieu dans le cadre du processus réglementaire de l'ONÉ, b) que le commissaire mette la demande de mise en valeur à la disposition du public et qu'il recueille les données sur la demande de mise en valeur aux fins des délibérations et des recommandations subséquentes de l'OCNEHE.

2. DÉFINITIONS

« autorité responsable » Selon la définition donnée à l'article 2 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. "Responsible Authority"

« commissaire » Le commissaire nommé conformément au paragraphe 5.2 du présent accord aux fins d'effectuer un examen de la demande de mise en valeur. "Commissioner"

« commission » Les cinq personnes chargées de l'évaluation environnementale, nommées conformément au paragraphe 5.2 du présent accord. "Panel"

« demande de mise en valeur » Comprend un plan de mise en valeur, un plan néo-écossais de retombées économiques, un étude d'impact environnemental, une étude d'impact socio-économique et tout autre renseignement prévu par l'OCNEHE quant au projet

extracôtier. "Development Application"

« description du projet » Description visée à l'article 2 de l'annexe 1 du présent accord. "Project Description"

« effets environnementaux » Changements que la réalisation d'un projet risque de causer à l'environnement et les changements susceptibles d'être apportés au projet du fait de l'environnement; sont comprises parmi les changements à l'environnement les répercussions de ceux-ci soit en matière socio-économique, soit sur la santé, soit sur le patrimoine culturel et physique, soit sur l'usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les autochtones, soit sur une construction, un emplacement ou une chose d'importance en matière historique, archéologique, paléontologique ou architecturale. "Environmental Effect"

« environnement » Ensemble des conditions et des éléments naturels de la Terre, notamment :

- a) le sol, l'eau, l'air, y compris toutes les couches de l'atmosphère;
 - b) toutes les matières organiques et inorganiques ainsi que les êtres vivants;
 - c) les systèmes naturels en interaction qui comprennent les éléments visés aux alinéas a) et b);
 - d) les éléments socio-économiques et culturels, sur la santé et autres visés dans la définition d'effets environnementaux.
- "Environment"

« étude d'impact environnemental » Document rédigé par le promoteur d'un projet et comportant un examen des effets environnementaux que le projet est susceptible d'entraîner. "Environmental Impact Statement"

« examen » Procédures de l'examen en vertu des paragraphes 3.2 à 3.5 inclusivement et les audiences publiques tenues par la commission d'évaluation environnementale d'un projet. "Review"

« lettre de commentaires » Lettre telle que visée à l'article 30 des Règles de pratique et de procédure (1995) de l'ONÉ et, aux fins de l'article 13 de l'annexe 1, une présentation écrite ou orale non solennelle qui porte sur le projet, qui décrit la nature de l'intérêt de l'auteur de la lettre à l'égard du projet et qui fournit tout renseignement pertinent en vue d'expliquer ou d'appuyer ses commentaires. La lettre ne donne pas à l'auteur le statut d'intervenant lors de cet examen; par conséquent, l'auteur ne peut faire subir de contre-interrogatoire aux témoins ou faire une plaidoirie finale. Inversement, l'auteur d'une « lettre de commentaires » ne peut être soumis à un contre-interrogatoire. "Letter of Comment"

« lois de mise en oeuvre » La *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et de la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*, ainsi que tout règlement sous leur régime. "Accord Acts"

« membres de l'ONÉ » Aux fins du présent accord, les deux membres permanents de l'Office national de l'énergie et le membre temporaire de l'Office national de l'énergie nommé afin de siéger à la commission, conformément au paragraphe 5.2 du présent accord. "NEB panel"

« mesures d'atténuation » Maîtrise efficace, réduction importante ou élimination des effets environnementaux négatifs d'un projet, éventuellement assortie d'actions de rétablissement notamment par remplacement ou restauration; y est assimilée l'indemnisation des dommages causés. "Mitigation Measures"

« ministres de l'Environnement » Les ministres de l'Environnement du Canada et de la Nouvelle-Écosse. "Ministers of the Environment"

« OCNEHE » L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. "CNSOPB"

« ONÉ » Office national de l'énergie. "NEB"

« parties » Les signataires du présent accord. "Parties"

« programme de suivi » Programme visant à permettre :

- i) de vérifier la justesse de l'évaluation environnementale d'un projet;
- ii) de juger de l'efficacité des mesures d'atténuation des effets environnementaux négatifs du projet. "Follow-up Program"

« projet » Le projet extracôtier ou le projet côtier et infracôtier. "Project"

« projets » À la fois le projet extracôtier et le projet côtier et infracôtier. "Projects"

« projet extracôtier » La proposition de Mobil Oil Canada Properties, Shell Canada Limitée et d'autres participants au projet extracôtier visant la mise en valeur de plusieurs champs de gaz extracôtiers situés dans la zone de l'île de Sable, dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Le projet comprend un nombre d'activités, notamment des travaux de forage, de production et d'exploitation en mer, ainsi que la construction, le traitement et le transport de gaz et de liquides dans la zone côtière et infracôtière. Le projet extracôtier comprend toute réalisation, ouvrage ou activité visés dans la description du projet. "Offshore Project"

« projet côtier et infracôtier » La proposition de transport de gaz à partir du projet extracôtier vers des marchés aux États-Unis et au Canada par Westcoast Energy Inc. et/ou d'autres participants au projet côtier et infracôtier en vue du transport de gaz à compter du lieu de décharge de l'usine de traitement, en passant par la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick vers la frontière canado-américaine, aux fins d'approvisionner les marchés canadiens éventuels et les marchés du Nord-Est des États-Unis. Le projet côtier et infracôtier comprend toute réalisation, ouvrage ou activité visés dans la description du projet. "Onshore Project"

3. BUT DU PRÉSENT ACCORD

But

3.1 Le but principal du présent accord vise à coordonner les exigences des parties en matière d'évaluation environnementale au moyen d'un examen des effets environnementaux que les projets sont susceptibles d'entraîner.

3.2 L'examen vise à satisfaire aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* eu égard à la création conjointe d'une commission d'évaluation environnementale.

3.3 L'examen vise à satisfaire aux exigences en matière d'évaluation environnementale de la *Nova Scotia Environment Act*.

3.4 L'examen vise à satisfaire aux exigences de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et des règlements qui s'y rattachent, de sorte que les membres de l'ONÉ puissent recevoir les éléments de preuve et entendre les plaidoiries sur les effets environnementaux des projets.

3.5 L'examen vise à satisfaire aux exigences de l'OCNEHE et du commissaire dans le cadre des lois de mise en oeuvre et à permettre plus précisément :

- a) à l'OCNEHE d'exiger, de la part du promoteur du projet extracôtier, l'obtention et la mise à la disposition du public de la demande de mise en valeur;
- b) au commissaire de rassembler des données aux fins des délibérations et des recommandations subséquentes de l'OCNEHE quant à la demande de mise en valeur.

4. MANDAT DE LA COMMISSION

4.1 La commission effectue son examen des effets environnementaux des projets, conformément au mandat figurant à l'annexe 1 du présent accord.

5. CONSTITUTION ET POUVOIRS DE LA COMMISSION

Composition de la commission

5.1 Les personnes nommées à la commission sont impartiales, sans conflit d'intérêts avec le projet et pourvues des connaissances ou de l'expérience voulues touchant les effets environnementaux prévus, et exercent les attributions conférées par l'article 35 de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale.

5.2 La commission comprend cinq membres :

- a) deux membres sont des membres permanents de l'ONÉ;
- b) un membre répond aux critères de nomination relatifs au membre temporaire de l'ONÉ et est nommé conjointement par les ministres de l'Environnement, l'OCNEHE et le président de l'ONÉ. Une demande est adressée à la ministre des Ressources naturelles pour qu'elle recommande au gouverneur en conseil la nomination du membre proposé à

titre de membre temporaire de l'ONÉ. Si la nomination temporaire est confirmée, les ministres de l'Environnement nomment cette personne à titre de membre de la commission;

- c) un membre est nommé conjointement par les ministres de l'Environnement et l'OCNEHE. Dans le cas du projet extracôtier seulement, ce membre agit aussi à titre de commissaire, conformément aux lois de mise en oeuvre;
- d) un membre est nommé conjointement par les ministres de l'Environnement.

Remplacement d'un membre

5.3 Si le remplacement d'un membre de la commission s'avérait nécessaire, la nomination du nouveau membre se fait conformément aux procédures visées au paragraphe 5.2.

Présidence

5.4 Le membre nommé en vertu de l'alinéa 5.2(b) prend la présidence de la commission.

Éléments de preuve de l'ONÉ

5.5 Au cours de l'examen, la commission reçoit les éléments de preuve et entend les plaidoiries sur les effets environnementaux des projets dans la mesure où ils sont nécessaires aux fins des délibérations et des décisions subséquentes des membres de l'ONÉ dans le cadre du processus réglementaire de l'ONÉ.

Processus réglementaire de l'ONÉ

5.6 Quand la commission a terminé l'audience relative à chaque projet, les membres de l'ONÉ reprennent dès que possible les audiences sur les autres éléments de la demande dans le cadre de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, conformément aux procédures et aux exigences de cette loi et des règlements qui s'y rattachent.

5.7 Au cours de l'examen du projet extracôtier, la commission rassemble des données aux fins des délibérations subséquentes du commissaire et de ses recommandations à l'OCNEHE quant à la demande de mise en valeur, sauf en ce qui concerne les effets environnementaux qui sont abordés par la commission et dont cette dernière fait rapport, conformément à l'article 14 de l'annexe 1 du présent accord.

6. PROCESSUS LIÉS AU RAPPORT ET À LA PRISE DE DÉCISION

Exigences eu égard au rapport

6.1 À la suite de l'examen d'un projet, la commission doit faire rapport, conformément à l'article 14 de l'annexe 1 du présent accord.

6.2 Lors de l'achèvement de l'examen du projet extracôtier, le commissaire fait également rapport à l'OCNEHE et émet des recommandations quant à la demande de mise en valeur, sauf pour ce qui est du rapport sur les effets environnementaux effectué par la commission conformément à l'article 14 de l'annexe 1 du présent accord.

Prise de décision

6.3 Quand l'examen d'un projet est terminé, les parties et les autorités responsables prennent leurs responsabilités décisionnelles en matière d'évaluation environnementale dans le cadre du projet et s'assurent de prendre des décisions en temps opportun; elles visent également à coordonner l'annonce de ces décisions dans les 60 jours suivant la publication du rapport de la commission.

7. QUESTIONS ADMINISTRATIVES

Secrétariat de la commission

7.1 Les parties fournissent des services de secrétariat et le soutien nécessaire à la commission, conformément à l'accord élaboré par les agents désignés.

7.2 Un secrétariat intérimaire établi par les parties en prévision de la création d'une commission peut offrir des avis et des conseils sur les exigences en matière de renseignements et de dépôt.

7.3 Le secrétariat de la commission met sur pied un programme d'information visant à renseigner le public quant au processus d'examen et aux possibilités d'y participer.

Budget

7.4 Avant la création de la commission, les parties préparent un budget de l'examen visé dans le présent accord.

Coûts

7.5 Les coûts relatifs à l'examen sont partagés par les parties, conformément à l'accord élaboré par les agents désignés.

8. AUTRES

Registre public

8.1 Un registre public de l'examen est établi et tenu conformément aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Nova Scotia Environment Act*.

Aide aux participants

8.2 Les programmes existants en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* aideront les participants.

Avis public sur la tenue d'un examen

8.3 L'examen est annoncé de manière à répondre aux exigences des parties.

Publication du présent accord

8.4 Le présent accord, y compris le mandat de l'examen, doit être accessible au public avant le début des audiences menées par la commission.

Participation des fonctionnaires

8.5 Dans le cadre du présent accord, rien ne devrait être interprété comme restreignant la participation de ministères ou organismes fédéraux ou provinciaux à cet examen.

Publication du rapport de la commission

8.6 Une fois que le rapport de la commission pour chacun des projets a été reçu par les parties, il est publié au nom des parties, de manière coordonnée et en temps opportun, par les ministres de l'Environnement des administrations ayant des responsabilités décisionnelles en matière d'évaluation environnementale dans le cadre du projet.

Annonces

8.7 Les parties ou leurs représentants coordonnent toute annonce eu égard au contenu du présent accord.

Modification ou abrogation du présent accord

8.8 Les modalités et dispositions du présent accord peuvent être modifiées pourvu qu'une approbation écrite de toutes les parties en soit donnée.

8.9 Dans l'éventualité d'un différend entre les parties, une période d'au moins 30 jours est allouée afin de régler le différend. Si un règlement acceptable ne peut être obtenu, la ou les parties touchées peuvent, avant le début des audiences, se retirer du présent accord à condition qu'elles en donnent un avis écrit d'au moins sept jours aux autres parties. Les parties ne peuvent se retirer du présent accord une fois que les audiences sont commencées.

Approbation du projet extracôtier

8.10 Si le projet extracôtier est approuvé, une telle approbation ne doit pas être interprétée comme signifiant l'approbation du projet côtier et infracôtier en vue de transporter le gaz vers les marchés.

ANNEXE I

(paragraphe 4.1 de l'accord)

MANDAT DE LA COMMISSION D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

Généralités

1. La commission effectue un examen des effets environnementaux des projets sur la base de la description du projet.

Portée de l'examen

2. Les ministres de l'Environnement, après avoir consulté les autres parties, soumettent la description du projet en vue de l'examen par la commission.

2.1 La commission examine, au cours de son examen des projets, les éléments identifiés par les ministres de l'Environnement, après avoir consulté les autres parties, et précisés à l'appendice I.

Éléments de l'examen

3. La commission effectue son examen de manière à promouvoir et à faciliter la participation du public.

4. La commission établit les procédures de l'examen; cela comprend les Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ, telles que modifiées par les membres de l'ONÉ. Ces règles, dans leur version modifiée, sont publiées avant le début des audiences.

5. La commission recueille tous les éléments de preuve nécessaires à la poursuite de son examen. Ces renseignements comprennent entre autres l'étude d'impact environnemental et des documents d'appui sur :

- a) les renseignements sur le projet;
- b) les renseignements existants et nouveaux, d'ordre technique, environnemental ou autre, pertinents à l'examen;
- c) eu égard au projet extracôtier, tout renseignement ayant été fourni à la suite des recommandations provenant de la commission d'évaluation environnementale de l'île de Sable et de la commission d'évaluation environnementale socio-économique, conséquemment à leur examen du projet de mise en valeur Venture (1983);
- d) des renseignements supplémentaires, y compris sur tout programme de consultation publique mené par le promoteur (description, nature et portée du programme; questions relevées, engagements pris et questions non résolues);
- e) les plans de travail du ou des promoteurs et le mandat ou les lignes directrices liées à la préparation d'une étude d'impact environnemental en vue de l'examen par la commission;
- f) tous les renseignements réglementaires requis par les membres de l'ONÉ et le commissaire.

6. La commission demande au promoteur de diffuser les renseignements mentionnés à l'article 5 pour examen et observations de la part du public et d'autres intervenants afin de décider si des renseignements supplémentaires sont nécessaires avant de convoquer les audiences dirigées par la commission. Ces renseignements sont mis à la disposition du public pour examen et observations pour une période d'au moins 30 jours et ne dépassant pas 60 jours. Les observations présentées par le public ou les autres intervenants en vertu du présent article sont présentés par écrit à la commission.

7. Au cours de la période d'examen public décrite à l'article 6, la commission peut tenir des réunions d'établissement de la portée et des séances d'information avec le public, d'autres intervenants et le promoteur en vue d'aider la commission, les membres de l'ONÉ et, dans le cas du projet extracôtier seulement, le commissaire à cerner les préoccupations qui devraient faire l'objet de l'examen. De telles réunions ont lieu aux endroits désignés par la commission.

8. Les observations écrites en vertu de l'article 6 sont remises immédiatement au promoteur par la commission. Au besoin, le promoteur remet sa réaction aux observations reçues dans les 15 jours suivant la fin de la période prévue pour examen et observations de la part du public.

9. Si, après avoir examiné les renseignements mentionnés à l'article 5, tout en tenant compte de tout commentaire reçu de la part du public, d'autres intervenants ou du promoteur en vertu des articles 6, 7 et 8, la commission, les membres de l'ONÉ ou, dans le cas du projet extracôtier seulement, le commissaire déterminent qu'il existe des lacunes, le promoteur fournira des renseignements supplémentaires. Toute demande de renseignements supplémentaires se fait, au plus tard, (a) dans les 30 jours suivant la fin de la période prévue pour examen et observations de la part du public visée à l'article 6 ou (b) dans les 30 jours suivant la réception des commentaires écrits du promoteur visée à l'article 8.

10. La commission établit et annonce la date du début des audiences publiques relatives à un projet lorsque la commission, les membres de l'ONÉ et, dans le cas du projet extracôtier seulement, le commissaire sont satisfaits des renseignements obtenus. Un avis public d'au moins 30 jours est donné avant le début des audiences publiques.

11. Avant le commencement des audiences et en vertu des Règles de pratique et de procédures de l'ONÉ, on peut prévoir un mécanisme selon lequel le promoteur peut poser des questions aux intervenants sur leurs éléments de preuve et les intervenants peuvent poser des questions au promoteur ou à d'autres intervenants sur leurs éléments de preuve.

12. La commission tient ses audiences aux endroits qu'elle désigne, dans la région susceptible d'être touchée par le projet ou dans tout autre endroit suffisamment proche du lieu où le projet est censé être mis en oeuvre.

13. Le public est invité à participer à toutes les audiences de la commission. Les procédures établies pour l'examen permettent aux audiences d'être menées selon les deux méthodes suivantes :

- a) dans des communautés plus petites, des audiences structurées mais informelles dans le style traditionnel d'une évaluation environnementale effectuée par des commissions d'évaluation environnementale afin de permettre aux résidents de faire connaître à la commission leurs points de vue et leurs opinions. Les membres de l'ONÉ traitent les renseignements obtenus au cours de ces audiences comme des « lettres de commentaires » orales;
- b) dans des centres démographiques plus importants, des audiences formelles d'évaluation environnementale abordant les points suivants :
 - (i) un large éventail de questions environnementales intéressant le grand public, ainsi que les ministères et les organismes gouvernementaux;
 - (ii) les questions environnementales précises établies par la commission et les membres de l'ONÉ.

14. La commission prépare et présente aux parties un rapport sur ses conclusions et recommandations quant aux effets du projet sur l'environnement, notamment toute mesure d'atténuation et tout programme de suivi, ainsi que les observations reçues du public. La commission fournit une justification des ses conclusions et recommandations dans son rapport. Le rapport est présenté dans les plus brefs délais; l'objectif visé est de le présenter dans une période ne dépassant pas 270 jours après avoir obtenu les renseignements mentionnés à l'article 5 de la présente annexe. Le rapport de la commission satisfait aux exigences en matière de langues officielles.

15. Indépendamment du paragraphe 6.2 du présent accord, le commissaire fait rapport, eu égard au projet extracôtier, à l'OCNEHE dans les 270 jours après avoir obtenu la demande de mise en valeur, conformément aux exigences des lois de mise en oeuvre.

Conseillers spécialistes auprès de la commission

16. La commission peut se prévaloir des services de spécialistes autonomes qui ne sont pas membres du secrétariat ou ne font pas partie du personnel d'aucun organisme gouvernemental participant à l'élaboration, la mise sur pied ou le déroulement de l'examen. Ces services peuvent être retenus pour obtenir des renseignements, de l'aide et des conseils sur des questions techniques et scientifiques. Le nom des spécialistes et la nature de leurs services auprès de la commission seront rendus public. Ces spécialistes peuvent être appelés à témoigner devant la commission.

(paragraphe 2.1 de l'annexe I)

PROJETS GAZIERS DE L'ÎLE DE SABLE

ÉLÉMENTS À CONSIDÉRER AU COURS DES EXAMENS

Les ministres, après avoir consulté les autres parties, ont identifié les éléments suivants en vue de l'examen par la commission :

1. La description du projet pour toute sa durée (construction, exploitation, mise hors service et cessation d'exploitation).
2. La raison d'être des projets.
3. La nécessité d'effectuer de tels projets.
4. Les solutions de rechange liées aux projets.
5. Les solutions de rechange réalisables sur les plans technique et économique, et leurs effets environnementaux.
6. Les limites de temps et d'espace de l'étude.
7. L'environnement, y compris l'environnement socio-économique, susceptible d'être touché par les projets.
8. Les effets environnementaux des projets, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que leur réalisation, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement.
9. L'importance des effets environnementaux visés à l'article 8.
10. Les effets socio-économiques liés aux projets.
11. Les mesures d'atténuation, y compris les mesures d'urgence et d'indemnisation pertinentes, réalisables sur les plans technique et économique, des effets environnementaux négatifs importants des projets.
12. Les programmes de surveillance et de suivi, y compris la raison d'être.
13. La capacité des ressources renouvelables, risquant d'être touchées de façon importante par les projets, de répondre aux besoins du présent et à ceux des générations futures.
14. Les effets négatifs résiduels et leur importance.
15. Les observations provenant du public et des organismes gouvernementaux.
16. L'engagement des promoteurs vis-à-vis la matière contenue dans leurs documents sur l'évaluation environnementale.

Annexe II

Biographies des membres de la Commission

M. Robert Fournier est professeur d'océanographie, directeur exécutif des études océaniques et vice-président associé (Recherche et relations internationales) à l'Université Dalhousie. Il a été membre du Conseil consultatif national des sciences et de la technologie et du Conseil des sciences du Canada, ainsi qu'ancien président du Council of Applied Sciences and Technology de la Nouvelle-Écosse. M. Fournier a aussi présidé le Groupe de travail sur le port de Halifax et a été membre du Groupe d'examen de la morue du nord.

M^{me} Jessie L. Davies est directrice du Centre de recherche sur l'environnement et le développement durable à l'Université du Nouveau-Brunswick. Elle a participé à des activités de planification et d'évaluation environnementales à titre d'enseignante et d'experte-conseil auprès du gouvernement et de l'industrie. Elle a agi en qualité de chef de projet ou de coordonnatrice d'une vaste gamme de projets industriels et d'infrastructure en Atlantique, y compris celui du détroit de Northumberland. Mme Davies présidera bientôt la Fondation pour la protection des sites naturels du Nouveau-Brunswick.

M. John T. Sears a été, jusqu'à sa retraite, professeur d'administration des affaires à l'Université Saint Francis Xavier, dont il a été vice-président de l'enseignement. Il a eu une carrière longue et distinguée dans les domaines de l'administration des affaires. Il a été président ou membre de nombreux comités d'examen, y compris du Nova Scotia Voluntary Planning Board et du Board of Commissioners of Public Utilities de la Nouvelle-Écosse.

M^{me} Anita Côté-Verhaaf est membre de l'Office national de l'énergie. Après avoir reçu sa maîtrise en sciences économiques de l'Université de Montréal, elle a occupé des postes d'économiste principale et d'experte-conseil dans le secteur privé. M^{me} Côté-Verhaaf a été nommée membre de l'Office en 1989.

M. Kenneth W. Vollman est actuellement vice-président de l'Office national de l'énergie et administrateur de l'Administration du pipe-line du Nord. Il détient un baccalauréat et une maîtrise en sciences de l'Université de la Saskatchewan. Avant sa nomination à titre de membre de l'Office, il a occupé plusieurs postes principaux en ingénierie à l'Office. M. Vollman est membre de l'Association des ingénieurs professionnels de l'Alberta.

Annexe III

Description des projets fournie par les ministères de l'Environnement du Canada et de la Nouvelle-Écosse

DESCRIPTION DU PROJET EXTRACÔTIER

Les ministères de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse et du Canada ont soumis la description suivante du projet extracôtier à la Commission aux termes de l'article 2 du mandat de la Commission.

Voici les composantes fondamentales du plan de mise en valeur privilégié pour le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (projet SOEP) :

- la mise en valeur progressive de six champs de gaz au large de l'île de Sable, soit les champs Venture, Thebaud, North Triumph, South Venture, Alma et Glenelg;
- une installation centrale de production et de traitement du gaz produit au champ Thebaud, dotée d'un déshydrateur central pour enlever l'eau produite. Le gaz provenant des cinq autres champs satellites (en trois phases : gaz, hydrocarbures liquides et eau/monoéthylène glycol) sera recueilli grâce à des conduites interchamps.
- des plates-formes, normalement inhabitées, aménagées aux cinq champs satellites pour recueillir le gaz produit par les puits et éliminer l'eau produite;
- un gazoduc marin pour le transport du gaz (en deux phases : gaz et hydrocarbures liquides) qui arriverait à terre dans la région de Country Harbour (Nouvelle-Écosse);
- un récupérateur de bouchons liquides dans la région de Country Harbour;

- une usine de gaz dans la région de Country Harbour pour traiter le gaz et le rendre propre à la vente, et pour récupérer les liquides de gaz naturel (LGN);
- un pipeline enterré pour le transport des LGN de l'usine de gaz jusqu'à Point Tupper (Nouvelle-Écosse);
- des installations de traitement et d'expédition des LGN à Point Tupper pour le dégazolinage en condensats stabilisés et en mélange de gaz de pétrole liquéfiés (GPL). Les GPL pourraient subir un traitement ultérieur pour en extraire le propane et le butane;
- l'expédition par camion-citerne, wagon-citerne ou barge des GPL, ou du propane ou du butane séparément;
- l'expédition des condensats stabilisés d'un terminal maritime existant situé à Point Tupper (Nouvelle-Écosse);
- d'autres aspects, décrits au volume 3 et dans d'autres parties des documents produits par les promoteurs du projet SOEP.

DESCRIPTION DU PROJET CÔTIER

Les ministères de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse et du Canada ont soumis la description suivante du projet côtier à la Commission aux termes de l'article 2 du mandat de la Commission.

Le projet soumis à la Commission aux fins d'examen public est décrit dans la demande du promoteur. En voici un résumé :

Maritime and Northeast Pipeline Management Ltd. a présenté un projet de

pipeline pour l'expédition du gaz naturel produit par le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (projet SOEP) jusqu'aux marchés des Maritimes et des États-Unis. Le gazoduc se raccorderait à l'usine de gaz de SOEP, qui serait aménagée près de Country Harbour (Nouvelle-Écosse). Les installations comprendraient 558 kilomètres (km) de conduite de 762 millimètres (mm) de diamètre extérieur (NPS 30). Le pipeline s'étendrait de la région de Country Harbour, se prolongerait vers le nord-ouest en direction de New Glasgow et Tatamagouche (Nouvelle-Écosse) et franchirait la frontière entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick près de Tidnish. Environ 234 km de pipeline se trouveraient en Nouvelle-Écosse.

Le pipeline se prolongerait au Nouveau-Brunswick vers l'ouest en direction de Moncton et de Chipman. À partir de Chipman, il irait vers le sud-ouest en direction de Fredericton jusqu'à la frontière canado-américaine près de St. Stephen (Nouveau-Brunswick). Environ 324 km de pipeline se trouveraient au Nouveau-Brunswick.

Une station de transfert de propriété, comprenant des tuyaux d'aspiration et de refoulement de 762 mm de diamètre, un dispositif de filtration du gaz, des compteurs, des appareils de surveillance de la qualité et une salle de commande, serait aménagée près de l'usine de gaz de SOEP. Le gazoduc serait doté de vannes de canalisation principale (VCP) à intervalles nominales de 40 km. Des bâtiments préfabriqués de 4 m² seraient aménagés à chaque VCP, et des lanceurs et/ou des récepteurs seraient installés à deux VCP. Les chemins d'accès, les lignes de transport d'électricité et de communication, ainsi que tous les autres ouvrages nécessaires qui figurent à la demande seraient inclus.

Annexe IV

Liste révisée des questions

Note : La liste remaniée qui suit s'ajoute aux éléments énumérés dans l'accord pour l'examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable, annexe I.

1. Les effets des installations extracôtières de production et de transport du gaz sur le milieu marin et sur l'utilisation qui en est faite, et les effets du milieu marin sur ces installations (liste non limitative) :

- Les effets généraux des déchets de forage et de production, comme la boue de forage, les déblais de forage (surtout s'ils contiennent des hydrocarbures), l'eau produite, le sable associé, etc. sur les ressources marines, y compris les communautés benthiques, le poisson, les oiseaux de mer et les mammifères marins;
- L'exposition du poisson aux hydrocarbures provenant de déversements ou de rejets de routine qui peuvent causer une altération, réelle ou perçue, de la chair du poisson et nuire ainsi à sa vente;
- La remise en suspension des sédiments du fond marin durant la construction du pipeline extracôtier et ses effets sur l'habitat;
- La perturbation éventuelle des entreprises d'aquaculture locales, ou les dommages que ces entreprises pourraient subir, en raison de la construction du pipeline extracôtier dans la région d'arrivée à terre;
- Les effets du bruit émis sous l'eau sur les mammifères marins;

- La modification nuisible ou la destruction de l'habitat du poisson durant la construction des installations extracôtières;

- La perte, la destruction ou l'endommagement des richesses archéologiques ou patrimoniales durant la construction des installations;

- Les zones d'exclusion entourant les installations extracôtières qui empêcheraient le passage des bateaux, y compris les bateaux de pêche.

- Les effets de l'accroissement du trafic (y compris le trafic maritime et aérien) sur les mammifères marins, en particulier sur la baleine à bec commune.

- Les impacts éventuels sur la navigation.

2. Les effets de l'usine de traitement de gaz, de la conduite pour le transport des liquides et des installations de traitement de Point Tupper sur l'environnement et sur l'utilisation qui en est faite, et les effets de l'environnement sur ces installations (liste non limitative) :

- La contamination des eaux souterraines et du sol, l'élimination des déchets et les rejets atmosphériques, ainsi que les effets généraux sur la qualité de l'eau;

- La destruction de l'habitat faunique et la destruction des ressources forestières;

- La modification nuisible ou la destruction de l'habitat du poisson durant les franchissements de cours d'eau par la conduite de transport des liquides;

- Les effets environnementaux et les effets socio-économiques du bruit produit par l'usine de traitement de gaz et l'usine de traitement des liquides;

- La perte, la destruction ou l'endommagement des richesses archéologiques ou patrimoniales durant la construction des installations;

- Les conflits avec l'utilisation actuelle des terres dans les environs de l'usine et le long du tracé de la conduite de transport des liquides.

3. Les effets du pipeline terrestre sur les milieux terrestres et aquatiques en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick ainsi que sur l'utilisation de l'environnement (liste non limitative) :

- L'accumulation des sédiments dans les cours d'eau durant le franchissement de ces derniers par le pipeline.

- La perte, la destruction ou l'endommagement des richesses archéologiques ou patrimoniales durant la construction des installations.

- Les conflits avec l'utilisation actuelle des terres le long du tracé du pipeline.

- La destruction ou l'endommagement de l'habitat faunique.

4. Les effets des accidents ou des défaillances qui peuvent survenir dans le cadre du projet, y compris les ruptures de pipeline et les déversements.
5. Les effets cumulatifs que la réalisation des projets, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement.
6. La protection des zones d'importance spéciale, y compris le Gully et l'île de Sable.
7. L'emplacement d'une ou de plusieurs bases pour les ravitailleurs et les bateaux de réserve.
8. Les retombées en matière d'emploi et de fournitures au Canada et en Nouvelle-Écosse, et la façon dont il en sera rendu compte.
9. Les régimes d'indemnisation pour les dommages et la perte d'accès liés aux installations et aux opérations extracôtières.
10. L'acquisition des terrains nécessaires pour les installations terrestres.
11. L'hébergement et les services dont devra disposer la main-d'oeuvre durant la construction des projets extracôtier et terrestre.
12. La formation de la main-d'oeuvre locale et régionale.
13. L'inspection et la surveillance durant les travaux de construction et les opérations.
14. Les retombées économiques pour le Canada et les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick.
15. Les effets des projets sur la qualité de vie et sur l'utilisation actuelle des terres et des ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones.
16. La faisabilité économique des installations eu égard, entre autres choses, à la probabilité que ces installations seront utilisées dans une mesure raisonnable durant leur vie économique et que les droits connexes seront payés.
17. Les plans du promoteur pour la fourniture de gaz naturel aux marchés de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick pendant la durée du projet.
18. Les perspectives concernant la demande à long terme de gaz naturel sur les marchés projetés.
19. La pertinence de l'emplacement des installations projetées.
20. La pertinence de la conception des installations projetées.
21. Les droits appropriés, ainsi que la méthode et les principes appliqués à leur conception.
22. La méthode appropriée de réglementation des droits et des tarifs.
23. Les conditions appropriées dont doit être assorti tout certificat qui pourrait être délivré par l'Office national de l'énergie.
24. La mise hors service et la cessation d'exploitation des installations extracôtières et terrestres.

Annexe V

Position conjointe sur les droits et les latéraux

Position conjointe sur les droits et les latéraux de :

la province de la Nouvelle-Écosse,
la province du Nouveau-Brunswick,
les promoteurs du projet énergétique
extracôtier Sable

et
Maritimes & Northeast Pipeline

La présente entente conclue entre la province de la Nouvelle-Écosse, la province du Nouveau-Brunswick, les promoteurs du projet énergétique extracôtier Sable (SOEP) et Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP) rend compte des efforts faits en toute bonne foi par les parties en vue d'en arriver à une solution pour ce qui est des recommandations conflictuelles sur les droits soumises à la Commission d'examen conjoint (Commission). Cette position conjointe reconnaît implicitement la valeur considérable et l'importance de l'exploitation en temps opportun des ressources en gaz naturel de l'île de Sable ainsi que l'importance du projet de M&NP pour l'essor économique des provinces.

Droits

Sous réserve des conditions énoncées ci-après, les signataires confirment leur engagement à l'égard du barème de droits timbre-poste que demande M&NP et qu'elle a soumis à la Commission. Pour que la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick bénéficient tous deux de taux plus bas dans le but d'aider à développer le marché canadien, M&NP s'engage, pour les huit premières années, à réduire de 10 % les droits applicables au service de transport garanti vers des points de livraison situés en Nouvelle-Écosse et d'offrir ensuite une réduction de 4 % pour chacune des deux années subséquentes. M&NP s'engage aussi, pour les trois premières années, à réduire de 4 % les droits applicables au service de transport

garanti vers des points de livraison situés au Nouveau-Brunswick. Il est entendu que M&NP tiendra compte de tout manque à gagner dans les recettes associé aux réductions en rajustant son amortissement.

Latéraux

Sous réserve des conditions énoncées ci-après, les signataires confirment leur engagement à l'égard de la politique de M&NP sur les latéraux qui a été soumise à la Commission. M&NP s'engage à élaborer des plans de travail pour les embranchements principaux vers Halifax et Saint John en accord avec sa politique sur les latéraux pour faciliter le respect des dates de mise en service fixées à novembre 1999, à condition toutefois de recevoir un appui approprié du marché. M&NP fera, en temps opportun, une demande à l'Office national de l'énergie en vue de l'approbation réglementaire de ces latéraux.

M&NP s'engage aussi à élaborer des plans de travail pour les latéraux visant le transport au Cap-Breton et au nord du Nouveau-Brunswick pour les éventuelles dates de mise en service, au moment où la demande aura atteint un seuil économique. Les latéraux principaux de Halifax et de Saint John relèveront de la compétence fédérale, mais M&NP accepte que la construction, la propriété et l'exploitation de tout latéral envisagé pour l'avenir pourrait relever de la compétence provinciale si un gouvernement provincial devait préférer que M&NP se retire de la construction ou qu'elle ne possède ni n'exploite aucun autre latéral dans la province.

Afin de faciliter la mise en service rapide dans les collectivités de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, les promoteurs du SOEP entreprennent de réserver, en vue de la sous-traitance aux

distributeurs locaux, moyennant des conditions commercialement acceptables, 10 000 10⁶Btu par jour de gaz pour chaque province (soit un total de 20 000 10⁶Btu par jour) pour les trois premières années. M&NP poursuivra ses efforts en vue de repérer, de développer et de servir les marchés du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse.

Échéancier et appui

Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse reconnaissent les risques additionnels assumés par M&NP dans le contexte de cette position conjointe et ils acceptent d'appuyer M&NP pour qu'elle obtienne sans tarder toutes les approbations réglementaires du gouvernement fédéral; les provinces acceptent aussi d'appuyer M&NP pour qu'elle obtienne sans tarder les approbations nécessaires du gouverneur en conseil.

Les signataires s'entendent pour que, advenant le cas où la Commission rejeterait cette position conjointe, chaque signataire appuiera ses propres recommandations relatives aux droits et aux latéraux mises de l'avant à l'audience.

**Accepté et confirmé
le 19^e jour de juin 1997.**

Annexe VI

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Décision relative aux auditions comparatives et au report de la décision

Le présent document fait état de la décision prise relativement à la question des auditions comparatives et du report de la décision, qui a été soulevée au cours de la plaidoirie finale dans le cadre de l'examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable.

Report de la décision de l'Office national de l'énergie

Certaines parties ont fait valoir que l'Office national de l'énergie (ONÉ, Office) ne devrait pas rendre une décision relative à la délivrance d'un certificat concernant le gazoduc de M&NPP avant que les demandes concurrentes de Tatham Offshore Inc. et de Gazoduc TQM puissent être déposées, entendues et prêtes à être tranchées. En fait, ces parties soutiennent prêtes à être que l'ONÉ a l'obligation de tenir une audition comparative de ces demandes.

En faisant valoir cet argument, les parties ont mis l'accent sur deux aspects de la question. Premièrement, elles ont soutenu que la doctrine Ashbacker américaine, qui s'applique dans le contexte des pouvoirs prévus par la loi et exercés aux États-Unis en fonction du critère de l'utilité publique, s'appliquait à l'examen, par l'ONÉ, des questions dont il était saisi. Deuxièmement, elles ont soutenu que les principes généraux d'équité et de justice naturelle exigent qu'un organisme quasi judiciaire comme l'ONÉ tienne une audition comparative de la proposition qui lui est soumise et de toutes propositions de rechange.

a) Le critère de l'utilité publique

L'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* s'applique aux demandes déposées par SOEP et par M&NPP. Cette disposition est importante en ce qui

concerne la question des auditions comparatives parce qu'elle énonce le critère de l'utilité publique présente et future, soit le même critère que celui sur lequel repose la doctrine Ashbacker américaine. Voici le texte de l'article 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.

La version anglaise de l'article 52 se lit comme suit :

The Board may, subject to the approval of the Governor in Council, issue a certificate in respect of a pipeline if the Board is satisfied that the pipeline is and will be required by the present and future public convenience and necessity and, in considering an application for a certificate, the Board shall have regard to all considerations that appear to it to be relevant, and may have regard to the following :

- (a) the availability of oil, gas or any

other commodity to the pipeline;
(b) the existence of markets, actual or potential;
(c) the economic feasibility of the pipeline;
(d) the financial responsibility and financial structure of the applicant, the methods of financing the pipeline and the extent to which Canadians will have an opportunity of participating in the financing, engineering and construction of the pipeline; and
(e) any public interest that in the Board's opinion may be affected by the granting or the refusing of the application.

Dans l'affaire *Union Gas Co. of Canada v. Sydenham Gas & Petroleum Co. Ltd.* (1957), 7 DLR (2d) 65, [1957] S.C.R. 185, 75 CRTC 1, la Cour suprême du Canada a interprété le critère de « la commodité et [des] besoins du public » (expression équivalant à « l'utilité publique »). Le juge Rand a indiqué :

[TRADUCTION]

On a soutenu, et la Cour [d'appel] a semblé d'accord, que l'appréciation de la commodité et des besoins du public est elle-même une question de fait, mais je ne puis souscrire à cette opinion : il ne s'agit pas de déterminer si la question de fait existe. La décision consiste à exprimer une opinion, en l'espèce, l'opinion de la Commission et de la Commission seulement.

Dans une affaire ultérieure, *Memorial Gardens Association (Canada) Limited v. Colwood Cemetery Company et al.* (1958), 13 DLR (2d) 97, [1958] S.C.R. 353, 76 CRTC 319, le juge Abbott a dit ce qui suit, au nom de la Cour suprême :

[TRADUCTION]

Comme cette Cour l'a décidé dans

l'affaire *Union Gas* [...], la question de savoir si la commodité et les besoins du public nécessitent l'accomplissement de certains actes n'est pas une question de fait. C'est avant tout l'expression d'une opinion. Il faut évidemment que la décision de la Commission se fonde sur des faits mis en preuve, mais cette décision ne peut être prise sans que la discrétion joue un rôle important. En conférant à la Commission ce pouvoir discrétionnaire, la Législature a délégué à cet organisme la responsabilité de décider, dans l'intérêt du public, du besoin et de l'opportunité de créer d'autres cimetières, et ces facteurs sont laissés à l'appréciation de la Commission.

Lorsqu'une telle opinion a été formulée, une cour d'appel ne substituera pas sa propre opinion à celle de l'organisme de réglementation. Voici ce qu'a dit à ce sujet le juge en chef Kerwin dans l'arrêt *Union Gas*:

[TRADUCTION]

Apparemment, la Cour d'appel a conclu qu'elle avait le pouvoir de substituer son opinion à celle de la Commission, traitant la question de la commodité et des besoins du public comme une question de fait. Je ne puis souscrire à cette opinion.

Ainsi, on a statué que le critère de l'utilité publique présente et future est principalement une question d'opinion ayant un fondement factuel approprié, qui relève exclusivement du pouvoir discrétionnaire de l'organisme de réglementation. En ce qui concerne la procédure GH-6-96, certaines parties ont invoqué la doctrine Ashbacker au soutien de l'argument selon lequel l'ONÉ doit tenir une audition comparative des demandes de TQM et de M&NPP avant de rendre une décision concernant l'une ou l'autre de ces demandes.

Ces parties se fondent sur le jugement rendu par la Cour suprême des États-Unis dans l'affaire *Ashbacker Radio Corp. v. Federal Communications Commission*, 326 U.S. 327 (1945). Dans cette affaire, la Federal Communications Commission des États-Unis était saisie d'une demande de

licence de radiodiffusion à Grand Rapids (Michigan), et d'une autre demande de licence de radiodiffusion à Muskegon (Michigan). Les deux demandes visaient l'utilisation de la même fréquence et, comme les deux communautés concernées étaient situées à proximité l'une de l'autre, il y aurait certainement brouillage si les deux demandes étaient approuvées. La FCC a décidé que les deux demandes étaient véritablement incompatibles et, suivant la procédure prévue par la loi américaine, elle a appliqué le critère de l'utilité publique et a approuvé la demande concernant Grand Rapids sans tenir d'audition. La Commission a renvoyé la demande concernant Muskegon pour qu'elle fasse l'objet d'une audition. Le requérant débouté a présenté une demande de contrôle judiciaire de la décision de la FCC.

Le juge Douglas de la Cour suprême des États-Unis a dit ce qui suit au sujet de la décision de la Commission :

[TRADUCTION]

Il est donc évident que l'al. 309a) ne confère pas seulement à la Commission le pouvoir de délivrer des licences sans tenir d'audition : il donne également aux requérants le droit à une audition avant que leurs demandes soient refusées. À notre avis, il ne suffit pas de dire que la Commission, en raison de son pouvoir de délivrer une licence lorsqu'elle est convaincue de son caractère d'utilité publique, peut approuver l'une des deux demandes mutuellement exclusives sans entendre l'autre demande. Si le fait d'approuver une demande empêche l'audition de l'autre, alors le droit à une audition, qui est prévu par la loi et que le Congrès a conféré aux requérants avant que leurs demandes soient rejetées, deviendrait inutile. Nous pensons que c'est le cas en l'espèce.

Dans *Aeronautical Radio Inc. v. Federal Communications Commission*, 928 F.2d 428 (1991), la Cour d'appel du District of Columbia a résumé brièvement la doctrine Ashbacker de la manière suivante :

[TRADUCTION]

Cette doctrine suppose l'interaction entre les alinéas 309a) et 309e) lorsque la

Commission est saisie en même temps de deux demandes mutuellement exclusives, présentées de bonne foi. La Cour a reconnu que, dans de tels cas, le fait d'accepter une demande en application de l'alinéa 309a) sans tenir d'audition entraîne l'approbation de cette demande et le rejet de toutes les demandes pendantes qui sont mutuellement exclusives. Ainsi, le lien de causalité entre l'acceptation d'une demande sans audition et le rejet de fait d'une autre avant audition est l'élément fondamental de la décision Ashbacker.

Cependant, dans *Reuters Limited v. Federal Communications Commission*, 781 F.2d 946 (1985), le juge Starr de la Cour d'appel du District of Columbia a indiqué que la doctrine établie dans l'affaire Ashbacker s'applique uniquement aux parties dont les demandes ont été déclarées absolument mutuellement exclusives et non aux requérants éventuels.

L'arrêt Ashbacker a été cité dans une affaire canadienne, *Re Wah Shing Television & Partners Limited Partnership and Chinavision Canada Corp.*, [1984] 48 O.R. (2d) 166 (Ont. H.C.), qui concernait la décision prise par le CRTC de délivrer une licence à une station de télévision de Toronto lui permettant de diffuser des émissions en chinois. L'organisme de réglementation n'avait pas, dans cette affaire, à appliquer le critère de l'utilité publique, mais un requérant dont la demande avait été rejetée a demandé l'autorisation d'interjeter appel de cette décision à la Cour d'appel fédérale et a entre-temps demandé à la Haute Cour de justice de l'Ontario de délivrer une injonction interlocutoire pour empêcher Chinavision de commencer la diffusion. Au soutien de sa demande, ce requérant faisait valoir que les principes de justice naturelle exigeaient la tenue d'une audition comparative devant le CRTC. Le juge Holland a déclaré ce qui suit :

[TRADUCTION]

Wah Shing alléguait que la méthode même d'organisation et de tenue des auditions ayant donné lieu à la présente procédure, notamment la reconnaissance que les parties en présence étaient en

concurrence, exige que le CRTC fasse connaître son opinion sur les éléments respectifs de chaque demande et qu'il donne les motifs pour lesquels il a décidé d'approuver la demande de Chinavision. Une grande importance a été accordée aux décisions rendues par les tribunaux américains dans les affaires *Ashbacker Radio Corp. v. Federal Communications Commission*, *Johnston Broadcasting Co. v. Federal Communications Commission (Beach Intervenor)* et *Plains Radio Broadcasting Co. v. Federal Communications Comm. (Lubbock County Broadcasting Co., Intervenor)*.

[...]

Lorsque, comme en l'espèce, il y a deux demandes concurrentes et absolument mutuellement exclusives, il peut sembler logique et juste que l'équité et la justice naturelle exigent la tenue d'une audition comparative. Je constate qu'une question importante doit être tranchée à cet égard dans le cas qui nous intéresse. De plus, il faut déterminer si le dossier révèle que la conduite de Wah Shing a libéré le CRTC de l'obligation de tenir une audition comparative.

Le juge Holland a accordé l'injonction interlocutoire pour cette raison et pour d'autres motifs. Toutefois, l'autorisation d'interjeter appel de cette décision a été accordée et l'injonction interlocutoire a été suspendue par la Cour divisionnaire. Compte tenu des circonstances de l'affaire Wah Shing, il semble que la doctrine Ashbacker n'ait pas été incorporée au droit canadien.

Dans *Association for Public Broadcasting in British Columbia c. Le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes et autres* (1980), 115 DLR (3d) 73, [1981] 1 C.F. 524 (C.A.F.), le titulaire d'une licence de radiodiffusion procédait à une réorganisation au moment où il devait renouveler sa licence. Un nouveau requérant éventuel a demandé l'autorisation de présenter au CRTC une demande concurrente pour le service. Le CRTC a entendu une requête à cet effet et a rejeté la demande d'audition comparative. En appel, la Cour a dit

ce qui suit :

L'appelante fait valoir encore qu'une nouvelle licence s'imposant du fait de la demande Ellis, quiconque voulait l'obtenir avait le droit d'en faire la demande au cours d'une audition publique. Par ailleurs, elle estime que le Conseil ne pouvait délivrer une nouvelle licence sans avoir publiquement informé tous les intéressés qu'ils pouvaient en faire la demande ni avant d'avoir instruit toutes les demandes pouvant être reçues à cet effet. Je ne saurais en convenir. À part le fait que l'appelante s'est contentée de faire part au Conseil de son désir de présenter une demande mais n'en a jamais présentée, le Conseil n'a pour obligation, en matière de délivrance ou d'annulation de licence, que de tenir l'audition publique prévue à l'article 19 afin de s'assurer de l'observation de la politique de radiodiffusion énoncée dans la Loi, politique qui consiste entre autres à assurer la continuité et la qualité du service.

En l'espèce, le Conseil a donné avis public d'audition de la demande Ellis, a accordé le statut d'intervenante à l'appelante, lui a reconnu le droit de présenter des observations à cet effet, a tenu l'audition publique au cours de laquelle il a entendu l'argument de l'appelante voulant que le Conseil devait surseoir à décider jusqu'à ce qu'il eût instruit la demande de l'appelante. Enfin, dans sa décision, le Conseil s'est prononcé tant sur la demande Ellis que sur la requête préliminaire de l'appelante.

Ainsi, aucune erreur n'est commise lorsque le CRTC refuse de tenir une audition comparative dans les cas où il est saisi d'une demande et qu'on prévoit qu'une autre demande sur le même sujet sera déposée ultérieurement. La Cour est arrivée à une conclusion similaire dans l'affaire *Re Capital Cable Co-operative et le Conseil de la Radio-Télévision canadienne et Victoria Cablevision Limited* (1976), 29 C.P.R. (2d) 111, [1976] 2 C.F. 633 (C.A.F.). La Cour d'appel fédérale a indiqué : « Me Lisson ne nous a pas convaincus qu'en l'espèce, le CRTC était légalement tenu d'entendre la demande de l'intimée en vue d'obtenir une licence,

avant de décider de la demande de renouvellement de licence présentée par l'appelante ».

De même, l'ONÉ n'a pas été convaincu qu'un principe du type de celui établi dans l'arrêt *Ashbacker* s'appliquait, dans les circonstances de l'espèce, pour le forcer à prolonger son audition des demandes de SOEP et de M&NPP afin d'effectuer une audition comparative des demandes qui ont été déposées ou qui devaient l'être après la fin de cette audition.

Finalement, il y a lieu de mentionner que des arguments ont été présentés à l'ONÉ selon lesquels l'approbation de l'un des projets pouvait empêcher la réalisation des autres projets. Essentiellement, il a été allégué que l'approvisionnement sous-jacent au projet existant était limité et pouvait être assuré successivement par SOEP et par M&NPP, quoique l'on ait démontré que des ressources additionnelles du plateau Scotian pourraient être mises en valeur dans l'avenir.

Compte tenu du côté économique de la construction d'un gazoduc, certaines des parties en sont arrivées à penser que le premier gazoduc qui ferait l'objet d'un certificat empêcherait d'autres entreprises d'entrer sur le marché de l'industrie du gazoduc dans la région des Maritimes, à tout le moins jusqu'à ce que de nouveaux champs de gaz puissent être exploités. On a démontré que le groupe TQM avait tenté de conclure des ententes commerciales satisfaisantes avec les promoteurs de SOEP, mais sans succès. Les relations existant entre les promoteurs de SOEP et ceux de M&NPP ont solidifié ou amélioré, suivant le point de vue des parties, la position favorable déjà occupée par les promoteurs.

Il n'est pas possible actuellement de prévoir l'allure que prendra la mise en valeur des champs de l'île de Sable ou les compagnies qui pourraient y participer, ni les ententes qui pourraient être conclues relativement au transport du gaz de l'exploitation future des ressources du plateau Scotian. La preuve présentée était tout simplement trop hypothétique pour que l'ONÉ puisse conclure que les demandes de SOEP et de M&NPP et les

autres projets proposés sont mutuellement exclusifs, sur la base de l'approvisionnement limité ou des facteurs économiques de la construction d'un gazoduc.

b) Applicabilité des principes généraux de la justice naturelle ou de l'équité procédurale

Dans la pratique, l'ONÉ ne tient pas d'auditions comparatives relativement aux demandes présentées aux termes de l'article 52 ou de l'article 58. En 1992, l'ONÉ a rejeté une demande d'audition comparative de propositions présentées par Altamont Pipeline et Pacific Gas and Transmission et leurs équivalents canadiens relativement à l'expédition du gaz naturel du Canada aux États-Unis. Le seul exemple clair de la tenue d'une audition comparative devant l'ONÉ concerne la sélection d'un élément canadien du système de transport du gaz naturel de l'Alaska à la fin des années 1970. Le gazoduc de l'Alaska faisait l'objet d'un traité bilatéral entre le Canada et les États-Unis, et ce traité avait été incorporé au droit canadien par la *Loi sur le pipe-line du Nord*. Le Canada, par l'entremise de l'ONÉ, a tenu une audition comparative dans le but de déterminer quelle proposition devrait être acceptée au regard de la construction de l'élément canadien du projet.

Certaines parties ont fait référence à des décisions antérieures de l'ONÉ qui traitaient des aspects de la compétence de l'ONÉ touchant l'intérêt public. Bien que l'intérêt public influence presque tous les aspects des activités de l'ONÉ, il n'existe pas de lien entre l'intérêt public et le droit procédural à une audition comparative, ni un motif fondé sur l'intérêt public qui justifierait, en l'espèce, la tenue d'une audition comparative. Un tel lien devrait être prévu expressément dans la loi, ce que le législateur n'a pas choisi de faire.

On nous a renvoyés aux décisions suivantes : *Procureur général du Manitoba c. ONÉ*, [1974] 2 C.F. 502 (1re inst.); *Nakina c. Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada*, [1986] C.F. 426 (C.A.F.); *Board of Education of the Indian Head School Division No. 19 c.*

Knight, [1990] 1 R.C.S. 653; *Irvine c. Canada (Commission sur les pratiques restrictives du commerce)*, [1987] 1 R.C.S. 181; *Grand Conseil des Cris (du Québec) c. Procureur général du Canada*, [1994] 1 R.C.S. 159; *Cardinal c. Le directeur de l'établissement Kent*, [1985] 2 R.C.S. 643; *International Association of Machinists & Aerospace Workers, Lodge 2309 v. Canada Labour Relations Board* (1988), 33 Admin. L.R. 227; *R. v. Alberta Labour Relations Board* (1983), 27 Alta. L.R. (2d) 338; *Syndicat des employés professionnels de l'Université du Québec à Trois-Rivières c. Université du Québec à Trois-Rivières*, [1993] 1 R.C.S. 471; *Association des résidents du Vieux St-Boniface Inc. c. La ville de Winnipeg et autre*, [1990] 3 R.C.S. 1170; *Renvoi relatif au Régime d'assistance publique du Canada (C.-B.)*, [1991] 2 R.C.S. 526; *Attorney General of Hong Kong v. Ng Yuen Shiu*, [1983] 2 A.C. 629 (C.P.); *Procureur général du Manitoba c. Metropolitan Stores (MTS) Ltd.*, [1987] 1 R.C.S. 110; *Industrial Gas Users Association v. National Energy Board* (1990), 33 F.T.R. 218 (C.F. 1re inst.); *Canada (Procureur général) c. Canada (Commissaire de l'enquête sur l'approvisionnement en sang)*, [1996] 3 C.F. 259 (1re inst.); *La Société canadienne de la Croix-Rouge c. L'honorable Horace Krever* (décision inédite de la C.A.F. rendue le 17 janvier 1997, no de greffe : A-600-96); *Métallurgistes unis d'Amérique, section locale 9332*, [1995] 2 R.C.S. 97; *Procureur général du Québec et Keable c. Procureur général du Canada*, [1979] 1 R.C.S. 218; *Re Royal Commission into Metropolitan Toronto Police Practices and Ashton* (1975), 64 D.L.R. 477 (H.C. Ont.); *Canton d'Innisfil c. Canton de Vespra*, [1981] 2 R.C.S. 145; *Jeffs v. New Zealand Dairy Production and Marketing Board*, [1966] 3 All E.R. 863 (C.P.); *Société pour vaincre la Pollution v. Canada (Minister of the Environment)* (1996), 22 C.E.L.R. (N.-É.) 64, et *Committee for Justice and Liberty c. ONÉ*, [1978] 1 R.C.S. 369, 68 D.L.R. (3d) 716 (C.S.C.). Ces affaires traitaient, pour la plupart, des principes de justice naturelle, de l'équité procédurale et des procédures quasi judiciaires. Toutefois, de l'avis de l'ONÉ, aucune d'entre elles ne peut étayer l'opinion selon laquelle l'ONÉ a l'obligation de tenir une audition

comparative dans le cas qui nous intéresse. Ce que l'ONÉ est tenu de faire dans une audition de cette nature, c'est d'agir de bonne foi et de faire preuve d'équité envers toutes les parties. En l'absence d'une obligation de tenir une audition comparative, la question devient d'elle-même une question relevant du pouvoir discrétionnaire. En l'espèce, les requérants ont préparé et déposé des demandes aux termes de l'article 52 dans le but d'obtenir la délivrance de certificats relativement à de nouveaux gazoducs. Deux intervenants ont proposé de construire d'autres gazoducs qui relèveraient de la compétence de l'ONÉ; un autre intervenant proposait la construction d'un terminal de GNL qui ne relèverait pas de la compétence de l'ONÉ. Dans ce cas, l'ONÉ doit établir un juste équilibre entre les parties. Après avoir donné à tous les intervenants, y compris aux promoteurs d'autres projets de gazoduc, l'occasion d'évaluer la demande présentée par M&NPP dans le cadre d'une très longue audition -- ce que l'ONÉ était tenu de faire en vertu des principes de justice naturelle --, conviendrait-il, dans les circonstances, de différer une décision sur le bien-fondé des demandes présentées aux termes de l'article 52 ou de l'une d'entre elles, jusqu'à ce que tous les intervenants qui proposent des projets concurrents soient en mesure de présenter leurs projets et de demander les approbations réglementaires nécessaires?

Après avoir réfléchi avec soin à la question, l'ONÉ en vient à la conclusion qu'il ne serait pas approprié de différer sa décision concernant les demandes présentées par SOEP et M&NPP ou la demande présentée par M&NPP seule en vertu de l'article 52, de façon à permettre l'examen, dans le cadre d'une autre procédure tenue en vertu de l'article 52, des demandes qui ont été présentées ou qui devraient l'être par TQM et Tatham Offshore en vertu de l'article 52. Le report de notre décision relative aux demandes de SOEP et de M&NPP pourrait causer un préjudice de nature commerciale aux promoteurs de ces projets. Les demandes de SOEP et de M&NPP ont été entendues et les promoteurs de ces projets ont droit à une décision de l'ONÉ concernant leurs demandes.

Le report de notre décision pourrait également être contraire à la common law, comme le procureur des promoteurs a tenté de le démontrer dans sa plaidoirie. Le procureur de SOEP et de M&NPP a cité deux ouvrages faisant autorité dans le domaine : *De Smith's Judicial Review of Administrative Action*, de S.A. de Smith (Evans), et *Administrative Law*, de Sir William Wade. Ces deux ouvrages constituent des sources de premier plan dans le domaine du droit administratif dans le Commonwealth. On trouve les commentaires suivants dans De Smith :

[TRADUCTION]

Tout d'abord, les tribunaux judiciaires et administratifs ont l'obligation de décider des affaires qui relèvent de leur compétence et qui leur ont été correctement soumises, et les tribunaux judiciaires et les organismes et tribunaux administratifs en général ont l'obligation d'exercer les pouvoirs discrétionnaires que leur confère la loi lorsque les circonstances le justifient. En refusant à tort d'exercer leurs pouvoirs discrétionnaires et leur compétence dans de telles circonstances, ils ne se conforment pas à leur obligation, et une ordonnance de mandamus peut être délivrée pour corriger la situation.

Voici ce que dit M. De Smith au sujet du travail des organismes créés par la loi :

[TRADUCTION]

Le mandamus a pour but d'assurer l'exécution d'une obligation publique dans laquelle le requérant a un intérêt juridique suffisant. Le requérant doit démontrer qu'il a exigé l'exécution de l'obligation et que celle-ci a été refusée par l'organisme compétent.

M. Wade est du même avis : « Le retard à exécuter une obligation légale peut également constituer un abus auquel la loi apportera un redressement ». Le procureur des promoteurs est allé jusqu'à invoquer la *Magna Carta* au soutien du principe selon lequel les retards ne sont pas admissibles dans les procédures administratives.

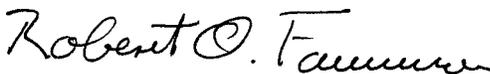
Pour tous ces motifs, l'ONÉ a décidé qu'il était tenu, dans les circonstances, de rendre sa décision aussi rapidement que possible, et la présente décision est délivrée afin que les parties soient au courant de la position de l'ONÉ sur cette question.



K. W. Vollman
membre président



A. Côté-Verhaaf
membre



Robert Fournier
membre

Abréviations

106Btu	million de Btu
1012Btu	billion de Btu
BPC	biphényle polychloré
BTEX	benzène, toluène, éthylbenzène et xylène
Btu	thermie britannique
CCCS	Comité consultatif communautaire Sable
CCR	Comité consultatif des retombées
CEI	composante environnementale importante
CLSP	Comité de liaison SOEP-Pêches
CRTC	Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes
CSA	Association canadienne de normalisation
CSCH/DH	Comité de liaison SOEP-Country Harbour/Drum Head sur les pêches et l'aquaculture
CTP	conductivité, température et profondeur
DDP	détérioration, destruction et perturbation (de l'environnement)
EP	entente préalable
GCSEE	Groupe consultatif sur la surveillance des effets environnementaux
GNL	gaz naturel liquéfié
ISO	Organisation internationale de normalisation
kPa	kilopascal
LCÉE	Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
LGN	liquides de gaz naturel
M&NE	Maritimes and Northeast Pipeline Inc.
M&NPP	projet de gazoduc Maritimes and Northeast
MACM	méthode axée sur les conditions du marché
MPO	Ministère des Pêches et des Océans
OCNHE	Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
ONÉ	Office national de l'énergie
PGE	plan de gestion de l'environnement
PPE	plan de protection de l'environnement
SA	société d'accréditation
SCADA	système d'acquisition de données et de commande
SEE	surveillance des effets environnementaux
SGE	système de gestion de l'environnement
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Glossaire

accord

accord en vue de l'examen public conjoint des projets gaziers de l'île de Sable

benthique

se dit de la partie du milieu aquatique constituée des organismes qui vivent en permanence dans les fonds marins

CL50

concentration d'une substance toxique qui suffit à tuer 50 % des organismes exposés à son action au cours d'un laps de temps déterminé (habituellement au bout de 96 heures d'exposition)

conception des droits de zone

les droits sont uniformes à l'échelle d'un secteur déterminé, reposant sur le volume de gaz livré et la distance parcourue pour l'acheminer à chaque zone

conception des droits point-à-point

les droits sont fixés pour chaque point de livraison, en fonction du volume livré et de la distance parcourue depuis le début du pipeline

conception des droits «timbre-poste»

les droits exigés sont toujours les mêmes peu importe la distance d'acheminement par le pipeline

droit

prix exigé pour les services de transport de gaz dans un pipeline

échange

transport de gaz naturel par substitution entre deux gazoducs distincts qui reçoivent et conservent chacun du gaz assigné par contrat à l'autre gazoduc

écosystème

unité écologique composée d'éléments vivants (biotiques) et d'éléments inertes (abiotiques) interagissant dans un milieu donné

emprise

droit légal de passage sur des terres publiques ou privées; zone où s'exerce ce droit

entente préalable

entente de service de transport ayant force obligatoire, dans laquelle sont énoncées les conditions, y compris les conditions préalables, suivant lesquelles le service sera offert au demandeur; l'entente signée constitue habituellement la preuve d'un engagement ferme de la part d'un expéditeur d'acheter à contrat les services de transport de la compagnie pipelinière en question

formation d'Halifax

formation à substratum rocheux renfermant des roches acidogènes, qui se trouve dans le groupe de Meguma

fragmentation

Réduction de gros habitats en surfaces de taille plus réduite en raison du développement

gaz à effet de serre

gaz à l'état de traces dans l'atmosphère qui sont transparents au rayonnement solaire de courte longueur d'onde, mais qui absorbent sélectivement puis émettent un rayonnement thermique de grande longueur d'onde; permettent au rayonnement solaire incident d'atteindre la surface de la terre, qui se réchauffe et émet de l'énergie thermique dans l'atmosphère; les gaz à effet de serre absorbent cette énergie et en renvoient une partie à la surface de la terre, produisant ainsi le phénomène de réchauffement appelé effet de serre

GH-6-96

ordonnance d'audience de l'ONÉ visant les projets énergétiques extracôtiers de l'île de Sable et le projet de gazoduc Maritimes and Northeast

Le Gully

canyon sous-marin qui entaille profondément le bord du plateau Scotian, du côté donnant vers le large, et sépare le banc Banquereau du banc de l'île de Sable; mesure 11 kilomètres de largeur en son point le plus étroit et plus de 914 mètres de profondeur à son extrémité la plus au sud

lois de mise en oeuvre

législation régissant l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures au large de la Nouvelle-Écosse, soit la *Loi de mise en oeuvre de l'accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*

Meguma

les roches du groupe de Meguma renferment des sulfures de purite, de chalcopyrite, d'arsénopyrite, de sphalérite et de galène; les sulfures se présentent comme des cristaux disséminés dans la roche hôte ou, plus généralement, se trouvent le long de filonnets de quartz; habituellement producteurs d'acides

MN365

service de transport garanti de 365 jours proposé par M&NPP

OP214

service de transport garanti hors période de pointe que M&NPP propose d'offrir pour 214 jours

pH

mesure de l'état acido-basique d'une solution contenant des ions hydrogène, le pH 7 étant un état neutre

phytoplancton

partie végétale du plancton (qui est l'ensemble des organismes vivant en suspension dans l'eau de mer); réalise la photosynthèse des matières organiques et sert d'aliment pour le zooplancton et d'autres membres de la chaîne trophique en milieu aquatique

politique sur les latéraux

politique de M&NPP relativement à la construction d'installations pipelinières supplémentaires et aux frais à percevoir

RH-2-94

ordonnance d'audience de l'ONÉ visant l'instance relative au coût du capital de sociétés pipelinières

séparation des services

séparation en éléments distincts du coût des services pipeliniers offerts par un distributeur local, comme la collecte, le transport, le stockage et la vente

société d'accréditation

organisme privé qui examine et vérifie la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des installations d'exploration et de production extracôtières; peut délivrer un certificat de conformité à l'égard de ces installations, en vertu des règlements de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtières

substitution

dans le domaine du transport par pipeline, remplacement d'une source de gaz naturel en un point donné par une autre source de gaz naturel se trouvant dans un autre endroit; la substitution de volumes permet le transport à rebours ou l'échange de gaz (voir ces termes)

transport à rebours

le transport «théorique» de gaz naturel, par substitution, en sens inverse de l'écoulement d'une canalisation, de sorte qu'il soit relivré en amont de son point de réception